UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE

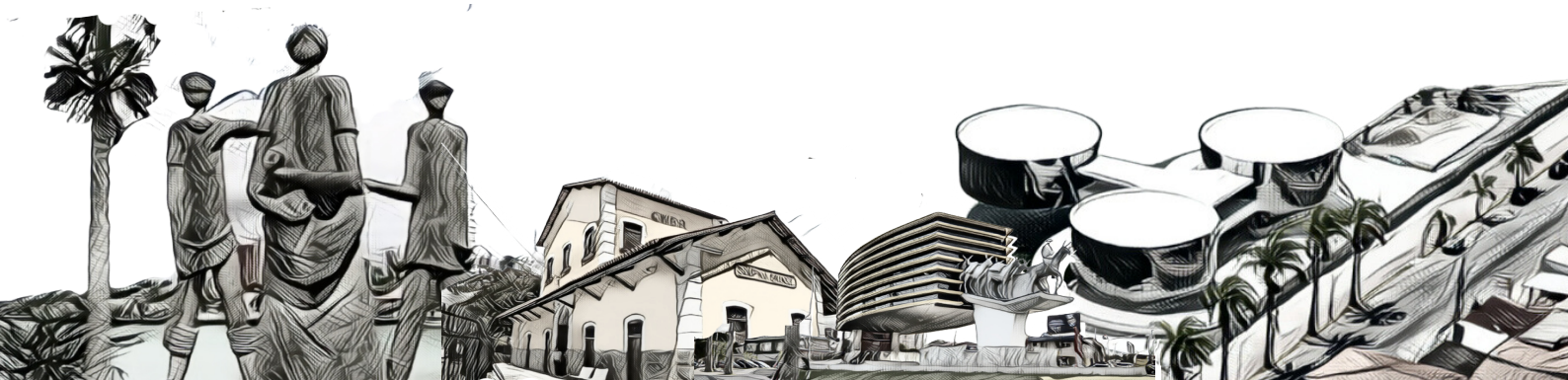
Peflab

X ENAHPE

CAMPINA GRANDE - PB - 2025

04 A 07 DE AGOSTO DE 2025

ISBN: 978-65-5222-057-8



X ENAHPE

Anais do X Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo (X ENAHPE)

realizeeventos
Científicos & Editora



X ENAHPE

Anais do X Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo (X ENAHPE)

Dados Internacionais da Catalogação na Publicação (CIP)

E56 Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo (10. : 2025 : Campina Grande, PB)

Anais do X Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo (X ENAHPE) [recurso eletrônico] / Organização, Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, Laboratório de Pesquisa em Fluídos de Perfuração - PEFLAB. – 2025.

1466 p. il.

Evento Bienal realizado na cidade de Campina Grande/PB de 04 a 07 de agosto de 2025, na Universidade Federal de Campina Grande e no Quinta da Colina.

ISBN 978-65-5222-057-8

1. Integridade de Poços. 2. Pré-sal. 3. Campos Maduros. 4. Confiabilidade e risco em poços. 5. Transição energética. 6. Meio ambiente.

21. ed. CDD 553.282

Elaborada por Edson Marques Almeida Monteiro - CRB 743 / 15ª Região PB/RN

REALIZE EVENTOS CIENTÍFICOS & EDITORA LTDA.

Rua: Aristídes Lobo, 331 - São José - Campina Grande-PB | CEP: 58400-384

E-mail: contato@portalrealize.com.br | Telefone: (83) 3322-3222



ISBN: 978-65-5222-057-8

COMISSÃO CIENTÍFICA

Alex Tadeu de Almeida Waldmann (PETROBRAS)
Andre Leibsohn Martins (PETROBRAS)
Carlos Pessanha Costa Carvalho (PETROBRAS)
Danilo Clombo (PETROBRAS)
Elessandre Alves de Souza (PETROBRAS)
Guilherme Siqueira Fetter Vanni (PETROBRAS)
Laura Correia Musgueira Geraci (PETROBRAS)
Luis Carlos Marques Pires (PETROBRAS)
Rodrigo Yugi Ikuta Tobisawa (PETROBRAS)
Sergio Taveira Camargo Jr (PETROBRAS)

COMISSÃO ORGANIZADORA

Anna Carolina Amorim Costa (PEFLAB/UFCG)
Karine Castro Nóbrega (PEFLAB/UFCG)
Laura Rafaela Cavalcanti de Oliveira (PEFLAB/UFCG)
Luciana Viana Amorim (PEFLAB/UFCG)
Mário César de Siqueira Lima (PEFLAB/UFCG)
Michelli Karine Barros da Silva (PEFLAB/UFCG)
Mirele Costa da Silva Farias (PEFLAB/UFCG)
Renalle Cristina Alves de M. Nascimento (PEFLAB/UFRPE)
Ruth Luna do Nascimento Gonçalves (PEFLAB/UFCG)
Sóstenes Jerônimo da Silva (PEFLAB/UFCG)
Tiago Almeida de Oliveira (PEFLAB/UEPB)
Joelson da cruz campos (PEFLAB/UFCG)
Victoria Bezerra Romualdo (PEFLAB/UFCG)
Waleska Rodrigues Pontes da Costa (PEFLAB/UFCG)

ISBN: 978-65-5222-057-8

PREFÁCIO

O *Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo (ENAHPE)*, realizado bienalmente, consolidou-se como um espaço ímpar de diálogo entre pesquisadores, professores, profissionais e estudantes, promovendo debates de alto nível técnico-científico e fortalecendo a integração entre a academia e a indústria. Sua programação engloba minicursos, palestras, plenárias, sessões técnicas de apresentação oral e pôsteres, concursos científicos e atividades culturais, tornando-se um ambiente de intensa troca de experiências e de construção coletiva de conhecimento.

A X edição do ENAHPE foi realizada entre os dias 04 e 07 de agosto de 2025, na cidade de Campina Grande – PB, reconhecida nacionalmente por sua relevância acadêmica, tecnológica e cultural. A edição comemorativa bateu recordes e se mostrou histórica:

- 448 participantes entre acadêmicos e profissionais;
- 197 trabalhos apresentados;
- 48 inscritos no Student Contest;
- 32 palestras/plenárias;
- 6 minicursos, que receberam 184 inscritos;
- 26 patrocinadores e apoiadores que acreditaram e investiram no evento.

Foram 303 acadêmicos (graduação, mestrado e doutorado) e 145 profissionais que compartilharam ideias, vivências e resultados, reforçando a importância do ENAHPE como espaço de fortalecimento do setor de construção de poços no Brasil.

Agradecemos a todos que contribuíram direta ou indiretamente para a realização desta edição: à comissão organizadora, aos palestrantes, autores de trabalhos, avaliadores, patrocinadores, apoiadores institucionais e, principalmente, aos participantes que trouxeram energia e engajamento para fazer desta edição um marco.

Profa. Luciana Viana Amorim
Presidente do X ENAHPE

ISBN: 978-65-5222-057-8

SUMÁRIO

25 **APRENDIZADO DE MÁQUINA PARA PREVISIBILIDADE DA TAXA DE PENETRAÇÃO DE POÇOS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS**
Emily Amaral Carriero, Marília Guimarães Silva

32 **REDUÇÃO DE ARRASTE EM ESCOAMENTO PULSÁTIL PARA POLÍMEROS RÍGIDOS E FLEXÍVEIS**
Davi Nicoli Schimith Bergher, Lucas Antônio Silveira Silva, Michel de Oliveira dos Santos, Bruno Venturini Loureiro

42 **MEDIÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE TAMANHO DE CALCITA EM ESCOAMENTO VIA PDPA**
Thais Cometti Saiter, Guilherme Fonseca Visintini, Caio Campos Castro, Bruno Venturini Loureiro

52 **POTENCIAL ZETA COMO PREDITOR DE ESTABILIDADE DA VISCOSIDADE DE AMOSTRAS DE CARBOXIMETILCELULOSE EM SOLUÇÃO SALINA**
Mirele Costa da Silva Farias, Karine Castro Nóbrega, Anna Carolina Amorim Costa, Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento, Elessandre Alvez de Souza, Luciana Viana Amorim

61 **ESTUDO DA GLICERINA EM SUBSTITUIÇÃO À SALMOURA DE NACL EM FLUIDOS BASE ÓLEO**
Karoline Nóbrega Celino, Elessandre Alves de Souza, Walter Francisco Cardoso Junior, Rosangela de Carvalho Balaban

71 **VERIFICAÇÃO DA FALHA DO FLUÍDO MINERAL POR MEIO DE ESTRATÉGIAS MULTICLASSE**
Palloma Alves Albuquerque, Tiago Almeida de Oliveira, Michelli Karinne Barros da Silva, Joelson da Cruz Campos, Waleska Rodrigues Pontes Da Costa Luciana Viana Amorim

81 **EFEITOS DA APLICAÇÃO DE CAMPO MAGNÉTICO NAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS DE UMA EMULSÃO DE PETRÓLEO**
Matheus de Souza Cunha, Kelvin Cristien de Oliveira Barbosa, Lidia Ramos da Vitória, Edson José Soares, Fabio de Assis Ressel Pereira, Osvaldo Karnitz Junior

89 **INFLUÊNCIA DO TAMANHO MÉDIO DE POROS NA FILTRAÇÃO DE FLUIDOS POLIMÉRICOS:** UMA ANÁLISE EXPERIMENTAL
Mário César de Siqueira Lima, Victoria Bezerra Romualdo, Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento, Elessandre Alves de Souza, Luciana Viana Amorim, Tiago Almeida de Oliveira

ISBN: 978-65-5222-057-8

99 **AVALIAÇÃO DA INCRUSTAÇÃO DE $BASO_4$ EM ESCOAMENTO REATIVO –** EFEITOS DO NÍVEL DE SUPERSATURAÇÃO, COPRECIPITAÇÃO COM $CACO_3$, TEMPERATURA E PH DO MEIO REACIONAL

Wagner Aldeia, Vitória Silva Lourenço, Mayra Fernanda de Souza Menezes, Gabriel Nunes Rodrigues, Caique Marques Mattos, André Leibsohn Martins, Helga Elisabeth Pinheiro Schluter, Bruno Barbosa Castro

108 **AVALIAÇÃO DAS FORÇAS DE ADESÃO DE CARBONATO DE CÁLCIO INCRUSTADAS EM AÇO INOXIDÁVEL AISI 304 POR TESTES TRIBOLÓGICOS**

Thiago Marques e Silva Slompo, Felipe Barboza Pereira, Vitória Silva Lourenço, Wagner Aldeia, Silvio Luiz de Mello Junqueira, Giuseppe Pintaude.

118 **ANÁLISE TERMO-POROELÁSTICA DA INTEGRIDADE ESTRUTURAL DE BAINHAS DE CIMENTO EM POÇOS DE PETRÓLEO**

Gleide Karolayne Melo Lins, Catarina Nogueira de Araújo Fernandes, Thiago Barbosa da Silva, William Wagner Matos Lira, Charlton Okama de Souza

128 **ESTUDO EXPERIMENTAL E COMPARATIVO DA SEDIMENTAÇÃO DE SISTEMAS MONO E POLIDISPERSOS**

Gabriel Nonato De Oliveira, Juliana Mariano De Souza, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Luís Américo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

138 **AVALIAÇÃO DOS EFEITOS TÉRMICOS NA SEDIMENTAÇÃO DE PARTÍCULAS EM FLUIDO NÃO NEWTONIANO**

Carla Gabriella Oliveira de Brito, Idrissa Deme, Juliana Siqueira Agrelos, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Luís Americo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

148 **INFLUÊNCIA TÉRMICA NA DINÂMICA DA SEDIMENTAÇÃO E COMPRESSÃO DE SÓLIDOS EM SUSPENSÕES:** IMPLICAÇÕES NA ESTABILIDADE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Hélio de Oliveira Junior, Flávia Marques Fagundes, Fran Sergio Lobato, João Jorge Ribeiro Damasceno, Fábio de Oliveira Arouca

158 **DESEMPENHO DA BENTONITA PARTICULADA COMO ALTERNATIVA AOS PELLETS DE BENTONITA NO ABANDONO DE POÇOS:** UMA ANÁLISE PRELIMINAR

Laura Rafaela Cavalcanti de Oliveira, Daniella Silva Leal, Maria Gabriely Félix de Siqueira, Anna Carolina Amorim Costa, Joelson da Cruz Campos, Luciana Viana Amorim

168 **ESTUDO COMPARATIVO DE PASTAS CIMENTÍCIAS PARA POÇOS CCS:** INFLUÊNCIA DA SÍLICA E DO LÁTEX EM CONDIÇÕES QUÍMICAS SEVERAS

Rafael Augusto Ventura, Glauco Soares Braga, Cristiane R. de Miranda, Fabiano Galbitati, Júlio Cézar de O. Freitas, Rodrigo Cesar Santiago

ISBN: 978-65-5222-057-8

178 **ANÁLISE EM TEMPO REAL DO MOVIMENTO DE UMAPENEIRA VIBRATÓRIA INDUSTRIAL**
Rafael Yuri Medeiros Barbosa, Vinicius Pimenta Barbosa, Alex Tadeu de Almeida Waldmann, Luiz Gustavo Martins Vieira, Rubens Gedraite

187 **MODELAGEM E CARACTERIZAÇÃO NUMÉRICA DA SEDIMENTAÇÃO EM BATELADA:** IDENTIFICAÇÃO DE PARÂMETROS DE FLUXO PARA OTIMIZAÇÃO EM POÇOS DE PETRÓLEO
Fran Sérgio Lobato, Flávia Marques Fagundes, João Jorge Ribeiro Damasceno, Fábio de Oliveira Arouca

197 **RHEOLOGICAL AND FUNCTIONAL EFFECTS OF DIFFERENT HYDROCOLLOIDS IN INHIBITED WATER BASED DRILLING FLUIDS**
Isabel Hernández Montoya, Fabian Ramos Maldonado, Nezia de Rosso, Cezar Ribeiro Negrão

207 **MONITORAMENTO DE PERFIS DE CONCENTRAÇÃO DE SÓLIDOS EM POÇOS INCLINADOS POR ATENUAÇÃO DE RADIAÇÃO GAMA**
Raquel Stavale Schimicoski, Flávia Marques Fagundes, João Jorge Ribeiro Damasceno, Fábio de Oliveira Arouca

217 **PREVISÃO DE MASSA INCRUSTADA COM ALGORITMOS DE APRENDIZADO DE MÁQUINA**
Edmilson M.D. Morais, Helder R.O. Rocha, Jair A.L SilvaFilipe Có, Luila Abib Saidler, Bruno Venturini Loureiro

226 **CONDUTIVIDADE ELÉTRICA DE CLORETOS DE SÓDIO, DE CÁLCIO, DE MAGNÉSIO E DE POTÁSSIO EM METANOL, ÁGUA E MISTURAS HIDROALCOÓLICAS EM BAIXAS CONCENTRAÇÕES DE SAIS E DIFERENTES TEMPERATURAS**
Thuyline Dyandra Stroparo, Larissa Carião da Silva Loeser de Oliveira, Luiz Augusto da Cruz Meleiro, Cláudia Miriam Scheid, Filipe Arantes Furtado, André Luiz Martins Compan

237 **AVALIAÇÃO DE MODELOS DE PLN NA CLASSIFICAÇÃO DE EVENTOS EM RELATÓRIOS DIÁRIOS DE PERFURAÇÃO**
Erasmo Augusto Bezerra Silva, Antonio Paulo Amancio Ferro, Francisco de Assis Viana Binas Júnior, Jadson César da Silva Santos1, Marcos Antonio Barbosa Lima, Lucas Pereira de Gouveia

247 **INTERFACES 3D:** SIMULAÇÃO DE ALTO DESEMPENHO PARA OPERAÇÕES DE CIMENTAÇÃO DE POÇOS
Sergio Santiago Ribeiro, Rodrigo Lipparelli Fernandez, Lucas Constantino, Stélio Henrique Lopes Neto, Márcio da Silveira Carvalho, Carlos Pessanha Costa Carvalho

ISBN: 978-65-5222-057-8

256 **MODELAGEM DE ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO EM POÇOS DE COMPLETAÇÃO INTELIGENTE**

Luiz Felipe Alves Borges, Jackson Silvério de Sousa, Leonardo Alves da Silva, Jamile Eleutério Delesposte, Luiz Antonio de Oliveira Chaves, Rodolfo Cardoso

268 **PROBABILIDADE DE FALHA EM FLEXITUBO SOB FADIGA DE BAIXO CICLO**

Silvia Corbani, Emmanuel A. A. M. Costa, Lucas S. K. Camp, Daniel A. Castello, Rodrigo Y. I. Tobisawa, José R. B. de Moura Filho, Thiago G. Ritto

278 **EXPERIMENTAL AND MODELING ANALYSIS OF MOISTURE-DRIVEN INTERPARTICLE FORCES IN THE FLUIDIZATION AND DE-AERATION OF DRILL CUTTINGS**

Heitor Otacílio Nogueira Altino, Claudio Roberto Duarte

288 **REDUÇÃO DA VISCOSIDADE DO PETRÓLEO CRU POR ATIVAÇÃO MAGNÉTICA COM ÍMÃS DE TERRAS RARAS:** ESTUDO EXPERIMENTAL EM LABORATÓRIO

Gomes, A. M.; Freitas, W.R; Maciel, P.N.; Penteado, M. R. M.

297 **SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA PERDA DE CIRCULAÇÃO EM CANAL PARCIALMENTE POROSO E FRATURADO UTILIZANDO O MÉTODO DE LATTICE BOLTZMANN**

Hiago Souza da Silva, Fernando César De Lai, Vinícius Gustavo Poletto, Rodrigo Prando Pedroni, João Victor Lopes Marchiori, Silvio Luiz de Mello Junqueira, Alex Tadeu de Almeida Waldmann, André Leibsohn Martins

307 **AVALIAÇÃO DO EFEITO DE PRESSÃO NA SEDIMENTAÇÃO DE ADENSANTES EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO**

Idrissa Deme, Juliana Siqueira Agrelos, Carla Gabriella Oliveira de Brito, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Luís Americo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

317 **EFEITOS DA VARIAÇÃO DA CONCENTRAÇÃO DE ESPÉCIES REATIVAS NA INCRUSTAÇÃO DO CARBONATO DE CÁLCIO NA CORRENTE DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO**

Wagner Aldeia, Vitória Silva Lourenço, Mayra Fernanda de Souza Menezes, Caique Marques Mattos, Gabriel Nunes Rodrigues, Helga Elisabeth Pinheiro Schluter, André Leibsohn Martins

326 **PERFURAÇÃO DE FORMAÇÕES SALINAS: ESTUDO DA TOLERÂNCIA DE FLUIDOS AQUOSOS À CONTAMINAÇÃO POR EVAPORITOS**

Lucas Souza Ribeiro, Érica Carolina de Freitas, Victoria Bezerra Romualdo, Waleska Rodrigues Pontes da Costa , Laura Rafaela Cavalcanti de Oliveira Luciana Viana Amorim

ISBN: 978-65-5222-057-8

336 **ESTUDO DA DENSIDADE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SINTÉTICOS E AQUOSOS EM DIFERENTES REGIMES DE OPERAÇÃO**
Victor Hugo Soares Kagueyama, Julio Jorge de Almeida Abdala, Nezia de Rosso, Cezar Otaviano Ribeiro Negrão

343 **MODELAGEM DOS FENÔMENOS DE SURGE E SWAB DURANTE O PROCESSO DE PERFURAÇÃO**
N´canha Dam Cabi, Juliano Scholz Slongo, Sidney Carlos Gasoto, Lucia Valeria Ramos de Arruda, Márcia Peixoto Vega Domiciano

353 **AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DA ADIÇÃO DE OBTURANTE E NANOESFERAS DE POLIESTIRENO EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS SATURADOS**
Vitor Henrique Pinheiro de Melo, Júlia Cardoso Martins Paulino, Juliana de Carvalho Camargo, Leonardo Ferreira de Paula, Heitor Otacílio Nogueira Altino, Marina Seixas Pereira

363 **ESTUDO DA INCRUSTAÇÃO CARBONÁTICA EM CUPONS METÁLICOS SOB CONDIÇÕES DE POÇOS PETROLÍFEROS**
Rômulo Fieni Fejoli, Fabio de Assis Ressel Pereira, Edson José Soares, Cherlio Scandian, Nathan Fantecelle Strey, Bruno Venturini Loureiro, Andre Leibsohn Martins, Helga Elisabeth P. Schlüter

373 **A INFLUÊNCIA DA ATAPULGITA ORGANOFILIZADA COMO REDUTOR DE FILTRADO EM FLUIDOS AQUOSOS POLIMÉRICOS**
Pedro Lucas Araújo da Silva, Iane B. A. dos Santos, Vanessa C. Santanna

380 **MODELAGEM NUMÉRICA TERMO-POROELÁSTICA DA INTEGRIDADE ESTRUTURAL DE BAINHAS DE CIMENTO EM SISTEMAS COM MÚLTIPLOS REVESTIMENTOS DE POÇOS DE PETRÓLEO**
Maria Clara de Lima Medeiros, Gleide Karolayne Melo Lins, Catarina Nogueira de Araújo Fernandes, Thiago Barbosa da Silva, William Wagner Matos Lira, Charlton Okama de Souza

390 **FLUIDOS POLIMÉRICOS EM WORKOVER:** CAUSAS E MITIGAÇÃO DE DANOS À FORMAÇÃO
Mário César de Siqueira Lima, Waleska Rodrigues Pontes da Costa, Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento, Mirele Costa da Silva Farias, Victoria Bezerra Romualdo, Luciana Viana Amorim

400 **INVESTIGAÇÃO DA SEDIMENTAÇÃO EM SCALE UP:** UMA ABORDAGEM EXPERIMENTAL EM PROVETAS
Juliana Mariano de Souza, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Luís Américo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

ISBN: 978-65-5222-057-8

410 **ESTUDO DA FILTRAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS EM FUNÇÃO DA CONCENTRAÇÃO DE SÓLIDOS E DA TEMPERATURA**

Gustavo Martins De Almeida, Flávia Marques Fagundes, João Jorge Ribeiro Damasceno e Fábio de Oliveira Arouca

420 **SEPARAÇÃO SÓLIDO-LÍQUIDO EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO ENVELHECIDOS:** UMA ABORDAGEM POR ATENUAÇÃO DE RADIAÇÃO GAMA

Émerson Oliveira Ferreira, Thiago Royer Leão, Gabriela Cristina Oliveira Santos, Flávia Marques Fagundes, João Jorge Ribeiro Damasceno,Fábio de Oliveira Arouca

430 **ESTUDO NUMÉRICO DO EFEITO DA FLUÊNCIA SALINA NA GEOMETRIA E ESTABILIDADE DE POÇOS DE PETRÓLEO**

Alfred Deyvis Huari Centeno, Anuar Miguel Abib Onofre, Marco Antônio Luersen, Admilson T. Franco, Alex Tadeu de Almeida Waldmann

440 **APLICAÇÃO DE MICROESFERAS OCAS DE VIDRO NA REDUÇÃO DA DENSIDADE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DRILL-IN**

Juliana de C. Camargo, Heitor O. N. Altino, José A. S. Júnior, Marina S. Pereira, Claudio R. Duarte, Kaio A. Gonzaga

450 **DESEMPENHO REOLÓGICO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SOB CONDIÇÕES HPHT:** IMPACTO DA RAZÃO ÓLEO/ÁGUA E DENSIDADE

Géssica Palaoro, Diogo E.V. Andrade, Yane H. Santos, Admilson T. Franco, Alex Waldmann, Elessandre A. de Souza

460 **ANÁLISE DINÂMICA DO COMPARTAMENTO DA COLUNA NA PERFURAÇÃO OFFSHORE E DIRECIONAL**

Lucas S. K. Camp, José R. Brigido, Rodrigo Y. I. Tobisawa, Daniel A. Castello, Thiago Gamboa Ritto

470 **MODELAGEM COMPUTACIONAL DA DEPOSIÇÃO DE PARTÍCULAS E CRIAÇÃO DE TORTA DE FILTRAÇÃO EXTERNA EM MEIOS POROSOS NO CONTEXTO DE DANO À FORMAÇÃO**

Pedro K. de Azevedo, Bruno P. Sansone, Hélio R. Neto, Sérgio T. de Camargo Jr., Marcos A. F. Rodrigues, Roney Leon Thompson

480 **APLICAÇÃO DE TÉCNICAS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL PARA AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS DE SOLO COM FOCO EM PROJETO GEOTÉCNICO DE POÇO**

Lucas Veras de Siqueira, João Paulo Lima Santos, Lucas Pereira de Gouveia

ISBN: 978-65-5222-057-8

487 **ESTUDO REOLÓGICO DE BIOPOLÍMEROS À BASE DE GOMA DE ALFARROBA PARA APLICAÇÃO EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SUSTENTÁVEIS**

Sabrina da S. Santos, Yane H. Santos, Géssica Palaoro, Admilson T. Franco, Angelo M. Vianna, Elessandre A. de Souza, Walter Francisco C. Júnior

497 **TRATAMENTO DE CASCALHOS DA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO** – ESTRATÉGIAS PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA ROTA DE RECICLAGEM, RECUPERAÇÃO E REUSO (RRR)

Matheus Cavali, Luiza Loss, Aline Alves Freitas, Gabrielle Machado Ferreira, Armando Borges de Castilhos Junior, Sebastião Roberto Soares

503 **ANÁLISE DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO AQUOSO FORMULADO COM BIOGLICERINA**

Gabryel Carlos C. dos S. Pedro, Débora Raíssa F. de Souza, Vanessa Cristina Santanna.

512 **ANÁLISE DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO AQUOSO FORMULADO COM BIOGLICERINA**

Gabryel Carlos C. dos S. Pedro, Débora Raíssa F. de Souza, Vanessa Cristina Santanna.

522 **APLICAÇÃO DE EXTRATO VEGETAL COMO ADITIVO RETARDADOR PARA PASTAS DE CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

José Valderisso Alfredo de Carvalho, Nicolle Thaynna Alves Marreiros, Dayanne Gabriella da Silva, Carlos Eduardo de Araújo Padilha, Renata Martins Braga, Júlio César de Oliveira Freitas

532 **QUANTIFICAÇÃO DE INCERTEZAS APLICADO AO PROBLEMA DE AUMENTO DE PRESSÃO DE ANULARES CONFINADOS**

Gilberto Lucas Leandro dos Santos, Catarina Nogueira de Araújo Fernandes, Thiago Barbosa da Silva, William Wagner Matos LiraEduardo Toledo de Lima Junior.

542 **PREVISÃO DE PERFIS DE TEMPERATURA EM POÇOS DE PETRÓLEO USANDO MODELOS EMPÍRICOS APLICADOS A HIDROCARBONETOS**

Luiz Elias da Silva Filho, Thiago Barbosa da Silva, Catarina Nogueira de Araújo Fernandes, William Wagner Matos Lira, João Paulo Nogueira de Araújo, Charlton Okama de Souza

552 **DESENVOLVIMENTO DE CONTROLADOR FUZZY MULTIVARIÁVEL PARA A CORREÇÃO DE TEOR SALINO, DENSIDADE E VISCOSIDADE APARENTE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO**

Thalles Pereira de Mello, Moacyr Nogueira Borges Filho, Ramon Araujo Martins, Cláudia M. Scheid, Luís A. Calçada, Luiz A. C. Meleiro.

562 **ANÁLISE NUMÉRICA DAS TENSÕES RESIDUAIS NA RESISTÊNCIA AO COLAPSO DE TUBOS DE REVESTIMENTO**

Débora Santos Moreira, Gustavo Teixeira da Silva, Lucas Pereira de Gouveia, Eduardo Toledo de Lima Junior, Andre Luis Severino Abrego

ISBN: 978-65-5222-057-8

572 **APLICAÇÃO DE TÉCNICAS DE PROCESSAMENTO DE SINAIS VIBRACIONAIS PARA ESTIMAÇÃO DE VAZÃO EM DUTOS**

Larissa de Souza Salermo, Thalles Pereira de Mello, Moacyr Nogueira Borges Filho, Luís Américo Calçada, Cláudia Mirian Scheid, Luiz Augusto da Cruz Meleiro

582 **CONCENTRAÇÃO MINIMA DE INIBIDOR (MIC) PARA INCRUSTAÇÕES DE $BaSO_4$ EM CORRENTES COM E SEM DIÓXIDO DE CARBONO**

Wagner Aldeia, Vitória Silva Lourenço, Mayra Fernanda de Souza Menezes, Caique Marques Mattos, Gabriel Nunes Rodrigues, André Leibsohn Martins, Bruno Barbosa Castro, Helga Elisabeth Pinheiro Schluter

591 **ESTUDO DA REOLOGIA E ESTABILIDADE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SINTÉTICOS SUBMETIDOS A ENVELHECIMENTO ESTÁTICO E DINÂMICO**

Júlia Cardoso Martins Paulino, Vitor Henrique Pinheiro de Melo, Gabriel Reis Simplício de Souza, José Alair Santana Júnior, Caludio Roberto Duarte, Marina Seixas Pereira

601 **EXERCÍCIOS SIMULADOS COMO FERRAMENTA PARA MELHORIA DA SEGURANÇA OPERACIONAL EM POÇOS DE PETRÓLEO *OFFSHORE***

Yuri de Oliveira Lima, Felipe Pedrosa de Lima, Jonas Rafael Duarte Cavalcante, Tássio Jorge Figueiredo de Araújo, José Carlos dos Santos Júnior, Leonildo da Silva Neto, Aline da Silva Ramos Barbosa, Vinicius da Silva Ferreira

611 **ESTUDO DO DESÁGUE EM PENEIRAS VIBRATÓRIAS**

Rafael Yuri Medeiros Barbosa, Vinícius Pimenta Barbosa, Alex Tadeu de Almeida Waldmann, Estevão dos Santos Gedraite, Claudio Garcia, Rubens Gedraite

619 **ANÁLISE NUMÉRICA DO EFEITO DA DILATÂNCIA NA INSTALAÇÃO DE REVESTIMENTOS EM SOLOS NÃO COESIVOS**

Jennifer Mikaella Ferreira Melo, Mávyla Sandreya Correia Tenório, Beatriz Ramos Barboza, João Paulo Lima Santos, Karl Igor Martins Guerra, Rafael Dias

629 **ANÁLISE COMPARATIVA DE ENSAIOS TRIBOLÓGICOS EM REVESTIMENTO DE POÇOS:** AVALIAÇÃO DO DESGASTE EM PAREDE INTERNA DE TUBOS E A INFLUÊNCIA DE PARÂMETROS OPERACIONAIS

João Gusthavo Da Glória Moreira, Lucas Gouveia, Nelson Delfino De Campos Neto, Aline Da Silva Ramos Barboza

639 **AVALIAÇÃO DO EFEITO DO CAMPO MAGNÉTICO NA INCRUSTAÇÃO DO SULFATO DE BÁRIO EM DIFERENTES SUPERSATURAÇÕES**

Wagner Aldeia, Vitória Silva Lourenço, Mayra Fernanda de Souza Menezes, Caique Marques Mattos, Gabriel Nunes Rodrigues, Helga Elisabeth Pinheiro Schluter, André Leibsohn Martins

ISBN: 978-65-5222-057-8

649 **A INFLUÊNCIA DOS ÍONS Mg^{2+}, Ba^{2+}, E Sr^{2+} NO NÍVEL DE SATURAÇÃO DA SOLUÇÃO PARA O CARBONATO DE CÁLCIO**

Wagner Aldeia, Vitória Silva Lourenço, Mayra Fernanda de Souza Menezes, Caique Marques Mattos, Gabriel Nunes Rodrigues, Helga Elisabeth Pinheiro Schluter, André Leibsohn Martins

659 **DETERMINAÇÃO DA CONDIÇÃO DE FALHA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SINTÉTICOS POR REGRESSÃO LOGÍSTICA**

Gabriel Reis Simplício de Souza, Sarah Arvelos Altino, Heitor Otacílio Nogueira Altino, Marina Seixas Pereira, Claudio Roberto Duarte

669 **MODELAGEM PREDITIVA DA INCRUSTAÇÃO DE SULFATO DE BÁRIO –** AVALIAÇÃO DE MODELOS DE TAXA DE NUCLEAÇÃO E CRESCIMENTO USANDO DADOS EXPERIMENTAIS

Erik Roberto Soares de Souza, Thiago Machado Neubauer, Carlos Eduardo Rambalducci Dalla, Marcelo Sasso, Fernando Cesar De Lai, Silvio Luiz de Mello Junqueira

679 **SIMULAÇÃO DO PROCESSO DE SEDIMENTAÇÃO DE PARTÍCULAS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO USANDO REGRESSÃO POR PROCESSO GAUSSIANO**

Fran Sérgio Lobato, Flávia Marques Fagundes, Pedro Gelson Morais, Thiago Royer Leão, João Jorge Ribeiro Damasceno, Fábio de Oliveira Arouca

689 **EFEITO DA DEGRADAÇÃO REOLÓGICA NA SEDIMENTAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO CONFINADOS EM ESPAÇO ANULAR**

Allan Barbosa Geoffroy Motta, Elessandre Alves de Souza, Luiz Augusto da Cruz Meleiro, Luís Américo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

699 **BANCADA EXPERIMENTAL PARA AVALIAÇÃO DA VARIAÇÃO DE PRESSÃO ANULAR: SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO COM FLUIDOS DE COMPLETAÇÃO E PERFURAÇÃO ATRAVÉS DE MODELAGEM TERMOESTRURAL**

Alan Tihiro Dias Nakashima, Anderson Martins Lorenzoni, Rogério Sawaya Sucaria, Lucas Arthur dos Santos Battistella,Jaime Andrés Lozano, Jader Riso Barbosa Jr.

709 **OTIMIZAÇÃO DO DESLOCAMENTO DE FLUIDOS EM ESPAÇOS ANULARES COM ZONA ERODIDA NA CIMENTAÇÃO DE POÇOS**

Vanessa Martins Picoli, Matheus Pinto Xavier, Priscilla Ribeiro Varges,
Mônica Feijó Naccache, Paulo Roberto de Souza Mendes, Carlos Pessanha Costa Carvalho

718 **CARACTERIZAÇÃO REOLÓGICA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SOB DIFERENTES CONDIÇÕES TÉRMICAS USANDO METAMODELAGEM KRIGING**

Hélio de Oliveira Junior, Flávia Marques Fagundes, Fran Sergio Lobato, João Jorge Ribeiro Damasceno, Fábio de Oliveira Arouca

ISBN: 978-65-5222-057-8

728 **RESULTADOS INICIAIS DA BANCADA EXPERIMENTAL PRESSURIZADA:** ANÁLISE DOS EFEITOS DO CAMPO MAGNÉTICO NA INCRUSTAÇÃO CARBONÁTICA

Gabriel Catabriga Bastida, Rebeca Dalzini Mello, Filipe Có, Luila Abib Saidler, Jair Adriano Lima Silva, Bruno Venturini Loureiro

738 **RECOMENDAÇÃO DE DESIGN DE ALTERNATIVAS PARA PROJETOS CONCEITUAIS DE POÇOS:** RETREINO E AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DOS MODELOS DA SAVIA

Luiz Fernando Fonsêca Pinheiro de Lima, Ygor César Nogueira Sousa, Marilia Ribeiro da Silva, Felipe Lima de Oliveira, Antonio Carlos Ramos Junior, Marcello Marques

748 **CORN LEAF FIBER AS A SUSTAINABLE ADDITIVE FOR ENVIRONMENTALLY FRIENDLY DRILLING**

Patricia Viera de Oliveira, Roberta Markiv Gimenes, Felipe Amancio Pedro, Cezar Otaviano Ribeiro Negrão

758 **AUTOMATIC DETECTION OF RELEVANT EVENTS IN OIL WELLS USING NUMERICAL DERIVATIVES AND RULE-BASED SEGMENTATION**

Andressa Celestino Araujo da Silva, Igor de Melo Nery Oliveira, Eduardo Toledo de Lima Junior, Thales Miranda de Almeida Vieira, Lucas Gouveia Omena Lopes, Pedro Esteves Aranha

768 **RHEOLOGICAL EVALUATION OF WATER-BASED DRILLING FLUIDS WITH BINARY AND TERNARY HYDROCOLLOID BLENDS**

Fabian Ramos Maldonado, Isabel Hernández Montoya, Nezia de Rosso, Cezar Ribeiro Negrão

778 **RHEOLOGICAL EVALUATION OF WATER-BASED DRILLING FLUIDS CONTAINING TETRAPOLYMER-Al_2O_3 NANOCOMPOSITE AT DIFFERENT AGING TEMPERATURES**

Venâncio José dos Santos Neto, Felipe Travassos Oliveira, Luciana S. Spinelli

788 **CARACTERIZAÇÃO DA ACREÇÃO COM FLUIDOS GLICERINADOS E INIBIDORES POR MODELOS DE REGRESSÃO**

Sóstenes Jerônimo da Silva, Michelli Karinne Barros da Silva, Joelson da Cruz Campos, Tiago Almeida de Oliveira, Ana Paula de Oliveira Sousa, Luciana Viana Amorin.

797 **INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA CRISTALINIDADE DA INCRUSTAÇÃO CARBONÁTICA POR ANÁLISE DRX**

Marcus Vinícius Lisboa Motta, Eustáquio Vinícius Ribeiro de Castro, Bruno Venturini Loureiro, Adelmo Bertolde, Luila Abib Saidler, Lucas Antônio Silveira Silva

ISBN: 978-65-5222-057-8

805 **CLASSIFICAÇÃO DE FALHA REOLÓGICA EM FLUIDOS DE POÇO VIA MACHINE LEARNING**

Samuel Uziel Bunyan Moura Pimentel, Joelson da Cruz Campos, Tiago Almeida de Oliveira, Michelli Karinne Barros da Silva, Waleska Rodrigues Pontes Da Costa, Luciana Viana Amorim

815 **FERRAMENTA INTEGRADA PARA QUANTIFICAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO NA ELABORAÇÃO DE ORÇAMENTOS DE INTERVENÇÕES DE PERFURAÇÃO OFFSHORE**

Jonas Rafael Duarte Cavalcante, Yuri de Oliveira Lima, Felipe Pedrosa de Lima, Tássio Jorge Figueiredo de Araújo, José Carlos dos Santos Júnior, Leonildo da Silva Neto, Aline da Silva Ramos Barbosa, José Ricardo Brigido de Moura Filho

824 **CÁLCULO DE APB EM POÇOS DE PETRÓLEO:** UMA ABORDAGEM SIMPLIFICADA

Maria Luiza Nunes Lopes, Catarina Nogueira de Araujo Fernandes, Gilberto Lucas Leandro dos Santos, Luiz Elias da Silva Filho, William Wagner Matos Lira.

833 **ESTUDO NUMÉRICO E EXPERIMENTAL DE PARTÍCULAS E FLUIDO NÃO-NEWTONIANO PARA O PREENCHIMENTO DE FRATURA DE POÇOS VERTICAIS**

Diego Wanke, Eduardo Engelhardt, Lorenzo Olivo Filippini, Ayrton Cavallini Zotelle, Vinicius Gustavo Poletto, Silvio Luiz de Mello Junqueira

842 **DINÂMICA DE ASCENSÃO DE GOTAS FERROMAGNÉTICAS IMERSAS EM UM CAMPO MAGNÉTICO**

Lucas Henrique Pagoto Deoclecio, Lidia Ramos da Vitoria, Daniel da Cunha RIbeiro, Renato do Nascimento Siqueira, Fábio de Assis Ressel Pereira, Osvaldo Karnitz Junior

852 **MODELOS MATEMÁTICOS BASEADOS EM MACHINE LEARNING PARA PREVISÃO DE PERDAS NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

Maria Eduarda Gomes Silveira de Freitas, Tatiane Silva Sousa, Raisa Valentim Ramalho, Marcia Peixoto Vega

862 **UTILIZAÇÃO DE EMULADOR DE PROCESSOS COMO FERRAMENTA AUXILIAR NO DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS DE DETECÇÃO E DIAGNÓSTICO DE FALHAS**

Melquisedeque Nonato de Oliveira, Marcus Felipe de Oliveira Quetez, Gleber Tacio Teixeira, Alex Tadeu Almeida Waldmann, Cláudia Miriam Scheid, Luís Américo Calçada

872 **MODELAGEM NUMÉRICA DE ESFORÇOS AXIAIS EM COLUNAS DE PRODUÇÃO E INJEÇÃO:** UM ESTUDO PRELIMINAR

Gabriele Karolyne Melo Lins, Otávio Bruno de Araújo Rodrigues, Catarina Nogueira de Araújo Fernandes, Thiago Barbosa da Silva, William Wagner Matos Lira, Charlton Okama de Souza

ISBN: 978-65-5222-057-8

882 **MEMBRANAS CERÂMICAS:** UMA ALTERNATIVA PARA ÁGUAS CONTAMINADAS POR ÓLEOS
Ana Vitória Santos Marques, João Victor Silva Sousa, Meiry Glaúcia Freire Rodrigues

892 **SUPRINDO A LACUNA DA AUTOMAÇÃO:** GABARITAGEM ACÚSTICA DE TUBULARES POSSIBILITANDO DE MANOBRAS DE PERFURAÇÃO TOTALMENTE AUTOMATICAS
José Ricardo Brígido de Moura Filho, Cristiano André Christmann Zank, Felipe Coppola, Adriano Calixto Reis, Alessandro Brito Pasini, Mariana da Silva Campos Vieira da Rocha

902 **ANÁLISE EXPERIMENTAL DO COMPORTAMENTO DE FLUIDOS LEVES EM CONDIÇÕES DE PERDA DE CIRCULAÇÃO**
Letycia Alyne Matei, Felipe Barboza Pereira, Cássio Luís Schneider, Vinicius Gustavo Poletto, Fernando Cesar De Lai, Silvio Luiz de Mello Junqueira

912 **ESTUDO COMPUTACIONAL DA PERDA DE CARGA EM TUBOS PERFURADOS HORIZONTAIS COM ESCOAMENTOS MULTIDIRECIONAIS**
Josiane Weise, George Stephane Queiroz de Oliveira, Carlos Eduardo Rambalducci Dalla, Ayrton Cavallini Zotelle, Vinicius Gustavo Poletto, Silvio Luiz de Mello Junqueira

922 **APLICAÇAÇÃO DE FERRAMENTAS ESTATÍSTICAS E DE APRENDIZADO DE MÁQUINA NA AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS DE ENTRADA DE UM SIMULADOR DE SEDIMENTAÇÃO EM FLUÍDOS DE PERFURAÇÃO**
Gabrial Valim Calçada, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Cláudia Miriam Scheid, Luís Américo Calçada.

932 **DINÂMICA DE ASCENSÃO DE GOTAS COM CARGA ELÉTRICA IMERSAS EM UM CAMPO MAGNÉTICO**
Lucas Henrique Pagoto Deoclecio, Lidia Ramos da Vitoria, Daniel da Cunha RIbeiro, Renato do Nascimento Siqueira, Fábio de Assis Ressel Pereira, Osvaldo Karnitz Junior

942 **AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS OPERACIONAIS DE PENEIRAS VIBRATÓRIAS COM BASE EM VISÃO COMPUTACIONAL**
Guilherme Dias Tavares, Maria Clara Anselmini Krüger, André Christiano Claro Miguel, Cláudia Miriam Scheid, Luís Américo Calçada, Luiz Augusto da Cruz Meleiro

952 **CONTRIBUIÇÃO PARA O ENTENDIMENTO DA INFLUÊNCIA DOS ÍONS CÁLCIO E BICARBONATO NA INCRUSTAÇÃO DO CARBONATO DE CÁLCIO E NA DETERMINAÇÃO DA CONCENTRAÇÃO MÍNIMA DE INIBIDOR (MIC)**
Wagner Aldeia, Vitória Silva Lourenço, Mayra Fernanda de Souza Menezes, Caique Marques Mattos, Gabriel Nunes Rodrigues, Victor Doce Yamamura, José Mateus Dias Neto, Bruno Barbosa Castro

ISBN: 978-65-5222-057-8

962 **ESTUDO DA HIDRODINÂMICA EM VÁLVULA AICD ATRAVÉS DA TÉCNICA DE CFD**

Edson de Jesus Segantine, Fabio de Assis Ressel Pereira, Daniel da Cunha Ribeiro, Eduardo Paiva dos Santos, Renato do Nascimento Siqueira, Giselle Maria Lopes Leite da Silva

972 **BORRA OLEOSA NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO:** AVANÇOS TECNOLÓGICOS E DESAFIOS NA RECUPERAÇÃO E TRATAMENTO DE RESÍDUOS

Abner Vieira Pereira, Carla Cristina Almeida Loures, Silvio Luiz de Mello Junqueira

982 **COMPARAÇÃO ENTRE TÉCNICAS DE REGRESSÃO NA PREDIÇÃO DAS PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO**

Melquisedeque Nonato de Oliveira, Marcus Felipe de Oliveira Quetez, Moacyr Nogueira Borges Filho, Alex Tadeu Almeida Waldmann, Cláudia Miriam Scheid, Luís Américo Calçada

992 **INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE DA FORMAÇÃO NO DANO CAUSADO POR FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE AQUOSA**

Gregory Vinicius Bezerra de Oliveira, Ernani Dias da Silva Filho, Marcos Allyson Felipe Rodrigues, Sérgio Taveira de Camargo Júnior, Fernanda Larissa do Vale Barbosa, Paula Pereira Salles Robaina

1002 **MEMBRANAS HÍBRIDAS TUBULARES PARA TRATAMENTO DE EMULSÕES ÓLEO/ÁGUA: OTIMIZAÇÃO DO PROCESSO DE SEPARAÇÃO E ANÁLISE DA VIDA ÚTIL**

Emilly Vitoria Gomes Moreira, Francimarcio Geraldo da Siva Gambarra, Joseane Damasceno Mota, Meiry Glaúcia Freire Rodrigues

1012 **SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO PROCESSO DE INVASÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO EM ROCHAS RESERVATÓRIO**

Átyla Matheus de Araújo Costa, Tony Herbert Freire de Andrade, Wayne Gabriel Nóbrega Firme, Phillipe Augusto Sales dos Santos

1023 **SCALING BEHAVIOR OF CALCIUM CARBONATE IN HIGH-CALCIUM-CONCENTRATION BRINES:** A LARGE-SCALE STUDY

Bruno Lopes Barboza, Francisca Ferreira do Rosário, Ana Beatriz dos Santos Reis, Diogo de Oliveira Padrão, Átila Pantaleão Silva Freire

1033 **EROSION PERFORMANCE OF DIAMOND-LIKE CARBON COATINGS IN GAS-SOLID AND LIQUID-SOLID MULTIPHASE FLOWS**

Dayanne Martins, Ananias Alexandre Emmerick, Manuele Pessoa Costa, João Frederico Haas Leandro Monteiro, Cristian Maurício Potosi Rosero, Átila Pantaleão Silva Freire

ISBN: 978-65-5222-057-8

1040 USO DE FERRAMENTAS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL PARA CARACTERIZAÇÃO DE POLIMORFOS DE $CACO_3$ NO PROCESSO DE INCRUSTAÇÃO EM CONDIÇÕES DE POÇOS DE PETRÓLEO

Ozeas dos Santos Silva Souza, Rômulo Fieni Fejoli, Fabio de Assis Ressel Pereira, Wanderley Cardoso Celeste, Daniel Alberton Haas, Giselly Maria Leite Lopes da Silva

1050 PREDIÇÃO DE FALHA DE FLUIDO MINERAL SOB ALTAS TEMPERATURAS UTILIZANDO MODELOS DE MACHINE LEARNING

Paulo Ricardo da Silva, Michelli Karinne Barros da Silva, Joelson da Cruz Campos, Tiago Almeida de Oliveira, Waleska Rodrigues Pontes Da Costa, Luciana Viana Amorim

1060 USO DE RESÍDUO DE CAULIM NA PRODUÇÃO DE GEOPOLÍMEROS PARA APLICAÇÃO EM CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Rafael Augusto Ventura, Alice Laiane Paulino Galvão, Kaylanne Garcia Dias de Lima, Raphael Ribeiro da Silva, Júlio Cézar de Oliveira Freitas

1069 RASTREAMENTO DO TEOR DE ÍONS CÁLCIO (CA^{2+}) COMO PARÂMETRO DE ACOMPANHAMENTO DE INCRUSTAÇÃO DE CARBONATO DE CÁLCIO EM SISTEMA PRESSURIZADO

Marcus Vinícius Lisboa Motta, Eustáquio Vinícius Ribeiro de Castro,Bruno Venturini Loureiro, Luila Abib Saidler, Lohã Luiz Correa Barbosa,Lucas Antônio Silveira Silva

1076 ADIÇÃO DE NANOPLACAS DE GRAFENO EM PASTAS DE CIMENTO PARA POÇOS PETROLÍFEROS

Dayanne Gabriella da Silva, José Valderisso Alfredo de Carvalho, Antonio Eduardo Martinelli, Júlio Cézar de Oliveira Freitas

1084 ESTIMATIVA DO FATOR DE DESGASTE EM REVESTIMENTOS COM BASE EM PERFILAGEM ULTRASSÔNICA E TRAJETÓRIA

Francisco de Assis Viana Binas Júnior, Antonio Paulo Amancio Ferro, Diego de Vasconcelos Gonçalves Ferreira, Lucas Pereira de Gouveia, Aline da Silva Ramos Barboza, Aliel Faria Riente

1094 APLICAÇÃO DE TRAÇADOR QUÍMICO A BASE DE SULFATO DE COBRE NA INSPEÇÃO BOROSCÓPICA DE BOMBA DE FUNDO UTILIZADA NO MÉTODO DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL POR BOMBEIO MECÂNICO

Natalia Carvalho Campos, Líllian Vasconcellos Brandão Maronezi, Valéria Laís Nogueira da Silva Correia, Thiago Bomfim Souza, João Batista Benedito Vieira

ISBN: 978-65-5222-057-8

1100 **ESTUDO COMPARATIVO DO DESEMPENHO DE BROCAS NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO POR MEIO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS**

Ana Clara Da Silva Lima, Erasmo Augusto Bezerra Silva, Antonio Paulo Amancio Ferro, Francisco de Assis Viana Binas Júnior, Lucas Pereira de Gouveia, Aline da Silva Ramos Barboza

1110 **AVALIAÇÃO DE PASTAS LEVES DE GEOPOLÍMERO PARA APLICAÇÃO EM POÇOS COM BAIXO GRADIENTE DE FRATURA**

Swellen Nayara Barbosa de Almeida, Ananda Shirley Cavalcante da Cunha, Raphael Ribeiro da Silva, Rafael Augusto Ventura, Gilson Campos, Júlio Cezar de Oliveira Freitas

1120 **IMPLEMENTAÇÃO DE UM MODELO NEURONAL PARA A ESTIMATIVA DE PERFIS DE SEDIMENTAÇÃO DE SÓLIDOS ADENSANTES EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO CONFINADOS**

José Izaquiel Santos da Silva, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Elessandre Alves de Souza, Luís Américo Calçada, Luiz Augusto da Cruz Meleiro, Cláudia Miriam Scheid

1130 **BLOW TANK DISCHARGE AND DENSE-PHASE PNEUMATIC CONVEYING OF DRILL CUTTINGS:** EFFECTS OF OPERATIONAL CONDITIONS AND OPTIMIZATION

Heitor Otacílio Nogueira Altino, Claudio Roberto Duarte

1140 **NUMERICAL MODELING AND SIMULATION OF SCALE FORMATION IN INTELLIGENT COMPLETION VALVES**

João Vitor Faidiga Silva, Vinicius Gustavo Poletto, Thiago Machado Neubauer, Fernando César de Lai, Silvio Luiz de Mello Junqueira, Helga Elisabeth Pinheiro Schluter

1150 **TWO-DIMENSIONAL DISCRETE ELEMENT MODELING OF MONODISPERSE SEDIMENTATION IN DRILLING FLUIDS**

Roberto Fontes de Almeida Cordeiro, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Luiz Augusto da Cruz Meleiro, Luís Américo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

1160 **RHEOLOGICAL ANALYSIS OF E-CSB FLUID WITH DIFFERENT CALCIUM CARBONATE CONCENTRATIONS IN THE CONTEXT OF WELL DECOMMISSIONING**

Matheus Rufino Pereira, Christian de Araujo, Roque Martins Duarte Junior, Cezar Otaviano Ribeiro Negrão

1170 **COMPARISON OF TRANSIENT SIMULATION RESULTS FOR A SIMPLIFIED INJECTION WELL USING DIFFERENT SOFTWARE TOOLS**

Marcus V. de S. Crispim, Bernardo P. Vieira, Simon Koenig,Fábio P. Fortkamp, Jader R. Barbosa Jr.

ISBN: 978-65-5222-057-8

1180 EVALUATION OF REPRESENTATIVE PARTICLE DIAMETER IN POLYDISPERSE SEDIMENTATION MODELING

Ricardo Silva Fontes, Gabriel Nonato, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Renan de Souza Teixeira, Luís Américo Calçada, Claudia Miriam Scheid

1190 BOYCOTT EFFECT ON PARTICLE SEDIMENTATION IN DIRECTIONAL WELLS

Vitória Maria de Melo Leite, Gabriel Vaz de Almeida, Flávia Marques Fagundes, Fran Sergio Lobato, João Jorge Ribeiro Damasceno, Fábio de Oliveira Arouca

1200 PREDICTION OF DRILLING FLUID SEDIMENT HEIGHT IN OIL WELLS USING MACHINE LEARNING

Yasmin Coelho de Vasconcelos Nunes da Silva, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Luís Américo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

1210 EFFECT OF FLUID FLOW REGIME ON FLUID DISPLACEMENT DURING PRIMARY CEMENTING OPERATIONS

Ricardo de Paula Correia, Julio Jorge de Almeida Abdala, Nezia de Rosso, Marcos Hiroshi Takahama, Cezar Otaviano Ribeiro Negrão

1219 INFLUENCE OF TEMPERATURE, SOLIDS CONCENTRATION, AND SEDIMENTATION ON THE INTERFACIAL TENSION BETWEEN OLEFIN-CALCITE SUSPENSION AND BRINE

Bruna Mendes da Silva, Ricardo Silva Fontes, Paulo Henrique Amandula de Souza, Caroline Eulino Gonçalves Pereira, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Luís Américo Calçada, Claudia Miriam Scheid.

1229 BENTONITES FROM DIFFERENT ORIGINS AND THEIR INFLUENCE ON THE PERFORMANCE OF THE AQUEOUS MINERAL FLUID USED AS A SAFETY BARRIER IN THE TEMPORARY ABANDONMENT OF OIL WELLS

Daniella Silva Leal and Luciana Viana Amorim

1239 DETERMINATION OF RESIDUAL FLUID VOLUME IN WATER-OIL MULTIPHASE FLOW THROUGH THREE-WAY VALVES USING COMPUTATIONAL FLUID DYNAMICS

Nicolas da Silva Riva, Filipe Arantes Furtado, Luiz Augusto da Cruz Meleiro, Luís Américo Calçada, Cristiano Agenor Oliveira de Araújo, André Luiz Martins Compan

1249 FLUID DISPLACEMENT STUDY APPLIED TO OIL WELL CEMENTING OPERATIONS

Caio Henrique Wiselowski, Julio Jorge de Almeida Abdala, Marcos Hiroshi Takahama, Nezia de Rosso, Cezar Otaviano Ribeiro Negrão

ISBN: 978-65-5222-057-8

1259 USE OF POLYESTER RESIN AND DRILLING CUTTINGS IN PLUGGING AND ABANDONMENT OIL WELLS
Érica Maia Ferreira, Elisangela Pereira Cordeiro, Luciana Spinelli Ferreira

1269 PREDICTION OF TEMPERATURE DISTRIBUTION IN THREE-ZONE WELLS
João Gabriel Clarindo, Vinicius Gustavo Poletto, Fernando Cesar De Lai, Helga Elizabeth Pinheiro Schlüter, Andre Leibsohn Martins, Silvio Luiz de Mello Junqueira

1279 FOR MONITORING VIBRATING SIEVES USING DEEP NEURAL NETWORKS
André Christiano Claro Miguel, Guilherme Dias Tavares, Vinícius Pimenta Barbosa, Cláudia Miriam Scheid, Luís Américo Calçada, Luiz Augusto da Cruz Meleiro

1289 ASSESSMENT OF BOREHOLE CLEANING POTENTIAL WITH VISCOPLASTIC DRILLING FLUID USING CFD-DEM FOR RISERLESS DRILLING APPLICATIONS
Lorenzo Olivo Filippini, Eduardo Engelhardt, Diego Wanke, Ayrton Cavallini Zotelle, Vinícius Gustavo Poletto, Silvio Luiz de Mello Junqueira

1299 EFFECT OF HOLLOW GLASS SPHERES CONCENTRATION ON THE RHEOLOGICAL BEHAVIOR OF A SYNTHETIC-BASED DRILLING FLUID
Marcos Vinícius Pereira da Costa, Patrícia Vieira de Oliveira and Cezar Otaviano Ribeiro Negrão

1309 EVALUATION OF THE SEDIMENTATION DYNAMICS OF WEIGHTING AGENTS IN WATER- AND GLYCERIN BASED FLUIDS UNDER THE EFFECT OF TEMPERATURE
Juliana Siqueira Agrelos, Idrissa Deme, Carla Gabriella Oliveira de Brito, Bernardo de Assis Oliveira, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Luís Americo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

1319 USE OF X-RAY DIFFRATOMETRY TO EVALUATE THE INHIBITION OF REACTIVE CLAYS BY PAMAM G0.5 IN AQUEOUS-BASED DRILLING FLUIDS
Julia Gracielle Gomes de Souza, João Pedro Celestino Soares, Grazielle Lopes, Luciana S. Spinelli

1329 NUMERICAL METHODOLOGY USING CFD-DEM FOR SAND RETENTION TEST IN RDTW
Sergio Yoshio Ogata Junior, Fernando Cesar De Lai, Vinicius Gustavo Poletto, Silvio Luiz de Mello Junqueira, Sergio Taveira de Camargo Junior, Alexandre Zacarias Ignacio Pereira

1339 IMPROVING THERMAL STABILITY OF AQUEOUS DRILLING FLUIDS WITH SILICA/AADA CORE-SHELL NANOMATERIALS
Thalia Ayane Pereira de Andrade, Giulia Silvares Vieira, Grazielle Lopes, Luciana S. Spinelli

ISBN: 978-65-5222-057-8

1349 RHEOLOGICAL AND STRUCTURAL INVESTIGATION OF XANTHAN GUM/GLYCEROL DISPERSIONS: FLOW CURVE AND OSCILLATORY SHEAR TESTS

Bianca Stefani de Sousa, Yane Honorato Santos, Géssica Palaoro de Mello, Walter Francisco Cardoso Júnior, Angelo Marinho Vianna, Elessandre Alves de Souza, Juliana Regina Kloss, Admilson T. Franco

1359 RHEOLOGICAL AND STRUCTURAL INVESTIGATION OF XANTHAN GUM/GLYCEROL DISPERSIONS: FLOW CURVE AND OSCILLATORY SHEAR TESTS

Bianca Stefani de Sousa, Yane Honorato Santos, Géssica Palaoro de Mello, Walter Francisco Cardoso Júnior, Angelo Marinho Vianna, Elessandre Alves de Souza, Juliana Regina Kloss, Admilson T. Franco

1369 COMPARISON OF SIMULATION SOFTWARE FOR WATER INJECTION WELLS: VALIDATION AGAINST FIELD DATA

Bernardo P. Vieira, Marcus V. de S. Crispim, Fábio P. Fortkamp, Jader R. Barbosa Jr.

1379 EXPERIMENTAL MEASUREMENTS AND ENTROPY SCALING-BASED FORMULATION FOR MODELING THERMAL CONDUCTIVITY OF PURE HYDROCARBONS

Eduardo Bader Dalfovo Mohr Alves, Fernando Freitas Czubinski, Rafael Valdir de Lima, Anderson Martins Lorenzoni, Jader Riso Barbosa Jr.

1389 ASSESSMENT OF THE EFFECT OF GEOMETRIC UNCERTAINTY ON THERMOSTRUCTURAL RESPONSES IN OIL WELLS USING ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS

Guilherme F. Peixer, Eduardo B. D. M. Alves, Jaime A. Lozano, Jader R. Barbosa Jr.

1399 NUMERICAL MODELING OF TUBING BUCKLING IN OIL AND GAS WELLS

Otávio Bruno de Araújo Rodrigues, Catarina Nogueira de Araújo Fernandes, João Paulo Nogueira de Araújo, William Wagner Matos Lira, João Paulo Lima Santos, Charlton Okama de Souza

1409 EXPERIMENTAL STUDY OF CARBONATE SCALING SIMULATING OIL WELL CONDITIONS

Rômulo Fieni Fejoli, Rafael de Paula Cosmo, Fabio de Assis Ressel Pereira, Edson José Soares, Andre Leibsohn Martins, Helga Elisabeth P. Schlüter

1418 APPLICATION OF A WELL DRILLING SIMULATOR IN DETERMINING THE COEFFICIENT OF FRICTION AND RATE OF PENETRATION (ROP)

Caroline Eulino Gonçalves Pereira, Gabriela Souza da Silva, Andressa da Silva Ramalho, Eduardo da Cunha Hora Paraiso, Luís Américo Calçada, Claudia Miriam Scheid

ISBN: 978-65-5222-057-8

1428 **MATHEMATICAL MODELING OF DRAG FORCE IN THE REMOVAL OF THE PRODUCTION COLUMN FROM ABANDONED WELLS CONTAINING E-CSB FLUID**
Christian de Araujo, Roque Martins Duarte Junior, Cezar Otaviano Ribeiro Negrão

1438 **EVALUATION OF EROSIVE WEAR RESISTANCE IN DLC COATING:** A MATERIAL WITH ANTI-SCALING POTENTIAL
Juliana Souza de Oliveira, Natasha Vieira Dantas, Newton Kiyoshi Fukumasu, André Paulo Tschiptschin, Nathan Fantecelle Strey, Cherlio Scandian

1447 **SUSTAINABLE ADDITIVE FOR RHEOLOGY MODIFICATION OF SYNTHETIC-BASED DRILLING FLUID**
Terhemba Rodney China, Patricia Viera de Oliveira, Cezar Otaviano Ribeiro Negrao

1457 **PARAMETRIC ANALYSIS OF FLOW IN A FRACTURED PARTIALLY POROUS VERTICAL CHANNEL**
Lucas Vinicius Dias, Ana Caroline Caetano, Sergio Yoshio Ogata Junior, Bruno Ferreira Porto, Felipe de Souza Bertola, Silvio Luiz de Mello Junqueira

ISBN: 978-65-5222-057-8

APRENDIZADO DE MÁQUINA PARA PREVISIBILIDADE DA TAXA DE PENETRAÇÃO DE POÇOS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS

Emily Amaral Carriero[1], Marília Guimarães Silva[2]

RESUMO

O trabalho tem como objetivo desenvolver uma ferramenta de apoio à decisão para otimização da taxa de penetração (ROP – *Rate of Penetration*) em operações de perfurações de poços de petróleo, utilizando aprendizado de máquina (*machine learning*). Foram utilizados modelos de regressão do tipo *Random Forest* treinados a partir de parâmetros operacionais como peso sobre a broca (WOB), velocidade de rotação (RPM), taxa de penetração média, torque, profundidade da broca e furo, extraídos de arquivos reais de campo. O modelo permitiu prever o ROP com boa precisão e serviu de base para uma otimização com restrições, visando identificar os valores ideais de WOB e RPM para maximizar a taxa de penetração. O sistema foi testado em diversos arquivos CSV contendo dados reais, com métricas como MAE, RMSE e R^2 aplicadas para validação.

Palavras-chave: perfuração, *machine learning*, otimização, ROP, *Random Forest*, Python

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A perfuração de poços é uma das etapas mais críticas na indústria de óleo e gás, tanto em termos operacionais quanto financeiros. Dentro desse processo, um dos parâmetros mais importantes a ser monitorado e otimizado é o Rate of Penetration (ROP), que representa a taxa de avanço da broca durante a perfuração. Um ROP elevado, quando alcançado de forma segura e controlada, contribui diretamente para a redução do tempo e dos custos totais da operação (BEZERRA; GUIMARÃES, 2011).

No entanto, maximizar o ROP não é uma tarefa trivial. O desempenho da perfuração está sujeito a uma série de variáveis interdependentes, como o tipo de formação geológica, o equipamento utilizado, as propriedades do fluido de perfuração e, principalmente, os parâmetros operacionais — entre eles, o peso sobre a broca (WOB) e a velocidade de rotação (RPM). Pequenas variações nesses parâmetros podem causar mudanças significativas no desempenho da operação, o que torna a sua escolha uma decisão crítica.

Tradicionalmente, decisões sobre os valores de WOB e RPM são tomadas com base em tabelas empíricas, experiência de campo ou tentativa e erro. No entanto, com o avanço da transformação digital e a disponibilidade crescente de dados operacionais em tempo real, torna-se possível aplicar técnicas de inteligência artificial para desenvolver modelos capazes de prever o comportamento da perfuração de forma muito mais precisa (RAHMAN; SHARMA, 2019).

Neste contexto, a proposta deste trabalho é desenvolver um modelo preditivo baseado em aprendizado de máquina para estimar o ROP a partir de dados operacionais históricos, e em seguida utilizar este modelo para realizar uma otimização matemática dos parâmetros WOB e RPM, com o objetivo de maximizar a taxa de penetração sob condições controladas.

O algoritmo escolhido para modelagem foi o Random Forest Regressor, conhecido por sua robustez, capacidade de generalização e boa performance em conjuntos de dados com ruído e não linearidade — características comuns nos dados de perfuração. Após o treinamento do modelo, conseguimos uma boa previsibilidade da ROP, validando esses dados com parâmetros estatísticos como a raiz do erro quadrático médio (RMSE), erro absoluto médio (MAE) e coeficiente de determinação (R^2), todos são parâmetros amplamente utilizados em modelos de regressão não lineares.

Acredita-se que, com essa solução, seja possível alcançar melhorias significativas na eficiência operacional, aumentar a precisão da operação por meio da previsibilidade dos resultados e contribuir com práticas mais inteligentes e alinhadas com os princípios da Indústria 4.0.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

Os dados utilizados foram disponibilizados em formato .csv, contendo registros reais de operações de perfuração. Cada arquivo representava uma execução de perfuração em diferentes condições, com variáveis registradas ao longo do tempo. As colunas de interesse para este estudo foram:

- *weight_on_bit_filtered* (WOB) – peso aplicado sobre a broca (em klbf),
- *rotary_speed_filtered* (RPM) – velocidade de rotação da broca (em rpm),
- *rate_of_penetration_average* (ROP) – taxa média de penetração (em m/h).
- *bit_depth* – nível de perfuração da broca ()
- *hole_depth_filtered* – profundidade máxima alcançada ()
- *torque_filtered* – força aplicada para movimento da broca ()

Antes da modelagem, foi realizada uma etapa de pré-processamento dos dados. Isso incluiu a padronização dos nomes das colunas, eliminação de registros com valores iguais a zero, e filtragem para remover *outliers* que pudessem prejudicar aprendizado do modelo. Esse tratamento garantiu que o modelo fosse treinado apenas com dados confiáveis e representativos da realidade de campo. A Figura 1 mostra o tratamento de dados, um exemplo que foi feito em todas os dados fornecidos.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	time	bit_depth	block_pos	hole_dept	standpipe	fluid_flow	rotary_spe	weight_on	weight_on	torque_filt
2	1.74E+09	5525.72	21.8	5526.82	13362039	0.056122	1.1585	22107.66	2509629	29920.5
3	1.74E+09	5525.81	21.93	5526.82	13279302	0.056152	1.161167	19839.07	2511866	31250.3
4	1.74E+09	5525.83	21.93	5526.82	13279302	0.056152	1.155667	27845.87	2503762	34489.41
5	1.74E+09	5525.86	21.7	5526.82	12969038	0.056182	1.172167	29447.23	2501920	21929.5
6	1.74E+09	5525.92	21.85	5526.82	12948354	0.056167	1.166667	30069.98	2501671	19721.29
7	1.74E+09	5525.92	21.67	5526.82	13382723	0.056137	1.1585	34696.13	2496974	28194.19
8	1.74E+09	5525.97	21.69	5526.82	13279302	0.056393	1.1585	39055.39	2492517	30249.9
9	1.74E+09	5526.05	21.7	5526.82	13196565	0.056167	1.174833	42791.9	2488100	27633.01
10	1.74E+09	5526.04	21.66	5526.82	12989722	0.056182	1.174833	45371.86	2485573	20569.2
11	1.74E+09	5525.85	21.82	5526.82	12865617	0.056182	1.166667	28913.44	2501564	24729.4
12	1.74E+09	5525.75	21.84	5526.82	13299986	0.031209	0.344333	34963.02	2496751	26937.6
13	1.74E+09	5526.17	21.38	5526.82	13403408	0.031209	0.338833	58227.23	2473630	30054.7
14	1.74E+09	5526.26	21.38	5526.82	13382723	0.031209	0.338833	67568.49	2465298	20514.3
15	1.74E+09	5526.34	21.39	5526.82	13237933	0.031209	0.349667	63298.2	2467927	23704.61
16	1.74E+09	5526.34	21.42	5526.82	13175881	0.031209	0.3415	66990.22	2464560	25107.61
17	1.74E+09	5526.34	21.58	5526.82	13299986	0.031209	0.3415	58227.23	2473340	26114.1
18	1.74E+09	5526.3	21.51	5526.82	13299986	0.031209	0.3415	56581.38	2474951	25760.3
19	1.74E+09	5526.31	21.44	5526.82	13299986	0.031209	0.3415	66990.22	2464533	23546
20	1.74E+09	5526.29	21.4	5526.82	13341355	0.031209	0.338833	66945.74	2464573	23924.19

Figura 1: Exemplo tratamento de dados.

Para a modelagem do ROP, foi utilizado o algoritmo *Random Forest Regressor*, da biblioteca *sklearn*. Essa escolha se deu pelo fato desse projeto ser complexo, e a bilbioteca oferecer facil implementação, eficiência computacional e funcionalidades avançadas, como a capacidade de lidar com grandes volumes de dados e realizar cálculos complexos.

O conjunto de dados de cada arquivo foi dividido em treino e teste de forma aleatória, assegurando que a distribuição dos dados fosse mantida. O

ISBN: 978-65-5222-057-8

modelo foi treinado com 100 árvores (*n_estimators*=100) e *random_state*=42 para reprodutibilidade. Após o treinamento, o modelo foi testado em dados nunca vistos pelo programa para medir sua capacidade de generalização. As métricas utilizadas para avaliação foram:

- Erro médio absoluto (MAE) – para medir o desvio médio das previsões;
- Raiz do erro quadrático médio (RMSE) – para penalizar erros maiores;
- Coeficiente de determinação (R^2) – para verificar o grau de explicação do modelo.

O código gerou gráficos das métricas citadas acima e também gráficos 3D em que podemos visualizar a relação otimizada entre ROP x WOB x RPM e uma nova planilha com dados estatísticos, com todos os dados otimizados para cada poço em cada intervalo de tempo.

Outro código foi feito para entrada de outros dados de poços, para que com o modelo treinado seja possível predizer novos valores de WOB e ROP adequados para a perfuração deles.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Durante a execução do projeto, foi possível observar que o modelo treinado com *Random Forest* teve um bom desempenho na previsão do ROP a partir dos dados escolhidos. Ao aplicar a técnica de otimização, conseguimos encontrar a relação otimizada de cada poço, como nas Figura 2 e Figura 3.

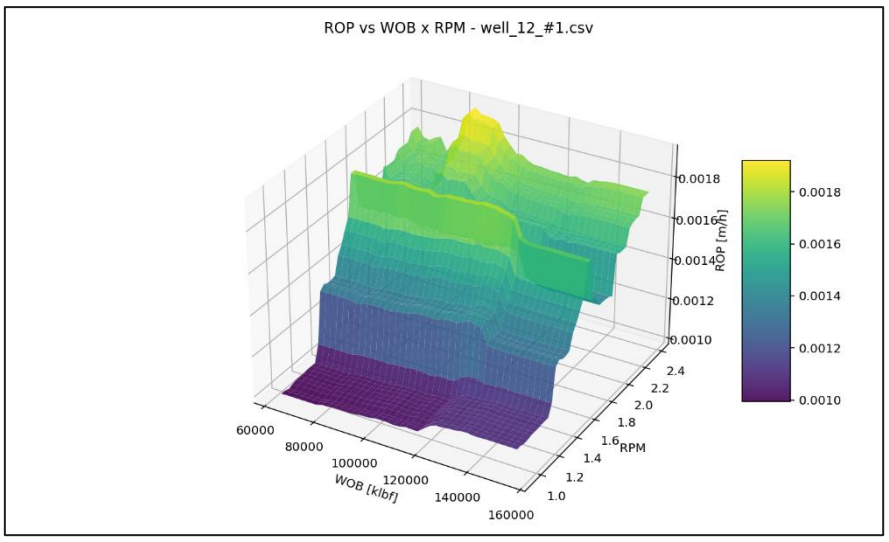


Figura 2: Gráfico poço 12 ROP x WOB x RPM otimizado.

ISBN: 978-65-5222-057-8

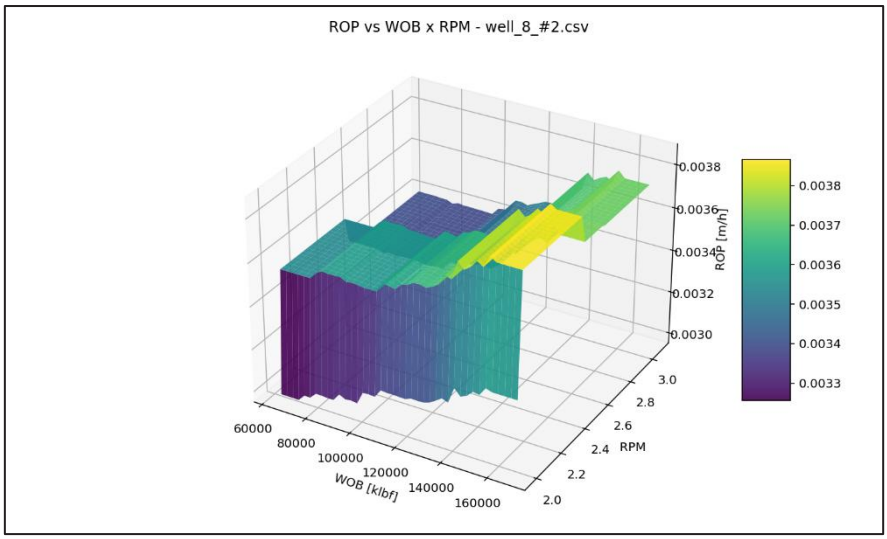


Figura 3: Gráfico poço 8 ROP x WOB x RPM otimizado.

As métricas para validação dos dados estão na figura a seguir:

	A	B	C	D	E	F	G
1	Arquivo	WOB Otim	RPM Otim	ROP Otimi	MAE	RMSE	RÂ²
2	well_10_#1.csv	109829.9	0.67	0	0	0	0.948
3	well_10_#2.csv	104873.8	1.97	0	0	0	0.971
4	well_11_#1.csv	87007.09	1.64	0	0	0	0.958
5	well_12_#1.csv	110203.4	1.73	0	0	0	0.949
6	well_12_#2.csv	125653.3	1.8	0	0	0	0.985
7	well_13_#1.csv	137332.2	1.5	0	0	0	0.949
8	well_13_#3.csv	151720.1	1.54	0	0	0	0.98
9	well_14_#1.csv	148780.1	2.3	0	0	0	0.898
10	well_1_#1.csv	99855.84	0.71	0	0	0.001	0.862
11	well_2_#1.csv	106235.5	0.75	0	0	0.001	0.798
12	well_4_#1.csv	135436.7	1.27	0	0	0	0.99
13	well_5_#3.csv	78680.47	1.5	0	0.001	0.014	0.703
14	well_6_#1.csv	147450.3	1.93	0.01	0	0.001	0.881
15	well_6_#2.csv	154141.8	1.92	0	0	0	0.95
16	well_7_#3.csv	122786.2	1.97	0	0	0.001	0.852
17	well_8_#1.csv	107410	1.02	0.01	0	0	0.977
18	well_8_#2.csv	121340.3	2.71	0	0	0	0.979
19	well_9_#2.csv	123307.5	1.13	0	0	0	0.993
20	well_9_#3.csv	103051.1	1.14	0	0	0	0.992
21	well_9_#4.csv	38908.69	2.46	0	0	0	0.939

Figura 4: WOB e ROP otimizado.

	A	B	C	D	E
1	MAE Médio	RMSE Médio	R^2 Médio	Desvio Padrão	Desvio Padrão R^2
2	5.00E-05	0.0009	0.9277	0.000223607	0.075575059

Figura 5: Estatística de precisão.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Com os resultados obtidos nesse código conseguimos criar um segundo código com entrada de novos dados, que ao inserir uma nova planilha de dados, ele consegue, utilizando os dados aprendidos com machine learning, fornecer valores de WOB e ROP otimizados que se aproximam da realidade dos dados obtidos em campo.

rop_previsto	wob_otimizado	rpm_otimizado	rop_otimizado
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238
0.00083538083538	35.0	30.0	0.0009386261903331238

Figura 6: WOB e ROP otimizado de um poço não treinado.

Isso mostra que o programa consegue prever os dados de forma fiel aos dados adquiridos em campo. Temos uma boa previsibilidade da taxa de penetração dos poços por meio do modelo de otimização desenvolvido.

CONCLUSÕES

Este trabalho mostrou que é possível usar *machine learning* para otimizar a perfuração de poços. Com o modelo *Random Forest*, conseguimos prever o ROP com boa precisão e, a partir disso, encontrar valores ideais de WOB e RPM para melhorar o desempenho da operação.

A otimização se mostrou eficaz e os gráficos ajudaram a visualizar claramente as melhores faixas de operação. Mesmo com limitações, os resultados foram positivos e indicam que essa abordagem tem potencial para ser mais usada em campo, especialmente com melhorias futuras como inclusão de mais variáveis e uso em tempo real.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

API – AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Drilling Fluids. API RP 13B-1. 5. ed. Washington: API, 2009.

BEZERRA, H. M. A.; GUIMARÃES, M. L. Engenharia de Perfuração: fundamentos e aplicações. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

MITCHELL, R. F. Drilling Engineering. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2010.

MURPHY, K. P. Machine Learning: A Probabilistic Perspective. Cambridge: MIT Press, 2012.

RAHMAN, M.; SHARMA, M. M. *Data-driven optimization of drilling parameters using machine learning*. In: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. London: Society of Petroleum Engineers, 2019.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REDUÇÃO DE ARRASTE EM ESCOAMENTO PULSÁTIL PARA POLÍMEROS RÍGIDOS E FLEXÍVEIS

Davi Nicoli Schimith Bergher[1], Lucas Antônio Silveira Silva[2], Michel de Oliveira dos Santos[3], Bruno Venturini Loureiro[4]

[1]Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, davi.nsb@hotmail.com, [2]Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, Lucassilveira.eng@gmail.com, [3]Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, michel.saints@gmail.com, [4]Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, bruno.loureiro@ufes.br.

RESUMO

A redução de arraste com o uso de polímeros é um fenômeno conhecido e amplamente investigado para escoamentos em regime permanente, e sua relevância é notória em diversos campos da indústria, desde oleodutos, como o Trans-Alaska Pipeline, até em etapas de completação de poços de petróleo, uma vez que a redução da perda de carga equivale a uma maior capacidade de bombeio. Apesar disto, esta área carece de estudos que combinem os efeitos da redução de arraste com escoamentos pulsáteis. Os escoamentos pulsáteis aparecem em diversas aplicações, como redes hidráulicas alimentadas por bombas alternativas ou, para um exemplo mais clássico, no próprio sistema cardiovascular. Neste artigo, serão estimadas as reduções de arraste para regime permanente e pulsátil com o uso de polímeros rígidos e flexíveis, a fim de determinar o efeito do tipo de escoamento na capacidade redutora de arraste dos mesmos. Os resultados foram obtidos a partir de testes executados em uma montagem experimental dedicada.

Palavras-chave: redução de arraste, escoamento pulsátil, polímeros, fator de atrito.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A redução de arraste em escoamentos internos é um fenômeno bem estabelecido na literatura, caracterizado pela diminuição da resistência ao escoamento com a adição de pequenas quantidades de polímeros solúveis, de alto peso molecular, em escoamentos turbulentos. Em regime permanente, esse efeito foi observado pela primeira vez por Toms (1948), com polímeros como o polimetilmetacrilato, e desde então tem sido amplamente explorado com foco na economia de energia em sistemas de transporte de fluidos. Bons exemplos do uso de aditivo polimérico em água incluem a “Trans-Alasca Pipe Line”, um oleoduto com aproximadamente 1300 km de extensão onde a adição de polímeros em baixa quantidade é responsável em reduzir em cerca de 30% gasto com estações de bombeio, e também para a aplicação de combate a incêndios, onde Fabula (1971) e Figueredo e Sabadini (2003) mencionam que os agentes redutores de arraste (DRA) podem ser usados para aumentar a vazão de água e o alcance do jato.

Embora a maioria dos estudos de redução de arraste com uso de DRA se concentre em escoamentos turbulentos em regime permanente, há um interesse em entender os mecanismos de redução de arraste em escoamentos pulsáteis — aqueles compostos por uma componente oscilatória superposta a um escoamento médio, ou até mesmo puramente oscilatórios. Esse tipo de regime é comum em contextos biomédicos (como o fluxo sanguíneo em artérias), ou em processos industriais que envolvem bombeamento periódico. Greene et al. (1974) estudaram as aplicações de agentes redutores de arraste em hemodinâmica, ramo da medicina que estuda o sistema circulatório. Nestes casos, a natureza não estacionária do escoamento impõe desafios adicionais à modelagem e à previsão da dissipação de energia.

A classificação proposta por Ohmi et al. (1981) divide o comportamento dos escoamentos pulsáteis em três regiões: a quasi-estacionária, a intermediária e a dominada pela inércia, com cada uma apresentando características distintas de dissipação e distribuição de velocidades.

Um regime intermediário será tratado neste trabalho, onde a componente da ria tensão de cisalhamento na parede τ va significativamente no ciclo de aceleração e desaceleração do fluido, e os termos inercial e viscoso do escoamento, a princípio, possuem escala semelhante. A complexidade envolvida neste problema de interação entre polímeros e campos de escoamento oscilatórios é descrita como “objetos complexos em escoamentos complexos” (Ben et al., 1990). Para simplificar a análise, o comportamento não-newtoniano foi inicialmente desprezado, adotando-se uma viscosidade efetiva constante, com vistas à inclusão de efeitos reológicos em estudos futuros. No presente estudo, propõe-se uma análise experimental da redução de arraste em escoamentos oscilatórios induzida pela adição de dois polímeros

ISBN: 978-65-5222-057-8

solúveis em água: Goma Guar e PEO (óxido de polietileno). A eficácia dos polímeros na redução de arraste depende fortemente de suas características estruturais, em especial da flexibilidade de suas cadeias. Polímeros como o PEO são considerados flexíveis, com longas cadeias moleculares que podem ser facilmente esticadas sob ação de gradientes de velocidade, especialmente em escoamentos com forte componente extensional, como os pulsáteis. Por outro lado, polímeros como a goma guar possuem uma estrutura rígida e apresentam baixa extensibilidade. Embora não contribuam significativamente por mecanismos elásticos, esses polímeros ainda podem modificar o perfil de escoamento ao aumentar a viscosidade efetiva do fluido, especialmente longe das paredes. Assim, enquanto o PEO promove redução de arraste principalmente por mecanismos elástico-extensionais, a goma guar atua de forma mais difusiva, reduzindo gradientes de velocidade e atenuando variações locais por meio de seu efeito viscoso. Essa diferença de comportamento é particularmente importante em escoamentos pulsáteis, onde a capacidade de resposta à deformação extensional cíclica é determinante para o desempenho como redutor de arraste.

O objetivo principal deste texto é quantificar a redução de arraste em função do fator de atrito pulsátil médio no tempo $\left(\lambda_{u,ta}\right)$, que é determinado em função da vazão e do número de Womersley de acordo com Ohmi (1980). A posteriori, o fator de atrito pulsátil médio do solvente $\left(\lambda_{u,ta,0}\right)$ é calculado para uma pequena faixa de vazão, e uma função experimental é obtida para sua variação com a vazão. Por fim, este fator de atrito do solvente é usado para estimar a redução de arraste para o escoamento pulsátil por meio dos resultados experimentais, e os meios de ativação do mecanismo de redução de arraste para o escoamento oscilatório são discutidos, dando ênfase no papel da assíntota máxima de Virk (Virk, 1975).

METODOLOGIA

Modelo matemático

Para isolar o efeito hidrodinâmico da pulsação sobre a redução de arraste, optou-se por comparar os resultados experimentais com base no número de Womersley (α). Essa escolha permite normalizar o regime oscilatório em termos da razão entre forças inerciais e viscosas, representadas pelo α para o regime oscilatório, tornando o parâmetro particularmente útil em escoamentos pulsáteis. Como discutido por Xi (2019), a redução de arraste deve ser entendida como a diminuição da contribuição não-viscosa da tensão de parede, incluindo tanto as flutuações turbulentas quanto as flutuações inerciais associadas ao regime oscilatório, e não como uma simples consequência de aumento ou redução da viscosidade. O número de Womersley, definido pela equação 1, expressa a razão entre as forças inerciais e viscosas no escoamento pulsátil. Para este trabalho, um α de 10,34 foi escolhido devido à questões práticas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$\alpha = r\sqrt{\frac{\omega\rho}{\mu}} \quad (1)$$

Esse número depende da viscosidade dinâmica efetiva do fluido (μ), da frequência angular de oscilação (ω), e da massa específica, (ρ). Ele separa o escoamento entre as regiões quasi-estacionária $\left(\sqrt{\omega'} < 1,32\right)$, a intermediária $\left(1,32 < \sqrt{\omega'} < 28,0\right)$ — onde estarão localizados os experimentos deste artigo — e a dominada pela inércia $\left(28 < \sqrt{\omega'}\right)$.

Já a vazão média $\left(Q_{ta}\right)$, por sua vez, reflete diretamente o desempenho hidráulico do sistema e representa a quantidade de fluido transportado por unidade de tempo. É um parâmetro prático e relevante para a avaliação da eficácia dos polímeros. Ao manter constantes o número de Womersley e a vazão média entre os testes com e sem polímero, garante-se que os escoamentos comparados estejam sujeitos a condições hidrodinâmicas equivalentes em termos de geometria, vazão e regime de oscilação. Isso permite isolar o efeito da presença do aditivo sobre o fator de atrito pulsátil médio, assegurando que qualquer variação observada possa ser atribuída exclusivamente à ação do polímero como redutor de arraste.

O cálculo do fator de atrito pulsátil λ_u difere ligeiramente do fator de atrito clássico para regime permanente. Na equação 2, para regime permanente, o termo viscoso $4\tau_w/D$ é balanceado com o gradiente de pressão $\Delta p/L$, e a tensão de cisalhamento na parede do tubo pode ser determinada diretamente pelo valor medido do gradiente de pressão.

$$\frac{4}{D}\,\tau_w = \frac{\Delta p}{L} \quad (2)$$

De acordo com ohmi (1980), para um escoamento pulsátil, o termo do gradiente de pressão pode ser determinado pela soma do termo viscoso e do termo de inércia $\left(\rho du_m/dt\right)$ (equação 3). Diante disso, faz-se necessário determinar o fator de atrito de uma maneira diferente do que é comumente usado para fluidos em regime permanente.

$$\rho\frac{du_m}{dt} + \frac{4}{D}\,\tau_w = \frac{\Delta p}{L} \quad (3)$$

A equação 4 mostra que as perdas instantâneas por unidade de área são proporcionais ao fluxo instantâneo de energia cinética $\tau_w U_m$. A equação 5 mostra que a perda de energia média no tempo pela fricção na parede do tubo é proporcional à média temporal do fluxo de energia cinética. O subíndice “ta” se refere à valores médios no tempo (time averaged). A equação 4 pode ser

ISBN: 978-65-5222-057-8

reescrita como o fator de atrito instantâneo ao se dividir ambos os lados da igualdade por u_m (ohmi, 1980).

$$\tau_w u_m = \frac{\lambda_u(t)}{8}\rho_0 (u_m)^3 \quad (4)$$

$$\frac{1}{T}\int_0^T \tau_w(t) u_m(t) dt = \frac{\lambda_{u,ta}}{8}\rho\left(u_{m,ta}{}^3\right) \quad (5)$$

A equação 3 pode ser reescrita em função do τ_w para obter-se uma relação entre os valores medidos e a tensão de cisalhamento na parede (equação 6). Para este estudo, $\Delta p/L$ é determinado diretamente pelo medidor de pressão diferencial apresentado na Figura 1, e $du_m(t)/dt$ pode ser determinado ao normalizar a vazão registrada com o medidor pela área e derivar numericamente, em relação ao tempo, o vetor de velocidade obtido.

$$\tau_w(t) = \frac{D}{4}\left(\frac{\Delta p(t)}{L} - \rho\frac{du_m(t)}{dt}\right) \quad (6)$$

Por fim, a equação 5 pode ser reorganizada em função do fator de atrito médio temporal, $\lambda_{u,ta}$, na forma da equação 7, em que (T) é o período de oscilação e (n) é o número de períodos amostrados durante o experimento. Incluir o termo n na equação 7 serve para minimizar o efeito da variação das oscilações durante cada ciclo, proporcionando um valor de $\lambda_{u,ta}$ representativo para toda a duração do experimento.

$$\lambda_{u,ta} = \frac{8}{\rho\left(u_{m,ta}{}^3\right) nT}\int_0^{nT} \tau_{w(t)} u_{m(t)} dt \quad (7)$$

Por fim, para o cálculo da redução de arraste, foi utilizada a Equação 8, proposta por Lumley (1973) e modificada para o fator de atrito pulsátil médio temporal, em que $\lambda_{u,ta}$ é o fator de atrito para escoamento pulsátil com aditivo e $\lambda_{u,ta,0}$ é o fator de atrito para escoamento pulsátil do solvente.

$$DR = 1 - \frac{\lambda_{u,ta}}{\lambda_{u,ta,0}} \quad (8)$$

Com o intuito de comparar o DR entre regime pulsátil e permanente, adotou-se o número de Reynolds médio $Re_{ta} = \frac{\rho U_{m,ta} d}{\mu}$ como parâmetro relevante para o escoamento pulsátil, definido de forma semelhante ao número de Reynolds clássico, que é amplamente utilizado para regime permanente, $Re_{RP} = \frac{\rho U_m d}{\mu}$.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Planta experimental

A planta experimental, mostrada na Figura 1, consiste em uma tubulação circular lisa, equipada com um medidor de pressão diferencial — com uma distância entre tomadas de dados de 4,5 metros — responsável pela medição da queda de pressão, e um medidor de vazão eletromagnético. O sistema é alimentado por um vaso de pressão, que impõe uma pressão de entrada fixa e dispensa o uso de bombas centrífugas, minimizando assim a degradação prematura do polímero. Por fim, uma válvula esférica controlada por um motor de passo é responsável por impor o perfil oscilatório do escoamento.

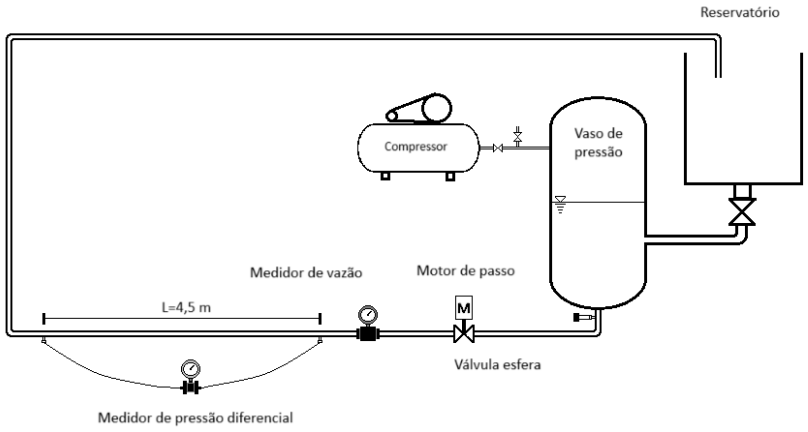


Figura 1. Montagem esquemática da planta.

A frequência máxima de aquisição de dados disponível nas instalações do laboratório é de 5 Hz, o que impossibilitou uma investigação de frequências superiores a 0,5 Hz, dada a necessidade de pelo menos dez vezes a maior frequência estudada na amostragem a fim de capturar adequadamente os fenômenos do escoamento.

Preparação das amostras

A preparação das amostras de PEO, o polímero flexível, seguiu o procedimento descrito por Soares et al. (2015). Utilizou-se água filtrada como solvente, sobre a qual os polímeros em pó foram cuidadosamente distribuídos em um recipiente de 50 L. Cada sequência de testes utilizou cerca de 50 L de solução, preparada com antecedência mínima de 96 horas, permitindo a difusão natural completa do polímero, o que evita sua degradação prematura. Para goma guar, polímero rígido, os 50 L de solução foram preparados diretamente dentro do tanque, com o uso de uma peneira para polvilhar o polímero, que foi posteriormente agitado com um misturador, não prejudicando a capacidade de redução de arraste da solução polimérica, dada a natureza rígida deste polímero. A viscosidade das soluções foi medida com um reômetro HAAKE MARS II em regime viscométrico, à temperatura constante de 23 graus, conforme a temperatura dos experimentos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

O arraste em escoamentos internos decorre principalmente da ação de duas componentes físicas: da tensão de cisalhamento nas paredes do tubo, associada à viscosidade do fluido, e, em regimes turbulentos, das flutuações de velocidade que caracterizam as estruturas da turbulência. Em escoamentos pulsáteis, soma-se a isso um mecanismo adicional de perda de energia: as variações periódicas de velocidade impõem ciclos de aceleração e desaceleração, intensificando a troca de momento entre camadas do fluido.

Nesse contexto, a introdução de polímeros solúveis de alto peso molecular modifica substancialmente a dinâmica do escoamento. No que tange aos polímeros flexíveis, como o PEO, as cadeias poliméricas se esticam e passam a funcionar como elementos elásticos microscópicos ao serem submetidas a gradientes de velocidade intensos. Esse estiramento confere à solução uma capacidade de armazenamento de energia sob a forma elástica, que é liberada de maneira atenuada ao longo do tempo, suavizando os gradientes de velocidade e amortecendo as variações repentinas do escoamento. Xi (2019) descreve esse comportamento como a principal via pela qual polímeros contribuem para a redução de arraste: resistindo às flutuações do fluxo, as cadeias poliméricas reduzem a dissipação de energia.

Em escoamentos oscilatórios, esse efeito é ainda mais expressivo. A inversão cíclica do escoamento gera regiões centrais com deformação extensional significativa, o que favorece o alongamento das cadeias poliméricas. Esses polímeros passam, então, a funcionar como verdadeiras molas viscoelásticas, capazes de resistir à aceleração imposta e amortecer os picos de velocidade. O resultado prático é uma redução da tensão de cisalhamento média nas paredes, com consequente diminuição do gradiente de pressão necessário para manter a vazão — o que se traduz, finalmente, em uma redução do fator de atrito pulsátil médio e, portanto, do arraste.

A Figura 2 apresenta a redução de arraste (%DR) em função do número de passes para soluções de PEO a 100 ppm, comparando os regimes permanente e pulsátil. Observa-se que, nos primeiros passes, o regime pulsátil apresenta valores significativamente mais altos de DR, atingindo picos superiores a 80–90%, enquanto o regime permanente inicia em torno de 50%.Com o aumento do número de passes, observa-se um decréscimo gradual do DR para ambos os regimes. Esse comportamento é compatível com o efeito de degradação mecânica das cadeias poliméricas por cisalhamento, conforme descrito por Soares et al. (2015). Após aproximadamente 20 passes, os valores de DR se tornam comparáveis entre os regimes, sendo ligeiramente superiores no permanente (25–30%) em comparação ao pulsátil (15–20%). A perda de eficácia mais acentuada no regime pulsátil pode estar associada à maior taxa de deformação imposta por oscilações rápidas, que aceleram a quebra de cadeias poliméricas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

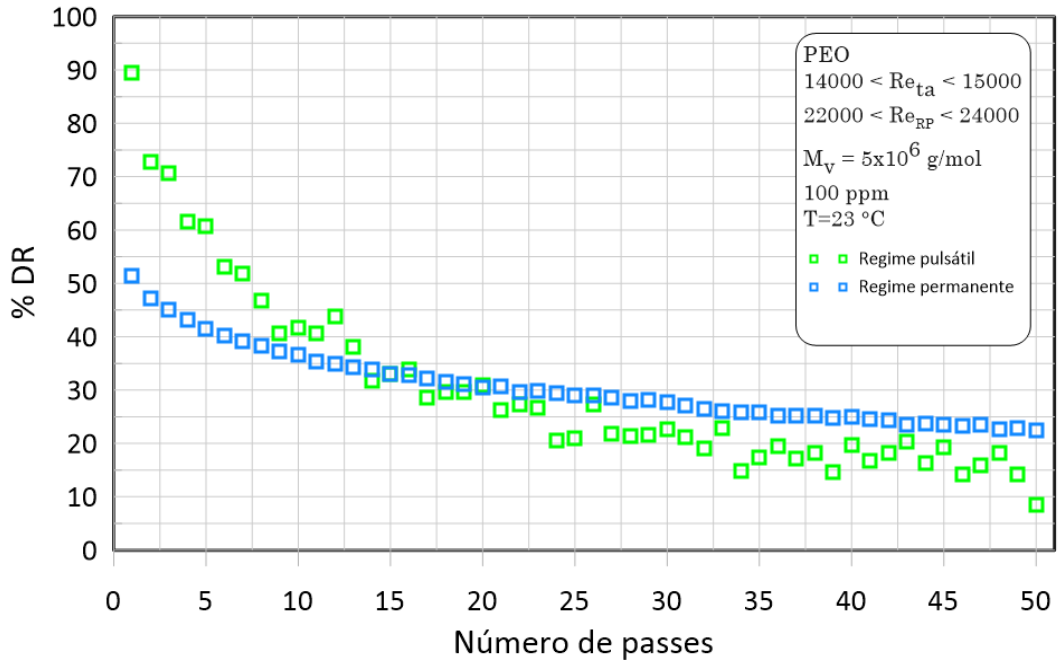


Figura 2. Redução de arraste do PEO para regime permanente e regime pulsátil. $\alpha = 10, 34$.

A chamada assíntota de Virk, definida como o limite superior de redução de arraste em escoamentos turbulentos com polímeros (Virk, 1975), estabelece um teto prático entre 70–80%, geralmente interpretado como o ponto em que a buffer layer (região de interação entre tensões viscosas e turbulentas) atinge o espessamento máximo permitido pela geometria do escoamento (Lumley, 1973). Xi (2019) sustenta essa interpretação ao afirmar que o limite da assíntota ocorre quando a "buffer layer" engrossada atinge a limitação física imposta pela tubulação. Entretanto, esse modelo foi desenvolvido com base em escoamentos permanentes. No presente trabalho, o pico de DR observado para o PEO em regime pulsátil ultrapassa esse limite, sugerindo que o escoamento pulsátil pode ativar mecanismos adicionais de estiramento polimérico, associados a ciclos de aceleração/deformação extensional, como indicam os estágios iniciais do modelo turbulent–turbulent transient (Taylor & Seddighi, 2023). Essa interação intensa entre o campo de velocidades oscilatório e os polímeros permite que a redução de arraste ultrapasse a assíntota de Virk — a qual, em princípio, não deve ser tratada como um limite universal, mas como uma referência empírica restrita ao regime permanente.

A Figura 3 apresenta os resultados obtidos para a goma guar. Embora esse polímero seja estruturalmente rígido e com baixa extensibilidade, os dados indicam que ele também promove redução de arraste significativa em regime pulsátil, com valores próximos de 35 – 45%, contra cerca de 10% no permanente. Esse desempenho sugere que, mesmo sem atuar elasticamente, a goma guar pode modificar a estrutura do escoamento pulsátil ao aumentar a viscosidade efetiva e amortecer os gradientes de velocidade associados à aceleração e desaceleração do fluido. O fato desse

ISBN: 978-65-5222-057-8

desempenho ocorrer em um regime pulsátil com menor número de Reynolds médio, reforça que a presença de pulsação impõe condições hidrodinâmicas equivalentes a regimes muito mais intensos em termos de deformação.

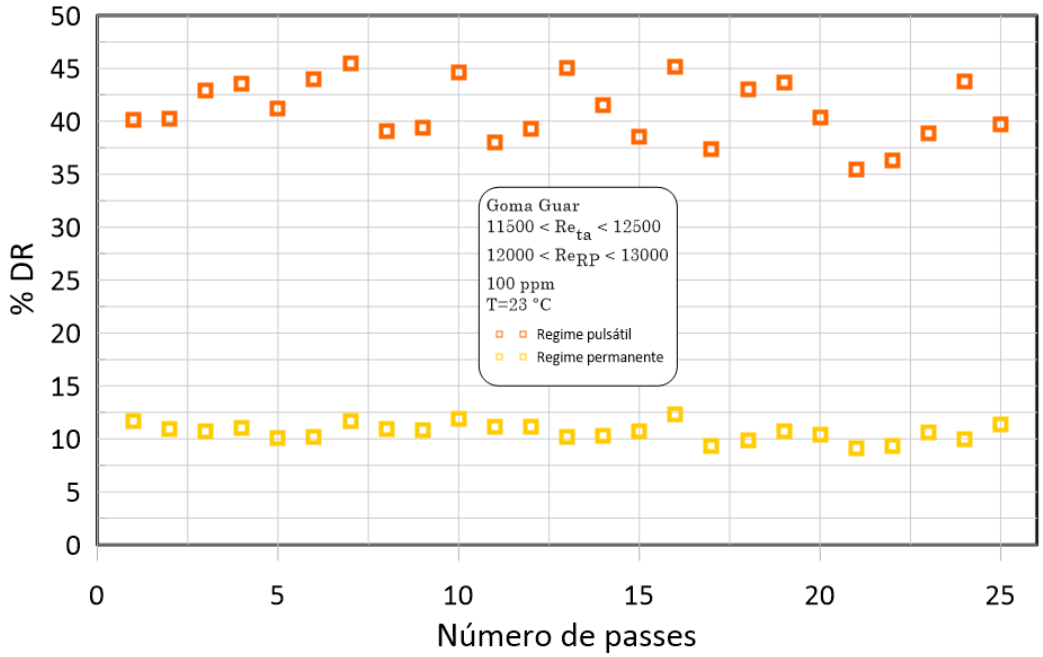


Figura 3. Redução de arraste da Goma Guar para regime permanente e regime pulsátil. $\alpha = 10,34$.

Mesmo em regiões onde o cisalhamento médio é baixo, como o núcleo do tubo, as oscilações do escoamento pulsátil geram flutuações inerciais que resultam em perda de carga significativa. Polímeros rígidos como a goma guar, embora não apresentem estiramento elástico, aumentam a viscosidade eficaz da solução principalmente em faixas de cisalhamento moderado, típicas desse regime. Esse efeito contribui para amortecer as oscilações de velocidade no tempo, suavizando a troca de momento entre as camadas do fluido e reduzindo a propagação de picos de aceleração, o que se traduz em menor perda de carga ao longo do ciclo. Assim, sua atuação não depende de mecanismos elástico-extensionais, mas sim da sua capacidade de atenuar as flutuações temporais do perfil de velocidades provocadas pelas oscilações do escoamento. Essa ação de amortecimento viscoso é mais eficaz em regime pulsátil, o que explica o desempenho superior da goma guar observado neste regime em comparação com o regime permanente.

CONCLUSÕES

Os resultados obtidos mostram que a presença de pulsação não apenas mantém a eficiência dos polímeros, como também pode potencializá-la, promovendo reduções de arraste superiores às observadas em regime permanente. Esse comportamento é compatível com a hipótese de que, em regimes pulsáteis intermediários, o polímero é ativado por mecanismos

ISBN: 978-65-5222-057-8

adicionais de deformação — como extensão axial no centro do tubo — ampliando assim as possibilidades de aplicação do drag reduction além da teoria clássica de Virk.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

FABULA, Andrew G. Fire-fighting benefits of polymeric friction reduction. 1971.

FIGUEREDO, R. C. R.; SABADINI, E. Firefighting foam stability: the effect of the drag reducer poly (ethylene) oxide. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, v. 215, n. 1-3, p. 77–86, 2003.

GREENE, H. L.; MOSTARDI, R. A.; NOKES, R. F. Potential biomedical applications of drag reducing agents. 1974.

GUPTA, S.; PATEL, S. A.; CHHABRA, R. P. Pulsatile flow of power-law fluids over a heated cylinder: Flow and heat transfer characteristics. International Journal of Thermal Sciences, v. 152, p. 106330, 2020.

LUMLEY, John L. Drag reduction in turbulent flow by polymer additives. Journal of Polymer Science: Macromolecular Reviews, v. 7, n. 1, p. 263–290, 1973.

OHMI, M.; IGUCHI, M. Flow pattern and frictional losses in pulsating pipe flow: Part 1, laminar region. Bulletin of JSME, v. 23, n. 186, p. 2014–2020, 1980.

OHMI, M.; IGUCHI, M. Flow pattern and frictional losses in pulsating pipe flow: Part 2, effect of pulsating frequency on the turbulent frictional losses. Bulletin of JSME, v. 23, n. 186, p. 2021–2028, 1980.

OHMI, M.; IGUCHI, M. Flow pattern and frictional losses in pulsating pipe flow: Part 3, general representation of turbulent flow pattern. Bulletin of JSME, v. 23, n. 186, p. 2029–2036, 1980.

O'SHAUGHNESSY, Ben; DURNING, Chris; TABOR, M. Polymer deformation in strong high-frequency flows. The Journal of Chemical Physics, v. 92, n. 4, p. 2637–2645, 1990.

SOARES, Edson J. et al. Loss of efficiency of polymeric drag reducers induced by high Reynolds number flows in tubes with imposed pressure. Physics of Fluids, v. 27, n. 12, 2015. Disponível em: https://doi.org/10.1063/1.4937594.

TAYLOR, P. S.; SEDDIGHI, M. The turbulent–turbulent transient concept in pulsating flows. Journal of Fluid Mechanics, v. 982, A20, 2023. Disponível em: https://doi.org/10.1017/jfm.2023.1025.

VIRK, Preetinder S. Drag reduction fundamentals. AIChE Journal, v. 21, n. 4, p. 625–656, 1975.

XI, L. Turbulent drag reduction by polymer additives: Fundamentals and recent advances. Physics of Fluids, v. 31, 051301, 2019. Disponível em: https://doi.org/10.1063/1.5083911.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MEDIÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE TAMANHO DE CALCITA EM ESCOAMENTO VIA PDPA

Thais Cometti Saiter[1], Guilherme Fonseca Visintini[1], Caio Campos Castro[1], Bruno Venturini Loureiro[1]

[1]UFES, thaissaiter@gmail.com, [1]UFES, guilherme.visintini@gmail.com, [1]UFES, caiocamposcastro26@gmail.com, [1]UFES, bruno.loureiro@ufes.br

RESUMO

A incrustação tem sido reconhecida como um problema operacional à produção de petróleo. Essa deposição mineral é proveniente do acúmulo de sais inorgânicos e interfere na garantia de escoamento, acarretando perdas de produção e trocas de equipamentos. Em particular, a precipitação de carbonato de cálcio ($CaCO_3$) pode ocorrer a partir da incompatibilidade entre as composições químicas das águas de formação e de injeção e/ou pelas mudanças termodinâmicas do sistema durante a produção. Neste contexto, analisar o tamanho da partícula de calcita em tempo real é importante para propor medidas de mitigação da incrustação em poços produtores. Partindo deste princípio, é utilizado o Phase Doppler Particle Analyzer (PDPA) com o objetivo de medir e analisar a dimensão da partícula de calcita. Para confirmar as medições do PDPA, utilizou-se outro equipamento, que analisa as mesmas variáveis, porém com outra metodologia, o Analisador de Tamanho de Partículas de Bancada, e partículas de vidro de dimensão conhecida foram fornecidas a ambos e utilizadas como verificação. O objetivo deste artigo é apresentar a validação do uso do PDPA para medição de tamanho de partículas de calcita. Um experimento dedicado foi construído para propiciar a análise e a comparação das técnicas. Os resultados obtidos pelo PDPA, para partículas de vidro, são usados para comparar com aqueles obtidos pelo Analisador de Tamanho de Partículas de Bancada, com o intuito de validar uso da técnica a laser em tempo real para análise de tamanho de partículas de calcita.

Palavras-chave: incrustação carbonática, calcita, pdpa, tamanho de partícula, validação experimental.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O petróleo ocupa posição de destaque na matriz energética, tanto no Brasil quanto no cenário global. Dificuldades inerentes à sua produção resultam em perdas operacionais, substituição de equipamentos e realização de serviços de manutenção, elevando, assim, os custos envolvidos no processo produtivo. Nesse contexto, a incrustação inorgânica desponta como um dos principais desafios operacionais, sendo responsável, em escala mundial, por perdas estimadas em cerca de 1,4 bilhão de dólares por ano (Frenier *et al.*, 2008). Além disso, a incrustação pode comprometer a garantia de escoamento, uma vez que, ao provocar obstrução parcial da seção de escoamento, gera uma perda de carga adicional que pode restringir a produção de óleo.

De modo geral, as ferramentas preditivas aplicadas à incrustação baseiam-se unicamente em modelos termodinâmicos, os quais indicam o potencial de formação de incrustações a partir da composição, pressão e temperatura da água. No entanto, tais modelos não oferecem estimativas sobre o tempo necessário para o bloqueio completo do escoamento, tampouco fornecem dados sobre a quantidade de material depositado (Martins *et al.*, 2020).

Diante desse cenário, a análise em tempo real do tamanho das partículas de calcita — principal polimorfo da incrustação carbonática — torna-se fundamental para a definição de medidas de mitigação desse problema. Para isso, é utilizado o Phase Doppler Particle Analyzer (PDPA), amplamente reconhecido por sua precisão e capacidade de análise não intrusiva de partículas em suspensão em tempo real. O PDPA baseia-se na interferometria a laser, permitindo a medição simultânea do diâmetro e da velocidade das partículas, por meio do efeito Doppler e da interferência de dois feixes de laser (Kim et al., 2018).

O sistema PDPA utiliza da interferência entre os 2 feixes de laser emitidos sobre o volume de análise para captar a frequência de luz espalhada pelas partículas no escoamento ao cruzar o perfil de difração formado. Conhecendo a distância entre as franjas de interferência e coletando a frequência da dispersão de luz pelas partículas atravessando os feixes (frequência Doppler), é obtida a velocidade da partícula. O tamanho da partícula é obtido através da diferença de fase de sinais elétricos coletados pela sonda receptora (TSI, 2006).

Se já foi demonstrado que o emprego do PDPA representa uma oportunidade de medir com precisão o tamanho de partícula em um experimento (Bachalo, 1994; Kang et al, 2020; Black, 1996; Aísa, 2002; Lee, 2010), para assim elucidar as dinâmicas da reação responsável pela incrustação carbonática, ele requer a interpretação meticulosa das implicações do modelo escolhido nos resultados de suas leituras.

Diante dos fatos supracitados, o objetivo deste trabalho é apresentar a validação do uso do PDPA para a medição, em tempo real, de tamanho de partícula de calcita. Para isso, foram realizados testes com partículas de vidro, de diâmetro conhecido, diluídas em água deionizada, tanto no PDPA quanto no Analisador de Tamanho de Partículas de Bancada, a fim de comparar os resultados obtidos em ambos os equipamentos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Em seguida, após a validação do método, foram realizados testes com partículas de calcita, a fim de verificar a viabilidade do uso do PDPA para medição de diâmetro dessas partículas.

METODOLOGIA

Com o objetivo de estudar a nucleação homogêneados cristais de carbonato de cálcio, foi construída uma bancada experimental (representada pelo fluxograma na Figura 1) dedicada às pesquisas em relação ao tamanho da partícula do carbonato de cálcio. A bancada experimental incorpora um sistema de fluxo de soluções de bicarbonato de sódio e cloreto de cálcio. O cloreto de cálcio ($CaCl_2$) é armazenado em uma bombona com capacidade de 5 litros e transferido, por uma bomba peristáltica MasterFlex ™, através de uma mangueira. O bicarbonato de sódio ($NaHCO_3$), contido em um recipiente de 5 L, é bombeado por uma bomba pulsátil submersa para uma peça customizada com um catéter vertical, via mangueira equipada com uma válvula de controle para a regulagem precisa do fluxo de bicarbonato de sódio. Ambas as soluções são direcionadas para um tubo vertical transparente de borossilicato, onde ocorre a reação. Em seguida, o carbonato de cálcio na forma de calcita, obtido como produto da reação conduzida no tubo vertical, foi subsequentemente direcionado por meio de uma conexão de mangueira para um recipiente de descarte com capacidade de 20 litros. Foram conduzidos, no total, 2 testes utilizando esse procedimento experimental.

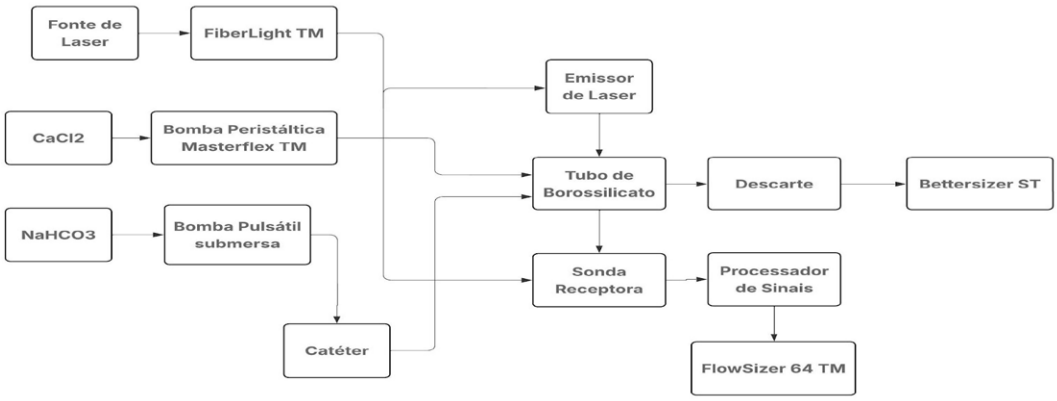


Figura 1: Fluxograma representativo da bancada experimental.

Em primeiro lugar, foi feita a validação do PDPA para análise de tamanho de partícula com a utilização do Analisador de Tamanho de Partículas de Bancada, *Bettersizer* BT. Para isso, foram conduzidos testes com partículas de vidro, com diâmetro conhecido entre 8 e 12 m, dispersas em água deionizada. Esse experimento consistiu em recircular essa solução na própria bancada experimental, e a aquisição de dados foi feita em intervalos de 5 minutos.

Além disso, com o intuito de definir o melhor filtro de sinais a ser utilizado pelo PDPA, durante esses testes com partículas de vidro, as configurações do parâmetro SNR foram variadas, alternando entre *very low, low* e *medium*, com intuito de verificar seu impacto na qualidade dos dados.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A SNR (relação sinal-ruído) é um parâmetro crítico que estabelece o princípio de validação para pulsos em sistemas experimentais, oferecendo quatro níveis de seleção: alto, médio, baixo e muito baixo (high, medium, low, very low). Uma configuração de SNR alta restringe a validação a pulsos de qualidade superior, que otimiza a precisão dos dados de frequência, mas acarreta uma redução na taxa de dados. Em contrapartida, uma SNR baixa permite a validação de pulsos com maior incidência de ruído, resultando em taxas de dados elevadas. Embora esses pulsos contenham mais ruído, eles ainda são representativos de dados válidos de fluxo ou tamanho.

Após os testes com o PDPA, a mesma solução foi testada pelo Analisador de Tamanho de Partículas de Bancada, *Bettersizer ST*, cujo protocolo inclui verificação automática de parâmetros, alinhamento e limpeza. A vantagem deste equipamento está na sua definição automática de parâmetros, otimizados e corrigidos automaticamente. A distribuição de diâmetros utilizada no Analisador de Partículas é numérico e a análise de diâmetro utilizada é a generalizada. Diante disso, os dados obtidos por esse equipamento foram utilizados como parâmetros para a validação do PDPA, e os erros relativos entre as medições foram calculados conforme as equações 1 e 2.

$$E_{absoluto} = |D_{Bettersizer} - D_{PDPA}| \quad (1)$$

$$E_{relativo} = \frac{E_{absoluto}}{|D_{Bettersizer}|} \times 100\% \quad (2)$$

Após essa etapa de validação, os testes com bicarbonato de sódio e cloreto de cálcio foram conduzidos conforme a montagem experimental citada acima. A passagem das soluções pelo tubo permite a análise das partículas por um sistema de laser, cujas informações de interesse são registradas conforme a parametrização do software. Os parâmetros chave a serem controlados no *Flow Sizer 64* incluem: PMT *Voltage* (ganho de tensão provocada por dispersão de luz de cada partícula nos tubos multiplicadores de luz (PMT)), *Downmixing* (defasagem entre os feixes para captar a velocidade de retorno das partículas), *Burst Threshold* (mínimo de luz que a partícula deve deslocar para ser captada pelos PMT, em valores de tensão), *Band Pass Filter* (filtro passa banda), SNR (razão entre sinal e ruído, filtrando sinais por qualidade), que são retornados em termos de saturação dos canais do *Fiberlight*, taxa de dados em Hz, correspondendo à frequência das partículas e eficiência do pulso. Os dados resultantes são registrados no software do equipamento para posterior análise comparativa.

O procedimento experimental inicia-se com o preparo das soluções, homogeneizadas por agitação em seus próprios recipientes onde são armazenadas. Um teste preliminar foi conduzido para confirmar a reação entre ambas as soluções, seguido pela adição de 2,0 L de água deionizada e 3,0 L de solução de cloreto de cálcio 7,35 g/L na bombona. No recipiente do bicarbonato de sódio, o recipiente é enchido com 80% de bicarbonato de sódio 12,60 g/L diluído em 20% do recipiente de água deionizada. As soluções de bicarbonato de sódio e cloreto de cálcio são mantidas sob agitação para evitar a perda de homogeneidade. A duração de cada teste foi de 10 minutos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

O retorno dos testes em ambos os equipamentos se dá através de uma operação realizada sobre os diâmetros, mostrada na equação 3, representando tamanho médio de partícula segundo a notação de razão de momentos descrita na norma ISO 9276-2. Os diâmetros utilizados para a análise das partículas foram D10, D32, D43.

$$D_{mn} = \left(\frac{\Sigma D^m}{\Sigma D^n}\right)^{\frac{1}{m-n}} \quad (3)$$

O D_{10} representa a média aritmética das partículas, por contagem numérica, enquanto que o D_{32} é o chamado diâmetro de Sauter, ou tamanho médio ponderado pela área, e o D_{43} representa o tamanho médio ponderado pelo volume, denominado como diâmetro de De Brouckere.

O modelo óptico escolhido por ambos os equipamentos para transformar os sinais captados nos dados apresentados na interface é o modelo Lorenz-Mie, cujas hipóteses fundamentais são a suposição de esfericidade da partícula, a intensidade constante do feixe de laser e a ocorrência de apenas um fenômeno óptico (Black, McQuay, 2001), onde nesse caso, o escolhido é a refração. A escolha do modelo implica em pequenas distorções provindas das simplificações adotadas quando comparadas à realidade.

Pelo fato da partícula de calcita não ser esférica, e sim apresentar um formato mais próximo de um cubo, há uma distorção que acaba por indicar partículas maiores de acordo com a razão de aspecto (Alexander et al, 1985). Quanto à natureza gaussiana da intensidade do feixe de laser, ao ser assumida constante, despreza um viés de ler partículas maiores que atravessam as franjas de difração geradas mais externamente ao centro, já que essas dispersam uma quantidade de luz considerável para serem lidas, que não se verifica para partículas menores, devido à menor intensidade do laser nas extremidades do feixe (Sankar, 1991). Por fim, ocorrem tanto refração quanto reflexão numa partícula, fazendo com que a leitura que despreza os efeitos da reflexão tenha os efeitos desse fenômeno implícitos adicionados aos resultados mensurados e os distorcendo (Sankar, 1991).

Após os testes, a limpeza do sistema é realizada com ácido acético 10% para garantir a ausência de cristais no início dos próximos testes. Por fim, 5 litros de água deionizada são passados pela linha experimental antes da realização de testes subsequentes.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Em primeiro momento, foi feita a análise entre os resultados dos testes com partículas de vidro realizados no PDPA, cuja variação era apenas no parâmetro SNR. A Tabela 1 apresenta os valores dos diâmetros obtidos em cada teste, em que percebe-se que há pequena variação entre eles. Em virtude disso, mesmo que a variação do SNR (very low, low, medium) auxilie na redução da leitura de dados ruidosos pelo laser, é possível observar que esses ruídos não

ISBN: 978-65-5222-057-8

são significativos nos dados finais obtidos. Dessa forma, pode-se concluir que a seleção do SNR não afetará na veracidade dos resultados, sendo possível optar por aquele que apresenta a melhor taxa de dados para o teste com partículas de calcita.

Tabela 1. Resultados dos diâmetros obtidos nos testes com diferentes parâmetros de SNR.

	Diâmetro		
SNR	D_{10} (µm)	D_{32} (µm)	D_{43} (µm)
Very low	4,8880	10,4224	12,1495
Low	4,8696	10,5863	12,4203
Medium	4,7613	10,3929	12,2219

Dados do próprio autor.

Os resultados obtidos ao longo dos testes realizados com partículas de vidro, realizados tanto no PDPA quanto no Analisador de Tamanho de Partículas de Bancada, estão apresentados na Tabela 2. Por meio da análise desses dados, que incluem os valores de D_{10}, D_{32} e D_{43}, observa-se pequena variação relativa entre os dois equipamentos, cuja causa envolve o método de obtenção dos dados. Isso porque, durante a leitura do PDPA, obtida por meio da incidência de dois feixes de laser em um tubo de borossilicato, pode ocorrer a medição de partículas maiores, que se aglomeraram durante o escoamento. Já na leitura do Analisador de Tamanho de Partículas de Bancada, cujo processo é mais controlado, são esperados valores de diâmetros menores, pois a ocasionalidade de uma aglomeração de partículas é menor.

Tabela 2. Comparação relativa entre os dados obtidos pelo Analisador de Tamanho de Partículas de Bancada e pelo PDPA (considerando as variações no SNR).

Diâmetro	Analisador de Tamanho de Partículas de Bancada	Erro relativo % (SNR *very low*)	Erro relativo % (SNR *low*)	Erro relativo % (SNR *medium*)
D_{10}	4,867 µm	0,43	0,05	2,17
D_{32}	8,683 µm	20,00	21,92	19,69
D_{43}	11,06 µm	9,85	12,30	10,51

Dados do próprio autor.

Os gráficos mostrados nas Figuras 2, 3 e 4 apresentam os histogramas de diâmetros obtidos durantes os testes, no PDPA, com partículas de vidro, para um SRN *very low, low* e *medium*, respectivamente. A partir da análise desses gráficos, é possível observar que a distribuição de diâmetros dessas partículas, nos três testes foram semelhantes, evidenciando, mais uma vez, que a escolha deste parâmetro não irá alterar de forma significativa os resultados dos testes realizados com partículas de calcita.

ISBN: 978-65-5222-057-8

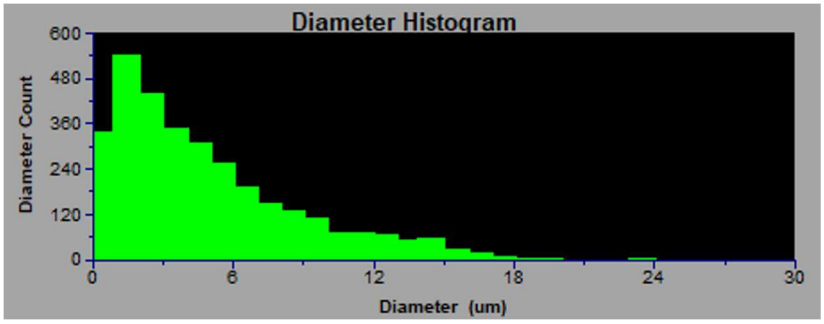


Figura 2. Histograma de diâmetros das partículas de vidro para um SNR *very low. Flow Sizer* 64.

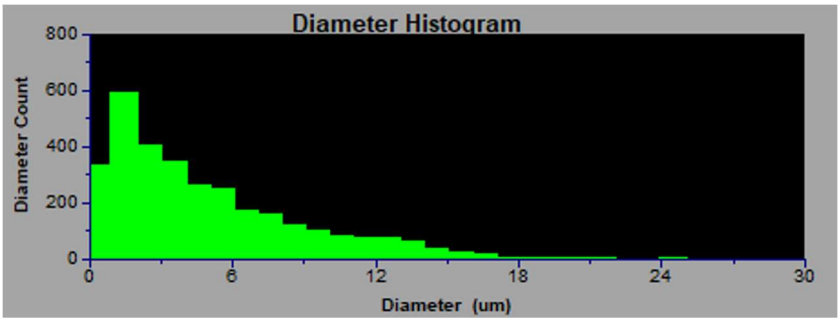


Figura 3. Histograma de diâmetros das partículas de vidro para um SNR *low. Flow Sizer* 64.

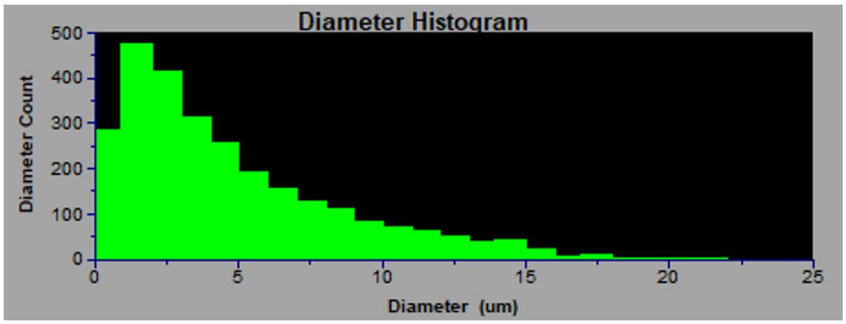


Figura 4. Histograma de diâmetros das partículas de vidro para um SNR *medium. Flow Sizer* 64.

A partir da validação do PDPA para distribuição de tamanho de partícula, foram realizados testes com soluções de bicarbonato de sódio e cloreto de cálcio, a fim de analisar a partícula de calcita. Considerando a análise sobre o parâmetro SNR, foi utilizado a configuração *very low*, com o intuito de obter maior taxa de dados durante os testes com calcita, já que a concentração de partículas é baixa.

Os resultados obtidos desses dois testes estão mostrados na tabela 3, em que percebe-se coerência entre valores dos diâmetros, o que ressalta a efetividade do PDPA para a leitura de tamanho de diâmetro de calcita.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 3. Diâmetros obtidos dos testes realizados no PDPA com partículas de calcita.

Teste	D_{10} (µm)	D_{32} (µm)	D_{43} (µm)
1	6,7539	12,4015	14,2154
2	6,3926	13,1139	15,3680

Dados do próprio autor.

As Figura 5 e 6 apresentam os histogramas de diâmetros para os testes 1 e 2, respectivamente. A partir desses gráficos, notou-se a semelhança entre ambas as distribuições, o que reafirma a acuracidade do uso do PDPA para análise de tamanho de partícula de calcita. Vale ressaltar que esses testes foram realizados com parâmetros fixos, a fim de garantir a repetibilidade dos experimentos.

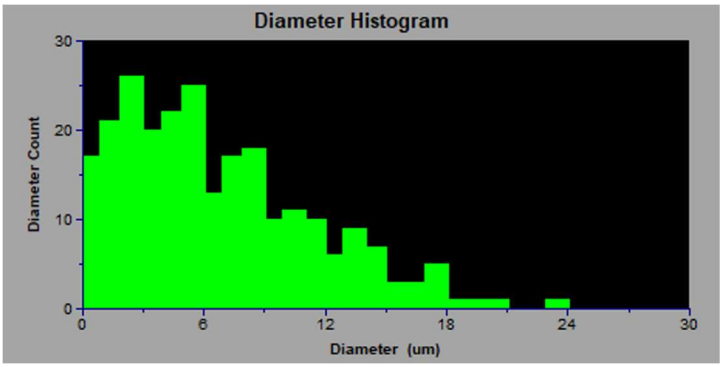


Figura 5. Histograma dos diâmetros de partículas de calcita (teste 1). *Flow Sizer* 64.

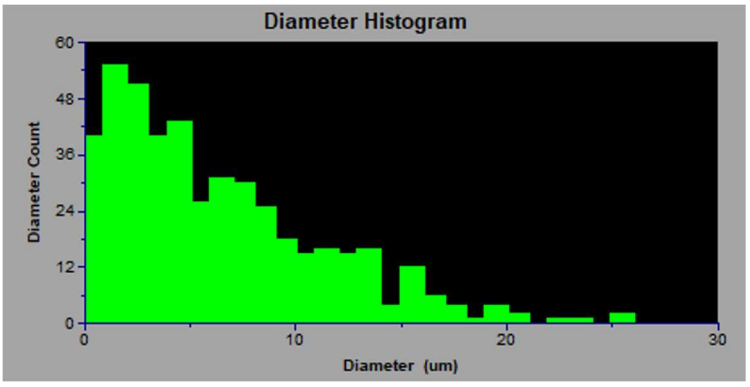


Figura 6. Histograma dos diâmetros de partículas de calcita (teste 2). *Flow Sizer* 64.

Diante dos fatos supracitados, nota-se que os resultados obtidos ao longo dos testes experimentais demonstram a viabilidade do uso do Phase Doppler Particle Analyzer (PDPA) para a medição em tempo real do tamanho das partículas de carbonato de cálcio formadas durante a reação entre bicarbonato de sódio ($NaHCO_3$) e cloreto de cálcio ($CaCl_2$).

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSÕES

Este estudo propõe uma abordagem eficaz para a medição e análise do tamanho de partículas de calcita utilizando o PDPA, visando avaliar a nucleação homogênea de carbonato de cálcio.

Os resultados obtidos com o PDPA, quando comparados aos de outros equipamentos como ao Analisador de Tamanho de Partículas de Bancada, demonstram a validade e a aplicabilidade da técnica. Tal validação experimental ressalta o potencial do PDPA como uma ferramenta precisa para o monitoramento do diâmetro de partículas de calcita.

Dessa forma, a validação do uso e utilização do PDPA para a medição do tamanho de partículas de calcita representa um avanço nesta área de pesquisa. A partir disso, torna-se possível avaliar a influência de diferentes parâmetros, como temperatura, pH e campo magnético, no processo de nucleação de carbonato de cálcio.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AÍSA, L. et al. Particle concentration and local mass flux measurements in two-phase flows with PDA. Application to a study on the dispersion of spherical particles in a turbulent air jet. *International Journal of Multiphase Flow*, v. 28, n. 2, p. 217–238, 2002.

ALEXANDER, D. R. et al. Effects Of Non-Spherical Drops On A Phase Doppler Spray Analyzer. In: *Particle Sizing and Spray Analysis*. Proc. SPIE 0573, 1985.

ANDRITSOS, N.; KARABELAS, A. J. Calcium carbonate scaling in a plate heat exchanger in the presence of particles. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, v. 46, n. 24, p. 4613–4627, 2003.

BACHALO, W. D. Experimental methods in multiphase flows. *International Journal of Multiphase Flow*, v. 20, supl. 1, p. 261–295, 1994.

BLACK, D. L.; MCQUAY, M. Q. Laser-based particle measurements of spherical and nonspherical particles. *International Journal of Multiphase Flow*, v. 27, n. 8, p. 1369–1377, 2001.

BLACK, D. L.; MCQUAY, M. Q.; BONIN, M. P. Laser-based techniques for particle-size measurement: A review of sizing methods and their industrial applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 22, n. 3, p. 267–306, 1996.

FRENIER, W. W.; Ziauddin, M. 2008, *Formation, removal and inhibition of inorganic scale in the oilfield environment*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers (SPE Book).

ISBN: 978-65-5222-057-8

I. 9276-2:2014. 2014. Representation of Results of Particle Size Analysis — Part 2: Calculation of Average Particle Sizes/Diameters and Moments from Particle Size Distributions.

KANG, C. et al. Deposition of solid particles exposed to the suction of dual pumps in the tank of a pumping station. *Powder Technology*, v. 361, p. 841–849, 2020.

KIM, H.; TONGCHAI, S.; LIM, O. A study on the particle size and velocity profile on a gasoline port injector using a phase doppler particle analyzers (pdpa). *Energy Procedia*, Elsevier, v. 145, p. 374–380, 2018.

LEE, S. W.; LIU, Y. The unique phase doppler particle analyzer application and analysis of solid particle flow in the fluidized bed combustor (FBC) cold model. *Particulate Science and Technology*, v. 22, n. 1, p. 65–73, 2004. DOI: https://doi.org/10.1080/02726350490422482.

MARTINS, A. L., Santos, H. F, Castro, B. B., Gonçalves, A. S., Maffra, D. A., and J. B. Loureiro. 2020. Large Scale Laboratory Tests for Calcium Carbonate Scaling in Sliding Sleeve Valves. Paper presented at the *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition*, Virtual.

SANKAR, S. V. et al. Sizing fine particles with the phase Doppler interferometric technique. *Applied Optics*, v. 30, p. 4914–4920, 1991.

TSI. *Phase Doppler Particle Analyzer (PDPA)/Laser Doppler Velocimeter (LDV) Operations Manual*. Part Number 1990048. 2008.

ISBN: 978-65-5222-057-8

POTENCIAL ZETA COMO PREDITOR DE ESTABILIDADE DA VISCOSIDADE DE AMOSTRAS DE CARBOXIMETILCELULOSE EM SOLUÇÃO SALINA

Mirele Costa da Silva Farias[1], Karine Castro Nóbrega[2], Anna Carolina Amorim Costa[3], Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento[4], Elessandre Alvez de Souza[5], Luciana Viana Amorim[6]

[1]Universidade Federal de Campina Grande, mirelecsilva@hotmail.com, [2]Universidade Federal de Campina Grande, karine.nobrega@hotmail.com, [3]Universidade Federal de Campina Grande, anna.amorimc@gmail.com, [4]Universidade Federal Rural de Pernambuco, renalle.nascimento@ufrpe.br, [5]Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello, elessandre@petrobras.com.br, [6]Universidade Federal de Campina Grande, lvamorim@gmail.com.

RESUMO

Nos últimos anos, a crescente exploração de poços marítimos tem imposto novos desafios à indústria do petróleo, especialmente na preservação da biodiversidade marinha. Nesse contexto, além da busca por aditivos com desempenho eficaz, cresce também a demanda por soluções ambientalmente sustentáveis. Essa tendência tem impulsionado o uso de aditivos para fluidos com menor impacto ecológico, promovendo eficiência operacional e responsabilidade ambiental. Entre as alternativas promissoras, destaca-se o uso da carboximetilcelulose (CMC), um polímero natural, atóxico e biodegradável, cujas propriedades o tornam atrativo para a indústria do petróleo. No entanto, variações nas características da CMC, como grau de substituição (DS), podem comprometer a viscosidade desse material em ambientes salinos. Assim, esse trabalho teve como objetivo prever alterações na viscosidade de CMCs em solução salina a partir do potencial zeta. Para isso, foram utilizadas sete amostras comerciais de CMC com diferentes (DS) e uniformidade. As amostram foram utilizadas no preparo de soluções em água deionizada e em salmoura (NaCl), na concentração de 1% em base seca. Para a leitura do potencial zeta, foram utilizadas soluções preparadas em água deionizada na proporção de 1:100 (m/v) e os ensaios de viscosidade foram realizados em um reômetro. Os resultados indicaram que diferentes parâmetros das CMCs fornecem comportamentos de viscosidade distintos quando o meio de dispersão é salino. Verificou-se que maiores valores absolutos de potencial zeta predizem aumentos de viscosidade, enquanto menores valores predizem possivelmente à redução da viscosidade em salmoura. Os resultados também sugeriram que CMCs com maior uniformidade estrutural apresentam maior estabilidade da viscosidade em meio salino. Com base nos dados obtidos, conclui-se que o potencial zeta é uma análise promissora para predizer variações relativas na viscosidade de CMCs em soluções salinas. A aplicação desse parâmetro pode contribuir para a seleção mais assertiva de aditivos com melhor desempenho reológico e menor impacto ambiental.

Palavras-chave: Redutor de filtrado, estabilidade coloidal, reologia

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Fluidos utilizados desde a perfuração até o abandono de poços contêm em suas formulações, aditivos como agentes emulsificantes, adensantes, alcalinizantes e redutores de filtrado. Esses aditivos atuam de forma integrada com o objetivo de promover a estabilidade das propriedades e assegurar o funcionamento adequado da operação. O crescente aumento na exploração de novos poços, principalmente marítimos, acrescenta como desafio à indústria de petróleo, além das questões técnicas (Pereta, 2022), a de formular fluidos que mantenham sua estabilidade diante de variações de temperatura e pressão (Yang, 2025) e a necessidade crescente de minimizar os impactos ambientais, preservando a biodiversidade local (Pereira, 2022).

Nesse contexto, torna-se cada vez mais importante o desenvolvimento de aditivos ecologicamente corretos, que preservem as propriedades dos fluidos ao longo do tempo, sem comprometer a eficiência dos processos operacionais nem causar impactos ambientais (Quist, 2019). A formulação de fluidos sustentáveis, estáveis e ambientalmente seguros representa, portanto, um avanço expressivo no campo da exploração de petróleo, alinhando desempenho técnico à responsabilidade socioambiental.

Entre os aditivos disponíveis e de destaque na indústria, encontra-se a carboximetilcelulose – CMC. Segundo (Zhang, 2025), a CMC é um dos derivados de celulose mais utilizados e seu mercado global ainda está em expansão. A CMC é obtida da celulose, um polímero de natureza renovável e biodegradável, que o torna um material ecológico a ser usado na indústria (Rauf, 2025). É um éster de celulose não tóxico (Catel, 2025), caracterizado por ser um polieletrólito aniônico capaz de formar soluções aquosas com propriedades viscosificantes, estabilizantes e hidratantes (Moura, 2024). A notável ação funcional como emulsificante, estabilizador, espessante, gelificante e aglutinante, torna-o útil como um aditivo tecnológico na indústria (Oliveira, 2025).

Embora amplamente utilizada como redutor de filtrado e modificador reológico, a CMC apresenta como principal desvantagem sua elevada sensibilidade a variações de temperatura (Abdelrahim, 1994), pH (Bak, 2023), pressão (Michaelis, 2023), e salinidade (Bak, 2025). Nesse contexto, torna-se essencial o desenvolvimento de técnicas diretas e precisas capazes de prever o comportamento da CMC em meios salinos, de modo a otimizar processos e facilitar a seleção do tipo mais adequado de CMC para aplicações específicas, considerando a ampla variedade de amostras disponíveis comercialmente.

Um sistema disperso permanece estável enquanto as forças repulsivas forem suficientemente fortes para superar outras forças atrativas. O potencial zeta é uma propriedade física que é exibida por qualquer partícula em suspensão/emulsão, ou seja, em dispersão coloidal. Essa técnica pode ser utilizada para otimizar as formulações de suspensões e emulsões. É a medida da carga geral adquirida pelas partículas em um determinado meio e é considerado um dos parâmetros de estabilidade do sistema coloidal (Kulkarni, 2019).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Diante das dificuldades associadas à previsão do comportamento da carboximetilcelulose em meios salinos e da necessidade de testes prévios para avaliação do seu desempenho, torna-se essencial o desenvolvimento de métodos que possibilitem antecipar e/ou prever seu comportamento reológico em termos de viscosidade, de forma rápida e eficiente. Nesse contexto, o presente trabalho teve como objetivo prever alterações na viscosidade de CMCs em solução salina a partir do potencial zeta.

METODOLOGIA

O presente trabalho foi conduzido com sete amostras comerciais de carboximetilcelulose (CMC), cedidas pela empresa Denver Especialidades Químicas/SP. As amostras apresentam variações no grau de substituição e na uniformidade, o que permitiu a avaliação da influência dessas características na viscosidade de soluções preparadas com as CMCs, tanto em água deionizada quanto em salmoura.

As CMCs foram caracterizadas por meio da análise de potencial zeta, utilizando soluções preparadas na proporção 1:100 (CMC : água deionizada), no agitador Hamilton Beach em alta velocidade, aproximadamente 23000rpm, por 10 minutos. As medições foram realizadas no equipamento Zetasizer Nano-Z da Malvern Panalytical.

Para análise da viscosidade das CMCs, foram preparadas soluções, a 1% em base seca, do polímero com água deionizada, e do polímero com salmoura saturada de cloreto de sódio (NaCl), na concentração de 36g/100mL. Para dispersão das CMCs em solução foi utilizado o agitador Hamilton Beach na velocidade média, em torno de 17000rpm, por 5 minutos. Na sequência, foi determinada a viscosidade das soluções poliméricas no reômetro modelo Haake Mars 60, da Thermo Scientific, utilizando o conjunto de geometria de placas paralelas com superfície ranhurada de 35mm de diâmetro (P35/SB/Ti). Para essa análise foi utilizado um teste programado com o método de curva de tempo com taxa de cisalhamento controlada (170,3s^{-1}), à temperatura ambiente, utilizando um valor de *gap* entre as placas de 1,0mm.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Viscosidade das soluções preparadas com as CMCs em água deionizada e em salmoura

A Figura 1 apresenta o gráfico referente a viscosidade das soluções preparadas com as CMCs tanto em água deionizada, quanto em salmoura.

ISBN: 978-65-5222-057-8

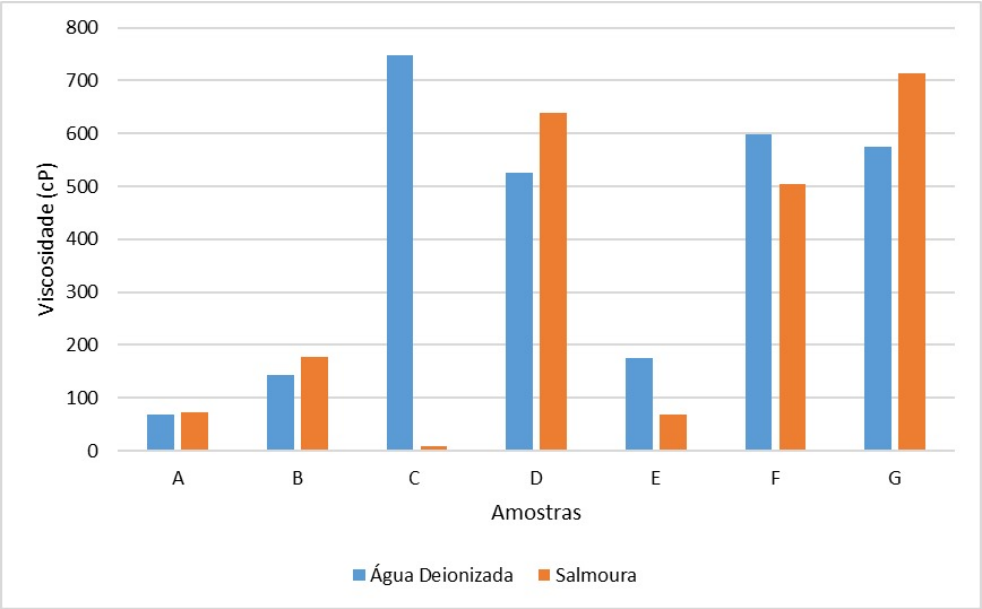


Figura 1: Viscosidade das soluções de CMC em água deionizada e em salmoura.

Os dados apresentados na Figura 1 demonstram que as amostras de CMC exibem uma ampla faixa de viscosidade nos diferentes meios estudados. As viscosidades variaram de 69,08 a 748cP para a CMC A e para a CMC C em água deionizada, respectivamente, e de 8,08 a 713,45cP para a CMC C e para a CMC G em salmoura, respectivamente. Com base na literatura (Yang, 2007; Wagner, 2023), a variação de valores pode estar relacionada à diferentes características estruturais das amostras de CMC, destacando-se o grau de substituição e a uniformidade das cadeias poliméricas, fatores esses que influenciam diretamente as interações moleculares e, consequentemente, os valores de viscosidade de soluções poliméricas.

Além disso, os dados reportados evidenciam uma mudança de comportamento de fluxo das amostras quando o meio de preparação é alterado de água deionizada para salmoura. Dentre as amostras, a CMC A apresentou a menor variação de viscosidade entre os dois meios, indicando relativa estabilidade frente à presença de sais, enquanto a CMC C apresentou a maior redução, sugerindo maior sensibilidade às condições iônicas do meio.

Segundo Set (2015), a adição de cátions alcalinos à solução de CMC pode causar agregação entre ânions de CMC e íons metálicos devido ao cancelamento da repulsão eletrostática. Esse fenômeno de agregação reduz o número de ânions de CMC livres e reduz a viscosidade. Essa justificativa pode ser utilizada para explicar a diminuição da viscosidade das CMCs C, E e F ensaiadas em meio salino.

Entretanto, esse não foi mesmo comportamento para as demais amostras, CMCs A, B, D e G, cuja viscosidade da solução aumentou após contato com o sal. A elevada uniformidade dessas amostras pode ter favorecido a formação de redes poliméricas mais organizadas e homogêneas, nas quais os grupos carboxilato ($–COO^-$) permanecem mais acessíveis e menos suscetíveis à neutralização por cátions da salmoura.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Essa menor neutralização preserva asrepulsões eletrostáticas ao longo da cadeia, favorecendo uma conformação mais estendida das macromoléculas, o que contribui para o aumento da viscosidade em meio salino.

Potencial zeta com a variação relativa da viscosidade

A Tabela 1 apresenta os dados de potencial zeta medidos a partir das soluções preparadas em água deionizada, os resultados de viscosidade das soluções com CMCs preparadas em diferentes meios aquosos (água deionizada e salmoura) e os valores da variação relativa calculados para a viscosidade entre os dois meios. A Tabela também inclui os valores do grau de substituição (DS) e a classificação de uniformidade das CMCs, ambas fornecidas pelo fabricante.

Tabela 1: Valores de potencial zeta, viscosidade das soluções contendo as CMCs preparadas em diferentes meios aquosos, dados da variação relativa das viscosidades e a classificação quanto DS e uniformidade das CMCs, fornecidas pelo fabricante.

CMC	Viscosidade (cP)		DS	Uniformidade	Potencial Zeta (mV)	Variação relativa de viscosidade (%)
	Água deionizada	Salmoura				
A	69,08	72,01	0,8	Elevada	-98	-4,24
B	142,59	177,96	0,9	Elevada	-110	-24,80
C	748,06	8,08	0,6	Não tem	-41	98,92
D	526,38	639,40	0,9	Elevada	-63	-21,47
E	175	68,26	0,74	Intermediária	-77	60,99
F	598,99	504,02	0,70	Não tem	-56	15,85
G	574,98	713,45	0,86	Elevada	-62	-24,08

De acordo com os dados apresentados na Tabela 1, referentes ao potencial zeta, os valores negativos observados são atribuídos à presença de grupos carboxilato ($–COO^-$) em solução.

Os maiores valores absolutos de potencial zeta foram observados para as soluções preparadas com as CMCs A, B, D e G, apresentando -98, -110, -63 e -62mV, respectivamente. As variações relativas de viscosidade para essas mesmas amostras foram de -52,29, -24,00, -17,02 e -24,08%, respectivamente, indicando aumento da viscosidade das soluções quando preparadas em salmoura, em comparação àquelas formuladas com água deionizada. Por outro lado, os menores valores absolutos de potencial zeta foram registrados para as CMCs C e F, com -41 e -56mV, respectivamente. Essas amostras apresentaram reduções relativas de viscosidade de 98,92 e 15,85%, mostrando comportamento distinto frente à substituição do meio dispersante.

Esses resultados indicam uma possível correlação entre a estabilidade da solução, inferida pelos valores de potencial zeta, e o comportamento de fluxo das soluções de CMC em meio salino. Tal tendência sugere que o potencial zeta pode ser utilizado como uma ferramenta preditiva para estimar a variação de viscosidade de CMCs quando aplicadas em meios salinos, oferecendo um

ISBN: 978-65-5222-057-8

parâmetro adicional para seleção e formulação de aditivos em ambientes com elevada concentração iônica.

A amostra que diverge dessa tendência é a CMC E, a única classificada como de uniformidade intermediária. Apesar de apresentar um valor elevado de potencial zeta (-77mV), o que, conforme observado nas demais amostras, indicaria uma tendência ao ganho de viscosidade em meio salino, a CMC E apresentou uma variação relativa de viscosidade de 60,99%, ou seja, houve redução da viscosidade. Esse comportamento divergente entre as CMCs - ganho ou perda de viscosidade em meio salino - dependendo da presença ou ausência de uniformidade, pode sugerir a existência de um limiar crítico de uniformidade. Tal limiar diferenciaria comportamentos reológicos, de modo que CMCs com alta uniformidade tenderiam ao aumento de viscosidade na presença de sal, enquanto CMCs não uniformes tenderiam à redução da viscosidade nas mesmas condições.

Como não se dispõe de valores quantitativos do grau de uniformidade das amostras, não é possível afirmar como essa menor uniformidade pode influenciar as interações inter e intramoleculares entre as cadeias poliméricas e os íons da solução. No entanto, tais interações podem ser determinantes na organização tridimensional da rede polimérica formada em solução e, consequentemente, nos valores de viscosidade observados.

O grau de substituição também fornece influência sobre a viscosidade das CMCs. A CMC quando dissolvida em água, ocorre um processo eletrolítico entre os cátions de sódio liberados para a solução e os ânions ainda presentes na cadeia polimérica. As interações entre esses íons no meio e as forças eletrostáticas geradas entre moléculas de água com os grupos hidroxilas das moléculas de CMC exibem um dipolo elétrico com fortes interações - pontes de hidrogênio - que desempenham papel fundamental na viscosidade (Yang, 2007). Com a variação do DS, ocorre uma alteração na quantidade de grupos carboximetil ionizáveis presentes na cadeia polimérica, o que modifica a concentração de íons na solução e, consequentemente, interfere na viscosidade do sistema.

Segundo citações de Wagner (2023), embora mudanças nas propriedades viscoelásticas das soluções contendo CMCs ocorram de acordo com a variação do DS, as razões para essas mudanças propostas na literatura até o momento não foram totalmente validadas. Vários autores as relacionaram a interações eletrostáticas, ligações de hidrogênio e interações hidrofóbicas entre partes não substituídas da cadeia. Assim, à medida que o grau de uniformidade das diferentes amostras de CMCs varia, ocorrem também alterações nessas interações, resultando em modificações nas propriedades e no comportamento do material.

Com base no estudo de Matsumoto (1988), outro fator também pode estar associado a essas variações de viscosidade observadas para as amostras estudadas na Tabela 1. Aliada às diferentes características das CMCs, pode está ocorrendo a restrição da mobilidade molecular causada pela hidratação de contra-íons que acompanham as cadeias poliméricas, e também a diminuição da mobilidade molecular causada pela desidratação da própria molécula polimérica pela adição de sais ou substâncias hidrofílicas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Relação da uniformidade com a variação relativa da viscosidade

Os dados apresentados na Tabela 1 também indicam uma tendência entre a uniformidade de distribuição dos grupos carboximetil ao longo das cadeias poliméricas e a variação relativa da viscosidade das soluções em meio salino. As amostras classificadas como de alta uniformidade, CMCs A, B, D e G apresentaram aumento de viscosidade em salmoura quando comparadas às mesmas soluções preparadas em água deionizada, sugerindo que uma distribuição mais homogênea dos grupos carboximetil favorece interações estruturais mais eficazes, resultando em redes poliméricas mais coesas na presença de íons. Por outro lado, as amostras de CMC C e F, caracterizadas como não uniformes, exibiram redução da viscosidade em meio salino, o que pode ser atribuído a uma organização molecular mais aleatória e mais suscetível à interferência dos íons presentes na salmoura, os quais podem neutralizar parcialmente as cargas negativas e comprometer a estabilidade da rede polimérica.

CONCLUSÕES

Os resultados obtidos no presente trabalho mostraram que CMCs com diferentes graus de substituição (DS) e uniformidades, apresentam comportamentos de fluxo distintos quando utilizadas no preparo de soluções com água deionizada ou salmoura saturada de NaCl. Algumas amostras apresentaram redução de viscosidade em meio salino e outras mostraram aumento sob as mesmas condições. Com o objetivo de prever essas alterações de viscosidade a partir do potencial zeta, verificou-se que essa técnica se mostrou um método rápido e eficaz, sugerindo ser um preditor indireto das variações de viscosidade de soluções de carboximetilcelulose preparadas em água deionizada, quanto em salmoura. Valores absolutos mais elevados de potencial zeta estiveram associados à CMCs com aumento de viscosidade em meio salino, enquanto, valores absolutos menores caracterizaram à redução de viscosidade. Como a CMC E, de uniformidade intermediária, não seguiu essa tendência, os resultados sugeriram a possível existência de um limiar crítico de uniformidade que influencia a variação de viscosidade da CMC em solução salina. Além disso, os resultados sugerem que o grau de substituição (DS) também pode ter contribuído para essa variação de comportamento, indicando uma interação complexa entre os parâmetros estruturais da CMC e seu desempenho em diferentes meios.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a PETROBRAS, pelo apoio financeiro à pesquisa, por meio do Projeto TC N° 0050.0120134.21.9.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDELRAHIM, Khalid A.; RAMASWAMY, Hosahalli S.; DOYON, Gilles; TOUPIN, Christian. Effects of concentration and temperature on carboxymethylcellulose rheology. *International Journal of Food Science and Technology*, v. 29, p. 243–253, 1994.

BAK, Juneha; YOO, Byoungseung. Rheological properties of carboxymethyl cellulose–fucoidan mixture: effect of fucoidan concentration and salt. *Macromolecular Research*, v. 33, p. 175–184, 2025.

BAK, J.; YOO, B. Rheological characteristics of concentrated ternary gum mixtures with xanthan gum, guar gum, and carboxymethyl cellulose: Effect of NaCl, sucrose, pH, and temperature. *International Journal of Biological Macromolecules*, v. 253, part 2, 31 dez. 2023.

CATEL, Ana Beatriz; CAMILO, Fernanda Ferraz; MOLINA, Celso. Enhancing luminescent and mechanical properties of carboxymethylcellulose films: The role of glycerol in lanthanide complex incorporation. *Optical Materials*, [S.l.], v. 165, p. 117092, ago. 2025.

KULKARNI, Nilesh S.; RANPISE, Nisharani S.; RATHORE, Devendra Singh; DHOLE, Shashikant N. Characterization of self-microemulsifying dosage form: special emphasis on zeta potential measurement. *International Journal of Pharmaceutical & Biological Archives*, v. 10, n. 3, p. 172–179, 2019.

MATSUMOTO, Takayoshi; MASHIKO, Kim. Influence of added salt on dynamic viscoelasticity of carboxymethylcellulose aqueous systems. *Polymer Engineering and Science*, v. 28, n. 6, p. 393–402, mar. 1988.

MICHAELIS, J. U.; KIESE, S.; AMANN, T.; FOLLAND, C.; ASAM, T.; EISNER, P. Propriedades de espessamento da carboximetilcelulose em lubrificação aquosa. *Lubrificantes*, v. 11, p. 112, 2023.

MOURA, Heloise O. M. A. et al. Optimization of synthesis method for carboxymethylcellulose (CMC) from agro-food wastes by response surface methodology (RSM) using D-Optimal algorithm. *Industrial Crops and Products*, v. 220, p. 119413, 15 nov. 2024.

OLIVEIRA, Rafael J. V. de et al. Synthesis of silver nanoparticles co-stabilized by carboxymethylcellulose using a sugarcane endophytic *Aspergillus brasiliensis*. *The Microbe*, v. 6, p. 100223, mar. 2025.

PERETA, Matheus Gonçalves da Silva; FURTADO, André Tosi; COSTA, Janaína Oliveira Pamplona da. A emergência do processamento submarino de petróleo e gás natural sob a perspectiva dos sistemas tecnológicos de inovação (1990-2019). *Nova Economia*, Belo Horizonte, v. 32, n. 2, p. 539–572, maio-ago. 2022.

ISBN: 978-65-5222-057-8

PEREIRA, Laine B. et al. Environmental impacts related to drilling fluid waste and treatment methods: A critical review. *Fuel*, v. 310, p. 122301, 15 fev. 2022.

QUIST, Liina-Maija; NYGREN, Anja. Debating the unknowns of marine oil exploration in Mexico. *The Extractive Industries and Society*, v. 6, n. 3, p. 855–862, jul. 2019.

RAUF, Madihah Abd; JALIL, Rafidah; SAPIEE, Nurul Haiza. Optimized carboxymethyl cellulose (CMC) preparation from oil palm trunk (OPT) by response surface methodology (RSM). *International Journal of Biological Macromolecules*, v. 313, p. 144235, jun. 2025.

SET, Seng; FORD, David; KITA, Masakazu. Effects of metal ions on viscosity of aqueous sodium carboxymethylcellulose solution and development of dropping ball method on viscosity. *Journal of Chemical Education*, v. 92, n. 5, p. 946–949, maio 2015.

WAGNER, Patrycja; RÓŻAŃSKA, Sylwia; WARMBIER, Ewelina; FRANKIEWICZ, Adrianna; RÓŻAŃSKI, Jacek. Rheological properties of sodium carboxymethylcellulose solutions in dihydroxy alcohol/water mixtures. *Materials*, v. 16, n. 1, p. 418, jan. 2023.

YANG, Li-Li et al. Preparation, characterization and application of modified barite grafted with lipophilic polymers for oil-based drilling fluids. *Geoenergy Science and Engineering*, v. 251, p. 213882, ago. 2025.

YANG, Xiao Hong; ZHU, Wei Ling. Viscosity properties of sodium carboxymethylcellulose solutions. *Cellulose*, v. 14, p. 409–417, 2007.

ZHANG, Lingtao et al. Electrochemical conversion of lignocellulosic biomass to carboxymethyl cellulose: Potential and applications of induced electric field. *International Journal of Biological Macromolecules*, v. 311, p. 143753, jun. 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO DA GLICERINA EM SUBSTITUIÇÃO À SALMOURA DE NACL EM FLUIDOS BASE ÓLEO

Karoline Nóbrega Celino[1], Elessandre Alves de Souza[2], Walter Francisco Cardoso Junior[3], Rosangela de Carvalho Balaban[4]

[1]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, celino.karolinenobrega@homail.com. [2]Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguêz de Mello – CENPES/PETROBRAS ,elessandre@petrobras.com.br [3]Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguêz de Mello – CENPES/PETROBRAS, waltercardoso@petrobras.com.br [4]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, rosangelabalaban@hotmail.com

RESUMO

Os fluidos de emulsão inversa, de salmoura em olefina, têm sido extensivamente utilizados para perfuração em águas ultra-profundas. Esses fluidos precisam manter suas propriedades reológicas ao longo de toda perfuração, considerando ainda a variação de temperatura, de modo a minimizar a formação de hidratos, interação com zonas argilosas, interação com zonas salinas e danos à formação. A substituição da salmoura pela glicerina pode promover manutenção das propriedades reológicas, assim como mitigar a interação com zonas argilosas e salinas, não potencializar a formação de hidratos e dar destino a um resíduo da produção do biodiesel. Para tal, a glicerina foi aplicada no fluido de perfuração, utilizando os aditivos comerciais e comparando as respostas reológicas. A interação com zonas salinas e argilosas foi investigada através da avaliação da interação da fase dispersa e do meio contínuo empregando *plugs* de argila e sal. A glicerina obtida como subproduto do biodiesel foi compatível com os aditivos comerciais utilizados em fluidos de perfuração base salmoura, demonstrando viabilidade de aplicação, diante da manutenção das propriedades reológicas, diminuição do volume de filtrado e baixa reatividade frente a sais e argilas.

Palavras-chave: glicerina, fluido, emulsão inversa.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Garantir as propriedades reológicas em baixas temperaturas, associado à inibição da formação de hidratos são grandes desafios da indústria de tecnologia de fluidos de perfuração durante a perfuração em águas profundas (CEZAR et al., 2015; DA COSTA FRAGA et al., 2015; DAVOODI et al., 2018; HU et al., 2011; MAO et al., 2016).

As mudanças de temperatura durante a perfuração em águas profundas influenciam nas propriedades reológicas, especialmente no limite de escoamento e na viscosidade. Essa condição pode induzir uma perda de circulação, aumentar a densidade de circulação equivalente e dificultar o controle da pressão. Já os hidratos, uma vez formados, podem obstruir o poço, o espaço anular e/ou preventor de *blowout*. A obstrução aumenta o tempo e o custo da operação, além de potencializar acidentes. A decomposição dos hidratos formados pode acarretar sérios problemas, como: instabilidade do poço, perda de circulação e *blowout*. Durante a perfuração em águas profundas, a formação de hidratos não é apenas uma questão econômica, como também questão de segurança operacional (GUO et al., 2020; HU et al., 2011; SLOAN, 2004; STOPOREV et al., 2018; ZHAO; QIU; HUANG, 2015).

A utilização de bases não-aquosas nos fluidos de perfuração é uma opção para minimização da ocorrência de hidratos. E o glicerol é uma possível base polar não-aquosa que pode ser aplicada em fluidos de perfuração. O baixo ponto de fluidez do glicerol bruto (4,4 ^{o}C) indica que o glicerol é capaz de operar em climas frios ou em perfurações de águas profundas. O ponto de fulgor do glicerol bruto (82 ^{o}C) indica resistência ao fogo e segurança no manuseio, armazenamento e transporte (MARBUN et al., 2013).

O objetivo desse trabalho é avaliar a viabilidade da glicerina pós-biodiesel como fase dispersa (fase polar não-aquosa) de fluidos de perfuração projetados para campos *offshore* em águas ultra profundas, atendendo as especificações , aliando, também, a minimização da formação de hidratos.

METODOLOGIA

Para avaliar o efeito da mudança da salmoura de NaCl pela glicerina no fluido, foram preparados dois fluidos. O fluido com salmoura saturada de NaCl (S) em olefina (O) e o fluido com glicerina resíduo da produção de biodiesel (GpB) em Olefina (O). Denominado de fluido **F-S:O** e **F-GpB:O**, respectivamente. A composição e componentes dos fluidos foi apresentada da tabela 1.

Tabela 1: Composição e função dos componentes nos fluidos de perfuração.

Componente	Função	**F-GpB:O**	**F-S:O**
Olefina	Fase contínua	145	142,5
BDF 997	Emulsificante primário	7	7
BDF 998	Emulsificante secundário	3	3
Cal	Co-surfactante e alcalinizante	5	5

ISBN: 978-65-5222-057-8

ADAPTA L	Redutor de filtrado	2	2
TauMOD	Viscosificante	2	2
Salmoura sat. ou GpB	Fase dispersa	167,2	155,3
Calcita	Agente obturante	10	10
BDF 990	Modificador reológico	0,25	0,25
Barita para ρ de 9,5 (ppg)	Adensante	9,5	9,5

Testes de desempenho dos fluidos de perfuração

O desempenho dos fluidos de perfuração foi investigado pelos testes físico-químicos recomendados pela norma API RP 13-D (API, 2006). Ambos foram submetidos a um processo de envelhecimento dinâmico em estufa *Roller Oven*, por 16 h, à 93 °C. Os fluidos foram submetidos a filtração estática à 200 °F, sob um diferencial de pressão de 500 psi, durante 30 minutos. Ensaios de estabilidade elétrica (EE) no medidor de estabilidade elétrica Fann modelo 23-E, à 49 °C. As propriedades reológicas dos fluidos foram determinadas em um viscosímetro rotacional Fann modelo 35-A, a uma temperatura de 49 °C

Avaliação da interação do fluido com rochas argilosas e salinas usando o medidor de inchamento linear (LSM-*LINEAR SWELL METER*)

Para avaliar a interação do fluido e do filtrado com rochas argilosas e salinas, foram preparados *plugs* de sal e argila e a % de inchamento de argila e % de dissolução do sal foram medidas no LSM.

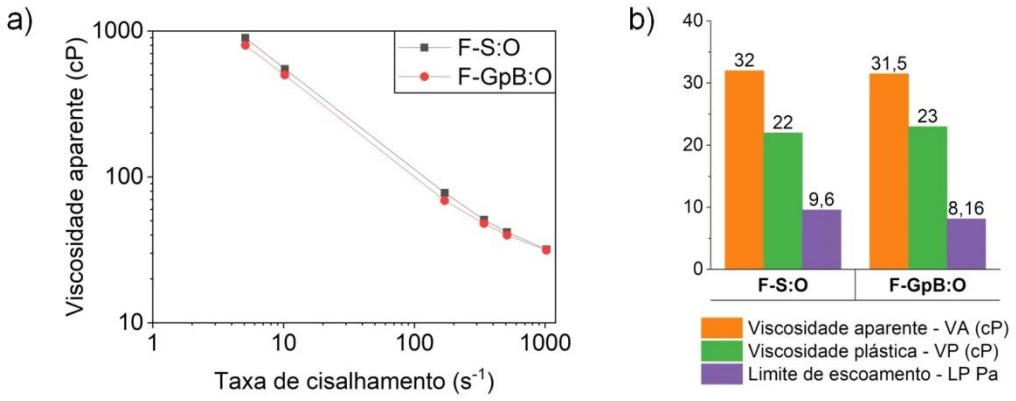
RESULTADOS E DISCUSSÃO

Ao substituir a salmoura de NaCl pela glicerina pós-biodiesel nos fluidos de perfuração, promovemos uma diminuição de 17% de barita, pois a glicerina pós-biodiesel apresenta maior densidade (ρ) que a salmoura ($\rho_{salmoura}$:9,8 ppg ; ρ_{GpB}:10,6 ppg), ou seja, a substituição da salmoura por GpB diminui o custo adicional com adensante e diminui a concentração de partículas dispersas no fluido de perfuração.

As propriedades reológicas estão associadas à capacidade de carreamento e sustentação dos cascalhos no poço (CAENN; CHILLINGAR, 1996; ZHUANG; ZHANG; JABER, 2019) e a elevação da pressão da bomba durante circulação e paradas de circulação (KELESSIDIS et al., 2006; LI et al., 2014). As propriedades apresentadas na fig. 1 são a viscosidade aparente (VA), a viscosidade plástica (VP) e o limite de escoamento (LE).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 1: Curva de fluxo e parâmetros reológicos dos fluidos F-S:0 e F-GpB:O.



Na figura 1a, é possível observar que todos os fluidos apresentaram comportamento pseudoplástico, o que significa que a viscosidade aparente diminui com o aumento da taxa de cisalhamento. Esse comportamento é fundamental para perfuração dos poços de petróleo, pois nas baixas taxas de cisalhamento, que ocorrem no espaço anular, a viscosidade é aumentada, o que garante a remoção dos cascalhos do fundo à superfície do poço. Ao mesmo tempo em que, em altas taxas de cisalhamento, que ocorrem no interior da coluna de perfuração, a viscosidade diminui, diminuindo a pressão de bombeio (GAMWO; KABIR, 2015; GOMAA; ELKATATNY; ABDULRAHEEM, 2020; MARQUES et al., 2019; WERNER; MYRSETH; SAASEN, 2017). Além disso, a mudança na fase dispersa preservou praticamente o mesmo comportamento de fluxo, nas condições de análise.

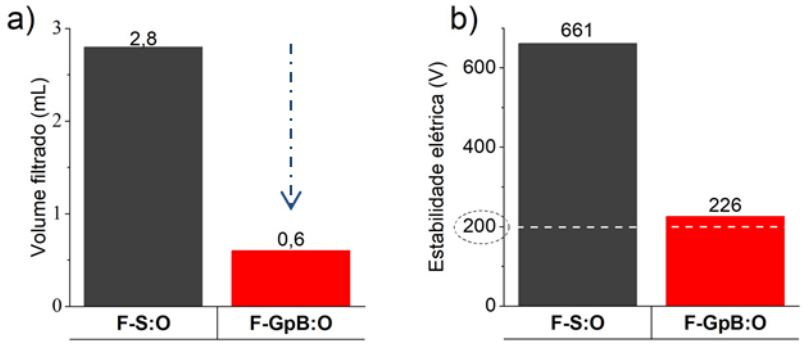
Na fig. 1b, é possível visualizar que a substituição da salmoura pela glicerina pós-biodiesel não afetou de maneira significativa as propriedades reológicas dos fluidos, o que indica compatibilidade entre os componentes do fluido e a fase dispersa tornando a substituição viável do ponto de vista reológico.

Na fig. 2 são apresentadas as medidas de volume de filtrado e estabilidade elétrica. Sabe-se que, o influxo da fase líquida do fluido (filtrado) na rocha deve ser o mínimo possível para minimizar a interação com zonas argilosas e salinas, evitando danos às zonas produtoras de petróleo e gás (DIAS; SOUZA; LUCAS, 2015). E um baixo volume de filtrado é indicativo, da rápida, formação de um reboco de baixa permeabilidade. De acordo com Dias et al. (2015), o volume de filtrado para fluidos não aquosos não deve exceder 6,0 mL.

Todas as formulações preparadas mantiveram o volume do filtrado abaixo das especificações exigidas pela norma API. Na fig. 2, é possível verificar a variação do volume de filtrado dos fluidos analisados.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 2: Comparação do fluido com salmoura e com glicerina: a) volume filtrado e b) medida de estabilidade elétrica.



O fluido preparado com glicerina pós-biodiesel (subproduto da produção de biodiesel) apresentou redução no volume total de filtrado comparado ao fluido preparado com salmoura (figura 2a).

Na Figura 2a, é possível observar que o fluido F-GpB:O, preparado com glicerina pós-biodiesel, apresentou 78,6% de redução no volume de filtrado comparado ao volume de filtrado do fluido F-S:O, preparado com salmoura saturada de NaCl, ou seja, a inserção da glicerina pós-biodiesel como fase dispersa diminuiu o volume de filtrado. E esse comportamento pode estar associado à melhor estabilidade da emulsão e maior elasticidade da gota, formando um reboco de menor permeabilidade.

A elasticidade esta relacionada à maior viscosidade da glicerina, e de acordo com, o descrito por, AZEVEDO (2016) a deformação da gota resulta no desvio da forma esférica e, consequentemente, em um aumento da área interfacial, que é contra-atacada pela tensão interfacial.

A viscosidade descreve a resistência de um fluido a deformação, ou seja, viscosidade pode ser utilizada para quantificar a resistência do fluido contra o escoamento. Desse modo, a glicerina com maior viscosidade, logo maior resistência ao escoamento, resulta em uma gota com maior elasticidade, justificando o menor volume de filtrado do fluido F-GpB:O.

O valor da estabilidade elétrica recomendado para fluidos não aquosos é de 200 V (API, 2006). Os valores de EE superiores a 200 V indicam emulsões estáveis. Quanto maior a resistência elétrica, maior a dificuldade para passagem de corrente, mais estável será a emulsão. Na Figura 2b, é possível visualizar os resultados de EE dos fluidos.

A quebra da emulsão inversa por passagem de corrente elétrica durante um teste de EE não envolve a quebra dielétrica da fase óleo, mas a formação de uma ponte eletricamente condutora entre os eletrodos imersos. A água é o componente principal da ponte, enquanto os sólidos particulados estão presentes como transportadores da água. As concentrações de água e sólidos (adensantes e argila organofílica) no fluido, juntamente com os tipos e concentração do emulsificante na fase líquida, determinam o valor da EE (GROWCOCK; ELLIS; SCHMIDT, 1994).

Os valores desse parâmetro estão intrinsecamente associados à estabilidade do fluido de emulsão inversa, e a estabilidade da emulsão é

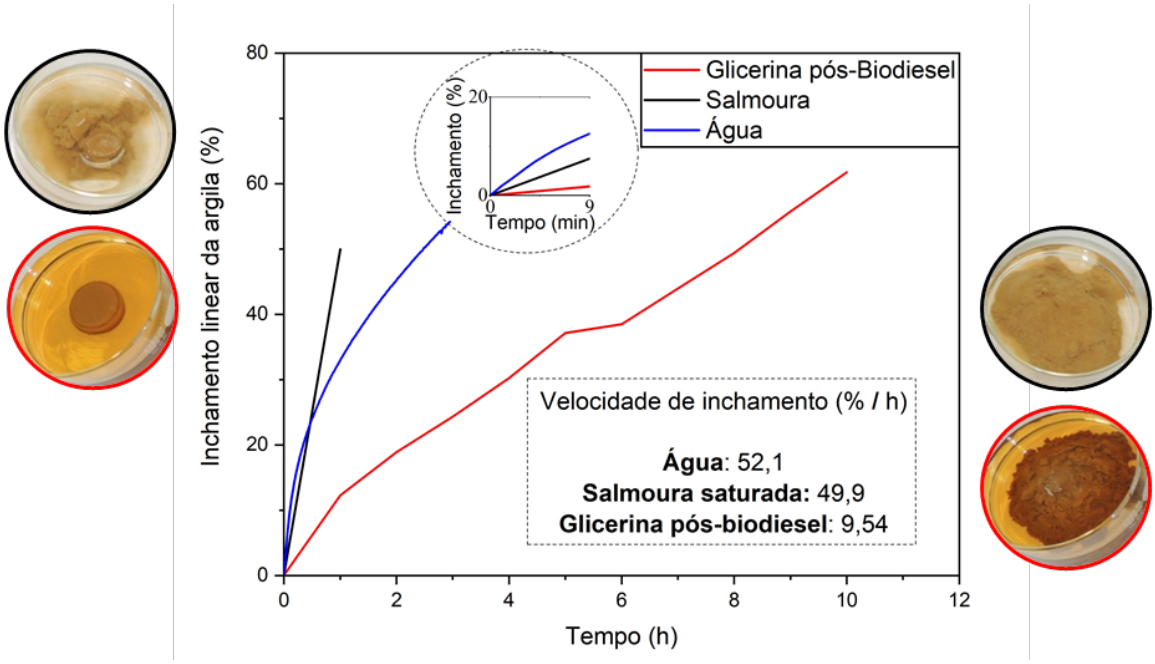
ISBN: 978-65-5222-057-8

fundamental para garantir a manutenção das propriedades físico-químicas, e assim garantir segurança à operação de perfuração (API, 2014; CAENN; DARLEY; GRAY, 2014; DIAS; SOUZA; LUCAS, 2015; GROWCOCK; ELLIS; SCHMIDT, 1994)

Os resultados de EE mostram que, ao substituirmos a salmoura pela glicerina pós-biodiesel (fig. 2a), a resistência elétrica diminui, o que indicaria uma menor estabilidade. Entretanto, o volume de filtrado e o comportamento de fluxo, que também podem ser relacionados à estabilidade da emulsão, além da observação visual da amostra, indicam uma emulsão estável. Esse comportamento pode ser justificado pela maior facilidade na formação da ponte entre os eletrodos para os fluidos preparados com glicerina e, assim, essa ponte não estaria sendo formada pelo rompimento das gotículas de fase dispersa.

Com o intuito de avaliar o impacto do influxo da fase dispersa em formações argilosas e formações salinas, foi analisado o inchamento de plugs de argila (fig. 3) e dissolução dos plugs de sal (fig. 4).

Figura 3: Porcentagem de inchamento linear dos plugs de argila submerso no fluido F-S:O, na água e nas fases dispersas: salmoura, glicerina pós-biodiesel e glicerina pura.



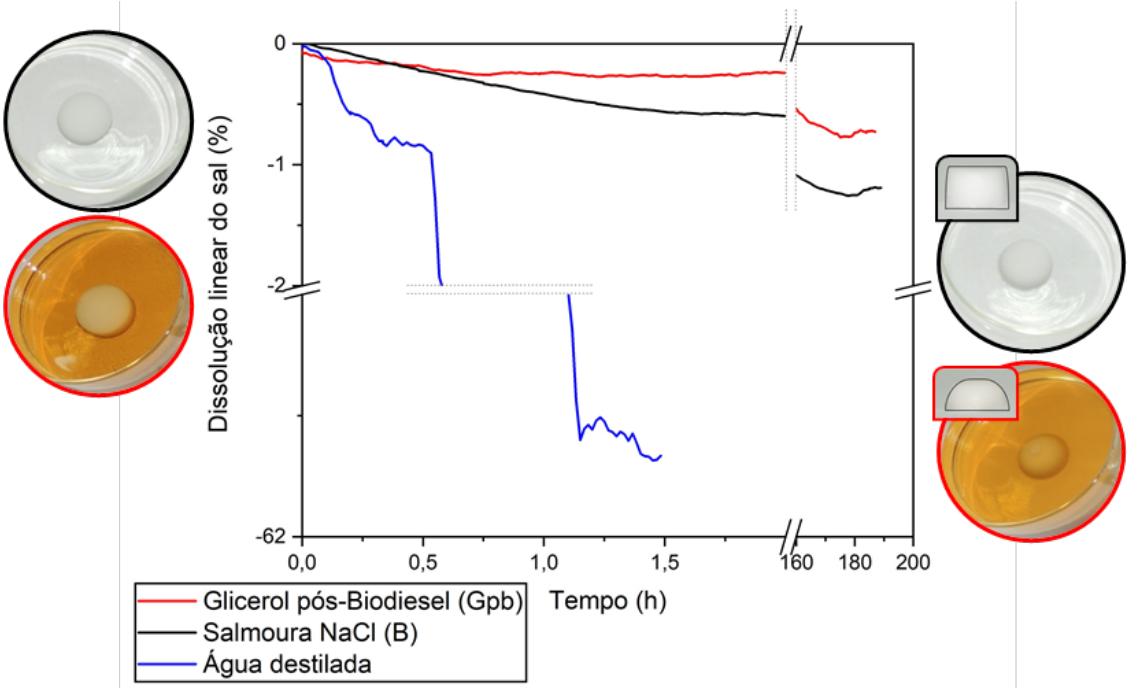
A partir dos resultados mostrados na fig. 3, pode-se inferir que a glicerina pós-biodiesel, mesmo apresentando 20% de umidade, apresentou menor reatividade com a argila que a salmoura (com velocidade de inchamento de 9,54 %/h). A glicerina pós-biodiesel apresentou velocidade de inchamento do plug de argila, de aproximadamente, cinco vezes menos que a salmoura (49,9 %/h), utilizada nos fluidos convencionais.

A medida de dissolução do plug de sal (NaCl) frente às fases dispersas dos fluidos (glicerina pós-biodiesel e salmoura) foi utilizada para avaliar a menor reatividade do fluido frente a zonas salinas, tendo em vista a baixa

ISBN: 978-65-5222-057-8

reatividade dos fluidos completos, em que a fase contínua é olefina. Na fig. 4, é possível visualizar o percentual de dissolução do plug de sal frente às fases dispersas dos fluidos.

Figura 4: Dissolução linear do plug de sal submerso na água destilada e nas fases dispersas: salmoura e glicerina pós-biodiesel.



Assim como nos *plugs* de argila, a presença da água nas amostras é crucial para justificar o comportamento observado. Na salmoura ocorreu a maior diminuição de tamanho do plug de sal, seguido pela glicerina pós-biodiesel (em ordem decrescente de dissolução do *plug* de sal).

CONCLUSÕES

A substituição da salmoura pela glicerina não afetou a estabilidade da emulsão e não ocorreu incompatibilidade dos aditivos utilizados, devido à manutenção das propriedades reológicas e diminuição do volume de filtrado.

O fluido com glicerina pós-biodiesel (F-GpB:O) mostrou-se viável diante das análises realizadas, bem como, apresentou menor reatividade frente a zonas argilosas e salinas que o fluido comumente utilizado derivado de salmoura em olefina (F-S:O).

Por fim, a utilização do fluido base glicerina pós-biodiesel em olefina mostrou-se mais eficiente que o fluido padrão de salmoura em olefina, além de propiciar menor interação com zonas sensíveis à água e dar destino apropriado a um resíduo da produção do biodiesel sem a necessidade de tratamentos prévios.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a PETROBRAS S/A pelo suporte financeiro e pela gentil doação dos produtos químicos para os fluidos de perfuração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

API. **API RP 13D - Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids**Washington, D. C.API Publishing Services, , 2006.

API. **Recommended Practice for Field Testing Oil-based Drilling Fluids- API 13B-2API Publishing Services**Washington, D. C., 2014.

AZEVEDO, P. N. **Quebra de Gotas no Escoamento Turbulento Através de um Orifício Pedro Nieckele Azevedo Quebra de Gotas no Escoamento Turbulento Através de um Orifício .** [s.l: s.n.].

CAENN, R.; CHILLINGAR, G. V. Drilling fluids: State of the art. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 14, n. 3–4, p. 221–230, 1996.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Fluidos de Perfuração e Completação: Composição e Propriedades**. 6. ed. [s.l.] Elsevier, 2014.

CEZAR, A. S. P. et al. Subsea solutions in the pre-salt development projects. **Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference**, v. 2, p. 1434–1453, 2015.

DA COSTA FRAGA, C. T. et al. Brazilian pre-salt: An impressive journey from plans and challenges to concrete results. **Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference**, v. 1, p. 746–760, 2015.

DAVOODI, S. et al. A novel field applicable mud formula with enhanced fluid loss properties in High Pressure-High Temperature well condition containing pistachio shell powder. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 162, n. June 2017, p. 378–385, 2018.

DIAS, F. T. G.; SOUZA, R. R.; LUCAS, E. F. Influence of modified starches composition on their performance as fluid loss additives in invert-emulsion drilling fluids. **Fuel**, v. 140, p. 711–716, 2015.

GAMWO, I. K.; KABIR, M. A. Impact of drilling fluid rheology and wellbore pressure on rock cuttings removal performance: numerical

ISBN: 978-65-5222-057-8

investigation. Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering, v. 10, n. 17, p. 809–822, 2015.

GOMAA, I.; ELKATATNY, S.; ABDULRAHEEM, A. Real-time determination of rheological properties of high over-balanced drilling fluid used for drilling ultra-deep gas wells using artificial neural network. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 77, n. August 2019, p. 103224, 2020.

GROWCOCK, F. B.; ELLIS, C. F.; SCHMIDT, D. D. Electrical stability, emulsion stability, and wettability of invert oil-based muds. **SPE Drilling and Completion**, v. 9, n. 1, p. 39–46, 1994.

GUO, D. et al. The effects of hydrate formation and dissociation on the water-oil interface: Insight into the stability of an emulsion. **Fuel**, v. 266, n. January, p. 116980, 2020.

HU, Y. et al. Research on deepwater synthetic drilling fluid and its low temperature rheological properties. **Petroleum Science**, v. 8, n. 4, p. 485–489, 2011.

KELESSIDIS, V. C. et al. Optimal determination of rheological parameters for Herschel-Bulkley drilling fluids and impact on pressure drop, velocity profiles and penetration rates during drilling. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 53, n. 3–4, p. 203–224, 2006.

LI, J. et al. A new type of whole oil-based drilling fluid. **Petroleum Exploration and Development**, v. 41, n. 4, p. 538–544, 2014.

MAO, H. et al. Development and application of ultra-high temperature drilling fluids in offshore oilfield around bohai sea bay Basin, China. **Offshore Technology Conference Asia 2016, OTCA 2016**, p. 1201–1222, 2016.

MARBUN, B. T. H. et al. Application of Glycerol by-product of Biodiesel Palm Oil as Potential Base Drilling Fluid. **American Journal of Oil and Chemical Technologies**, v. 1, n. 10, p. 2326–6589, 2013.

MARQUES, N. D. N. et al. Turning industrial waste into a valuable bioproduct: Starch from mango kernel derivative to oil industry mango starch derivative in oil industry. **Journal of Renewable Materials**, v. 7, n. 2, p. 139–152, 2019.

SLOAN, E. D. Introductory overview: Hydrate knowledge development. **American Mineralogist**, v. 89, n. 8–9, p. 1155–1161, 2004.

ISBN: 978-65-5222-057-8

STOPOREV, A. S. et al. Unexpected formation of sII methane hydrate in some water-in-oil emulsions: Different reasons for the same phenomenon. Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 60, n. September, p. 284–293, 2018.

WERNER, B.; MYRSETH, V.; SAASEN, A. Viscoelastic properties of drilling fluids and their influence on cuttings transport. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 156, n. June, p. 845–851, 2017.

ZHAO, X.; QIU, Z.; HUANG, W. Characterization of kinetics of hydrate formation in the presence of kinetic hydrate inhibitors during deepwater drilling. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 22, p. 270–278, 2015.

ZHUANG, G.; ZHANG, Z.; JABER, M. Organoclays used as colloidal and rheological additives in oil-based drilling fluids: An overview. **Applied Clay Science**, v. 177, n. May, p. 63–81, 2019.

ISBN: 978-65-5222-057-8

VERIFICAÇÃO DA FALHA DO FLUÍDO MINERAL POR MEIO DE ESTRATÉGIAS MULTICLASSE

Palloma Alves Albuquerque[1], Tiago Almeida de Oliveira[2], Michelli Karinne Barros da Silva[3], Joelson da Cruz Campos[4], Waleska Rodrigues Pontes Da Costa[5] Luciana Viana Amorim[6]

[1]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/ pallomaalves920@gmail.com,
[2]Universidade Estadual da Paraíba - UEPB/PEFLAB/ tadolive@servidor.uepb.edu.br,
[3]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/ michelli.karinne@gmail.com,
[4]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/joelsonmat@hotmail.com,
[5]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/warodriguespc@gmail.com,
[6]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/ lvamorim@gmail.com.

RESUMO

A predição do tipo de falha em fluidos utilizados em operações de abandono de poços requer abordagens estatísticas que captem a complexidade multicausal envolvida. Neste estudo, empregaram-se modelos de classificação para categorizar os eventos em: sem falha (0), falha por volume de filtrado (1), falha por reologia (2) e falha simultânea (3). Foram utilizados como atributos tempo de exposição em dias, temperatura, densidade, pH, tensão limite de escoamento e índice de comportamento (n). Quatro abordagens distintas para a modelagem do problema de classificação multiclasse: regressão multinomial, *One-vs-Rest* (OvR) e *One-vs-One* (OvO) e *XGBoost*. A regressão multinomial realiza a estimação conjunta das probabilidades para todas as classes por meio da função *softmax*, tratando o problema de forma integrada. Já a estratégia *One-vs-Rest* decompõe o problema em múltiplos classificadores binários, nos quais cada modelo é treinado para distinguir uma classe específica contra todas as demais. Por sua vez, o método *One-vs-One* constrói classificadores para cada par possível de classes, sendo a predição final determinada por meio de um esquema de votação entre os modelos binários. Todos os três primeiros modelos apresentaram desempenho idêntico, com acurácia de 92,4%, *F1-score* de 0,944 e especificidade de 95%. No entanto, o *XGBoost* superou os demais, atingindo acurácia de 94,3%, *F1-score* de 0,959, *recall* de 94,6% e especificidade de 96,2%. As análises das probabilidades preditas revelaram padrões distintos entre os tipos de falha, destacando a importância do pH e do índice de comportamento para falhas por VF, tensão limite de escoamento para falha reológica (K) e para a falha da combinação desses fatores (falhas múltiplas) por Índice de comportamento (n). Os resultados obtidos confirmam o potencial do *XGBoost* para tarefas de classificação multinomial em sistemas físico-químicos complexos, contribuindo para o monitoramento preditivo de fluidos sob condições extremas.

Palavras-chave: classificação multinomial, falha reológica, *XGBoost*, propriedades físico-químicas, aprendizado supervisionado.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Durante a operação de abandono de poços é necessário prevenir a migração dos fluidos da formação para a superfície. Para isso, são instalados os Conjunto Solidário de Barreiras (CSB), que possuem propriedade selante e visam garantir a integridade do poço e impedir o fluxo indesejado das zonas de petróleo e/ou gás para dentro do poço de acordo com o Instituto Brasileiro de Petróleo e GÁS (2017). Como alternativa ao cimento, CSB tradicionalmente utilizado, barreiras líquidas têm se mostrado uma solução promissora e econômica. Entretanto, precisam ser submetidas a rigorosos testes para garantir a confiabilidade desse tipo de isolamento. Diante desse contexto a predição do tipo de falha em fluidos utilizados em operações de abandono de poços requer abordagens estatísticas que captem a complexidade multicausal envolvida.

A predição do tipo de falha com base nas propriedades físico-químicas e nas condições de exposição contribui para a prevenção de problemas futuros relacionados aos fluidos, aumentando a segurança operacional dos sistemas CSB. Nesta análise, foram utilizados dados gerados pelo Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração (Peflab) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG).

Quatro abordagens distintas foram empregadas para modelar o problema de classificação multiclasse, considerando as classes: sem falha (0), falha por volume de filtrado (1), falha por reologia (2) e falha simultânea (3). Os métodos avaliados incluíram regressão logística multinomial, estratégias *One-vs-Rest* (OvR) e *One-vs-One* (OvO), além do algoritmo *XGBoost*.

As variáveis utilizadas na modelagem foram: tempo de exposição (em dias), temperatura, densidade, pH, tensão limite de escoamento e índice de comportamento reológico (n). A fim de evitar problemas de *overfitting* e *underfitting*, foram analisadas as métricas de desempenho dos modelos, etapa fundamental para verificar a capacidade de generalização e a adequação dos modelos ao comportamento real dos dados.

METODOLOGIA

Dados

A formulação das 176 observações utilizadas para esse estudo foi desenvolvida no Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES/PDDP/FCE). Os ensaios realizados para um fluido aquoso foram realizados no Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração (Peflab), conduzidos em temperaturas de 25 °C, 95 °C, 110 °C, 135 °C, 140 °C e 150 °C, com tempos de exposição de até 10 dias. Os critérios de falha adotados foram: 1. volume de filtrado HPHT superior a 11,6 ml; 2. falha reológica, índice

ISBN: 978-65-5222-057-8

de consistência após envelhecimento menor que o do fluido base; 3. ambas as falhas, filtrado e reologia. Do total de observações 70% foram utilizadas para treino e 30% para teste. As variáveis utilizadas para o estudo foram: tempo de exposição em dias, temperatura, densidade, pH, tensão limite de escoamento e índice de comportamento (n).

Modelagem preditiva baseada em aprendizado de máquina

A aplicação de técnicas de *machine learning* envolve etapas sistemáticas que visam maximizar o desempenho preditivo dos modelos enquanto se evita o sobreajuste aos dados. Neste sentido, seguiu-se as etapas descritas por Géron (2019) para assegurar a generalização dos modelos, assim os dados foram divididos em dois subconjuntos: conjunto de treinamento (treino) e conjunto de teste (teste). O conjunto de treinamento é utilizado para ajustar os parâmetros dos modelos, enquanto o conjunto de teste é reservado para avaliar o desempenho em dados não vistos, garantindo uma medida confiável da capacidade preditiva do modelo monitorando o *overfitting* e *underfitting*.

Foi realizada uma etapa de pré-processamento, em que todas as variáveis contínuas foram padronizadas via *z-score*, de modo a garantir que cada uma apresentasse média zero e desvio padrão unitário. Essa transformação é especialmente importante para algoritmos sensíveis à escala das variáveis, como regressão logística e *XGBoost*, dessa forma evita que variáveis com escalas maiores dominem o processo de aprendizado (GÉRON, 2019). Além disso, foi utilizado o procedimento de otimização de hiperparâmetros via *Grid Search* com validação cruzada (*GridSearchCV*), que consiste em avaliar sistematicamente diferentes combinações de hiperparâmetros para cada modelo, a fim de encontrar aqueles que proporcionam melhor desempenho com base em métricas específicas de desempenho.

Modelos de Classificação

Quatro modelos de classificação foram utilizados no estudo: Regressão logística multinomial, *One-vs-Rest* (OvR), *One-vs-One* (OvO), *XGBoost*, todas implementadas por meio da biblioteca *scikit-learn* do *Python* (PEDREGOSA et al., 2011).

Baseado na generalização do modelo de regressão logística binária, a regressão logística multinomial é um modelo de classificação cujo a variável resposta possui uma distribuição multinomial, ou seja, mais de uma resposta categórica possível. Sua formulação baseia-se na função *softmax*, que transforma os escores lineares, obtidos a partir de combinações ponderadas das variáveis de entrada, em probabilidades bem definidas para cada classe. Essa transformação garante que os valores resultantes estejam entre 0 e 1 e que sua soma totalize 1, permitindo interpretá-los como chances relativas de cada classe ser a correta. A estimação dos parâmetros é realizada

ISBN: 978-65-5222-057-8

por meio da maximização da verossimilhança multinomial, o que garante a obtenção de probabilidades bem calibradas e mutuamente exclusivas (BISHOP, 2006). Esta abordagem é nativamente multiclasse e dispensa qualquer decomposição do problema.

Em contraste, os métodos *One-vs-Rest* (OvR) e *One-vs-One* (OvO) implementam estratégias de redução para classificação binária. O modelo de classificação *One-vs-Rest* (OvR) decompõe o problema de multiclasse em vários problemas de classificação binária. Para cada classe é treinado um classificador binário independente. Nesse modelo uma classe é comparada com todas as demais. Para a predição, cada modelo recebe uma pontuação referente à probabilidade da observação pertencer a classe, o índice da classe que possuir a maior pontuação é utilizada como previsão final para a observação, como descrito por Murphy (2012).

Assim como OvR, o modelo OvO também decompõe o problema de multiclasse em vários problemas de classificação binária. Entretanto, para o OvO o banco de dados é dividido em subconjuntos, compostos pelas unidades amostrais de apenas duas classes envolvidas em cada comparação, ignorando as demais classes. Para cada *C* classes, são treinados $\frac{C(C-1)}{2}$ classificadores, ver (BISHOP, 2006). Para a predição de uma nova observação, essa amostra é avaliada pelos classificadores e é atribuído um "voto" referente à probabilidade da observação pertencer a classe, a classe que receber a maior quantidade de votos é escolhida como a classe prevista.

Apresentado por Chen e Guestrin (2016), o *XGBoost* (*Extreme Gradient Boosting*) é um algoritmo de aprendizado de máquina, baseado em árvores de decisão e foi criado como uma otimização do *Gradient Boosting*. O processo é iniciado realizando uma previsão simples nos dados de treino (geralmente utilizando a média), posteriormente é calculado os erros em relação aos valores reais, assim é construída a primeira árvore de decisão. Para as próximas árvores, o modelo calcula novamente os erros (resíduos), contudo baseado nos erros da árvore anterior. Com isso, é dado início a um processo iterativo, em que uma nova árvore é adicionada ao modelo para corrigir os erros acumulados das previsões anteriores. O modelo final consiste em uma soma ponderada de todas as árvores.

Importância das variáveis

Para estimar a importância das variáveis no modelo de regressão logística multinomial, utilizou-se o método SHAP (LUNDBERG e LEE, 2017), baseado nos valores de *Shapley*. Essa abordagem fornece uma interpretação consistente da contribuição de cada variável para as probabilidades preditas em cada classe. Sua aplicação confere maior transparência ao modelo e auxilia na compreensão dos fatores determinantes das classificações.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Métricas de desempenho

A avaliação da qualidade de ajuste dos modelos de classificação é uma etapa fundamental no uso de algoritmos baseados em *machine learning*, pois permite verificar o grau de confiabilidade das previsões realizadas pelos modelos. Diversas métricas são utilizadas para esse tipo de estudo. A acurácia mede a proporção de previsões corretas. A precisão (*precision*), indica a proporção de previsões positivas corretas dentre todas as previsões positivas feitas pelo modelo. Enquanto que a sensibilidade (*recall*), revela a capacidade do modelo de identificar corretamente os casos positivos. O *F1-score* é uma média harmônica, combinando a precisão e a sensibilidade. Outra medida importante é a curva ROC (*Receiver Operating Characteristic*), a curva demonstra o desempenho de modelo em discriminar as classes positivas e negativas, quanto mais próximo ao canto superior esquerdo, melhor a sua capacidade discriminativa. Somado a isto, a área sob a curva (AUC) é uma medida entre 0 e 1, que avalia o modelo em todos os limiares, quanto mais próximo a 1, melhor a eficácia na classificação. Esses conceitos são explorados nas obras Géron (2019) e James, Witten, *et al.* (2022).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A base de dados utilizada neste estudo apresenta uma distribuição desigual entre as classes da variável resposta. Conforme ilustrado na Tabela 1 e na Figura 1, a maior concentração de observações pertence à classe 0, seguida pelas classes 1, 3 e 2.

Tabela 1: Frequências absolutas e percentual dos tipos de falha.

Classe	Quantidade	Proporção (%)
0	111	63,07
1	48	12,27
2	5	2,84
3	12	6,8

Fonte: Elaborado pelos autores.

Essa assimetria pode influenciar diretamente o desempenho dos algoritmos de classificação, tornando-se um desafio a generalização com menor taxa de erro.

ISBN: 978-65-5222-057-8

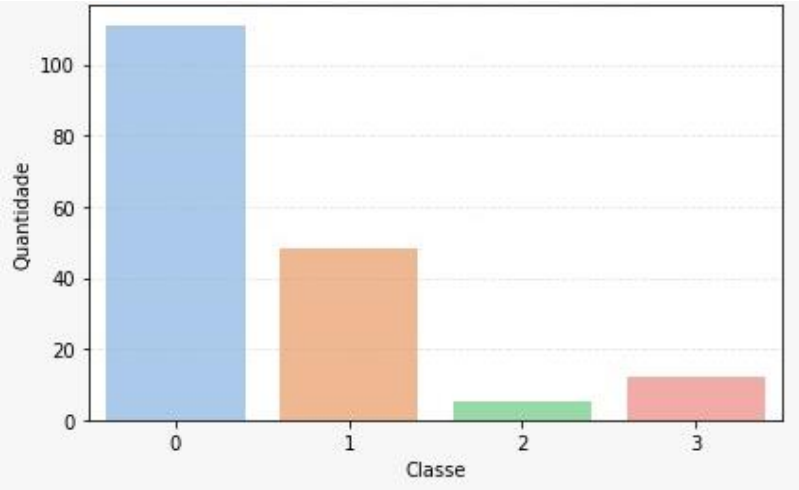


Figura 1: Gráfico de barras da distribuição por classe de falha.

Para compor o banco de dados de treino foram selecionadas 123 (70%) amostras aleatoriamente e o banco de dados de testes com o complementar de 53 (30%) observações. Com o modelo treinado, avaliou-se o desempenho de cada modelo para classificar cada uma das falhas, através da matriz de confusão de cada um dos modelos, foi possível calcular as métricas de avaliação apresentadas na Tabela 2 a seguir.

Tabela **2:** Ajustes dos modelos para os dados de teste.

Modelos	Acurácia	Precisão	Sensibilidade	Especificidade	F1-Score
Multinomial	0,9245	0,9730	0,9286	0,9500	0,9440
One-vs-Rest	0,9245	0,9730	0,9286	0,9500	0,9440
One-vs-One	0,9245	0,9730	0,9286	0,9500	0,9440
XGBoost	0,9245	0,9577	0,9389	0,9561	0,9468

Fonte: Elaborado pelos autores.

Conforme apresentado na Tabela 2, as métricas de desempenho entre os modelos treinados no teste apresentaram valores semelhantes, o que indica que todos obtiveram bom ajuste aos dados. No entanto, o modelo *XGBoost* destacou-se com desempenho ligeiramente superior, evidenciado por uma sensibilidade de 0,9389, especificidade de 0,9561 e *F1-score* de 0,9468. Em função desses resultados, o *XGBoost* foi selecionado como o modelo preditivo mais adequado.

A seguir, apresenta-se a matriz de confusão correspondente ao modelo *XGBoost* na Figura 2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

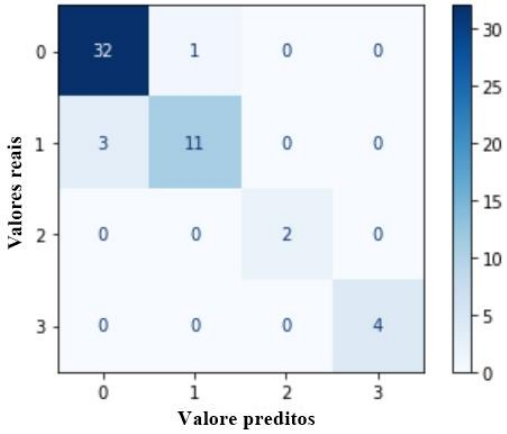


Figura 2: Matriz de confusão para o modelo *XGBoost*.

Observa-se na Figura 2 que, das 53 amostras utilizadas na fase de teste, o modelo cometeu apenas três erros de classificação, correspondendo a uma taxa de erro de aproximadamente 5%.

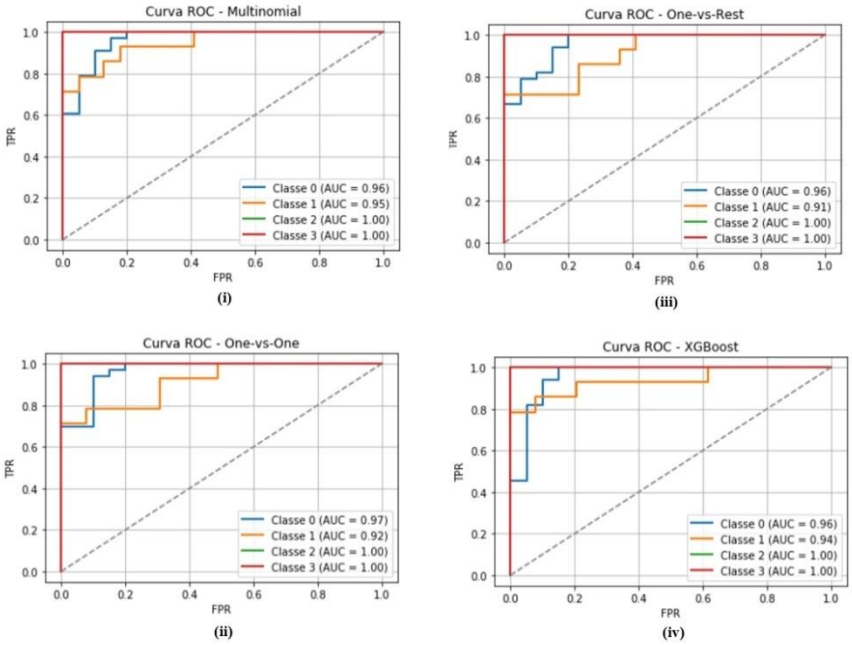


Figura 3: Curva ROC para os modelos ajustados.

Como já mencionado, todos os 4 modelos ajustados apresentaram ajustes satisfatórios e desepenho semelhentes. Na Figura 3, é possível confirmar que por meio das curvas ROC, todos os modelos apresentam áreas sob a curva (AUC) superiores a 0,9 para todas as classes preditas, isso evidência uma boa capacidade discriminativa. Além disso, é destacado que todos os modelos apresentaram AUC igual 1, para classe 2 e 3, indicando uma classficação perfeita nesses grupos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Entretanto, apesar do desempenho semelhante entre os modelos, o *XGBoost* apresentou uma leve superioridade, com maior homogeneidade entre as classes e menor sobreposição das curvas, o que reforça sua escolha como modelo preditivo principal. Para a construção desse modelo, foram utilizadas covariáveis com influência direta sobre a variável resposta. Com o intuito de quantificar essa importância, apresenta-se, a seguir, na Figura 4, um gráfico de linhas por classe com base nos valores SHAP, que indicam a contribuição individual de cada variável na predição.

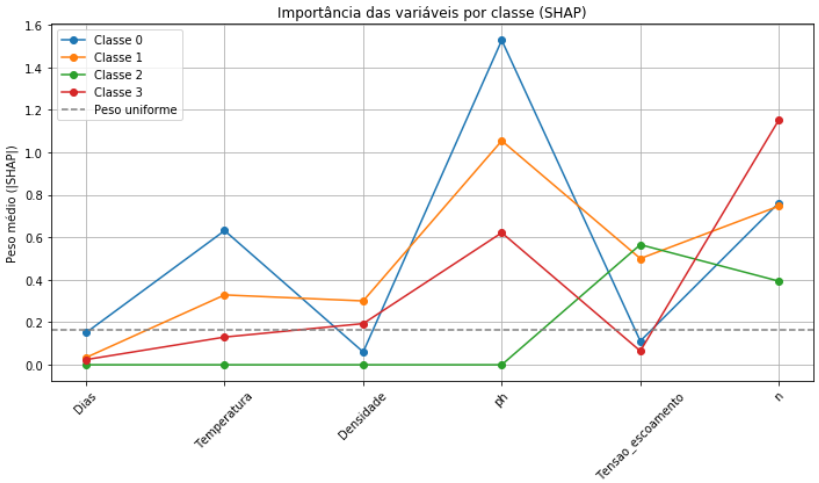


Figura 4: Importância de variáveis pelo método SHAP para o *XGBoost*.

Na Figura 4, é apresentado um gráfico de linhas representando o peso médio dos valores SHAP para cada variável explicativa por classe. Observa-se que a variável pH apresenta a maior contribuição preditiva nas classes 0 (sem falha), 1 (falha por volume de filtrado) e 3 (falha simultânea), com valores de importância consideravelmente acima da linha de referência de peso uniforme. Essa evidência indica que o pH exerce forte influência na distinção entre essas categorias, sendo um parâmetro-chave para a predição do comportamento do fluido.

Em contrapartida, para a classe 2 (falha por reologia), as variáveis mais relevantes foram o tempo de escoamento e a variável *n*, ambas apresentando valores de SHAP positivos e distintos de zero, enquanto as demais variáveis pouco contribuíram para a modelagem dessa categoria específica. Esses resultados refletem a sensibilidade do modelo em capturar padrões específicos de falha relacionados às propriedades reológicas, em especial o desempenho do fluido em termos de viscosidade e resistência ao escoamento, que são essenciais nesse tipo de falha.

Apesar da relevância físico-química da temperatura nos processos de degradação de fluidos, observa-se na Figura 4 que essa variável não apresentou peso médio elevado em nenhuma das classes, segundo os valores SHAP. Tal resultado contraria a expectativa inicial, dado que a elevação da temperatura é

ISBN: 978-65-5222-057-8

conhecida por acelerar reações químicas e afetar diretamente a viscosidade, estabilidade e propriedades reológicas do fluido. A baixa contribuição observada pode estar associada a dois fatores: (i) o efeito da temperatura pode estar indiretamente refletido em outras variáveis como pH, índice de comportamento (*n*) e a tensão limite de escoamento, reduzindo sua importância isolada no modelo; ou (ii) a variação de temperatura entre os ensaios pode não ter sido suficientemente ampla ou sistemática para que o modelo detectasse um padrão claro de influência direta. Esse achado sugere a necessidade de investigações adicionais para entender como a temperatura interage com as demais variáveis no contexto das falhas observadas.

Para as medidas de desempenho adotadas no estudo, o modelo *XGBoost* apresentou um desempenho superior comparado aos demais modelos. Além disso, destaca-se a importância do pH e do Índice de comportamento para falhas por VF, tensão limite de escoamento para falha reológica e para a falha da combinação desses fatores (falhas múltiplas) por índice de comportamento (n). Essas medidas de desempenho indicam o potencial do modelo de classificação multinomial *XGBoost* para predição do tipo de falha para fluidos utilizados em operações de abandono de poço.

CONCLUSÕES

Neste estudo, diferentes algoritmos supervisionados foram empregados com o objetivo de predizer falhas em fluidos aquosos de utilizados em abandono de poços, que submetidos a condições críticas de temperatura e tempo. Os modelos avaliados, incluindo Multinomial, *One-vs-Rest, One-vs-One e XGBoost*, apresentaram desempenho semelhante, com métricas elevadas de acurácia e áreas sob a curva ROC (AUC) superiores a 0,90 para todas as classes. Ainda assim, o modelo *XGBoost* se destacou com leve superioridade, apresentando curvas ROC mais homogêneas e menor sobreposição entre as classes, sendo, portanto, selecionado como o modelo preditivo final.

A análise de importância das variáveis por meio dos valores SHAP revelou que o pH foi a variável mais influente para as classes sem falha, falha por volume de filtrado e falha simultânea. Já para a classe de falha por reologia, os maiores pesos foram atribuídos ao tempo de escoamento e à variável *n*, destacando a sensibilidade do modelo à resposta reológica do fluido.

Um ponto relevante foi a baixa contribuição da temperatura na predição, contrariando a expectativa inicial. Embora seja conhecida sua influência sobre as propriedades físico-químicas dos fluidos, os resultados sugerem que seus efeitos podem estar incorporados em outras variáveis do modelo ou que sua variação nos experimentos não foi suficiente para evidenciar um padrão estatístico relevante. Isso aponta para a necessidade de estudos futuros com maior controle experimental ou modelagem de interações entre variáveis.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Em síntese, os resultados obtidos validam o uso de modelos baseados em aprendizado de máquina, especialmente o *XGBoost*, como ferramentas eficazes para a predição de falhas nos fluidos, contribuindo para diagnósticos mais precisos e decisões operacionais mais seguras em ambientes de alta exigência térmica.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à Petrobras pelo apoio técnico, institucional e financeiro essencial à realização deste estudo; ao CENPES e Peflab, pelo fornecimento dos dados experimentais que o embasaram; e à UFCG, por toda a estrutura acadêmica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BISHOP, C. M. **Pattern Recognition and Machine Learning**. [S.l.]: Springer, 2006.

CHEN, T.; GUESTRIN, C. **XGBoost:** A Scalable Tree Boosting System. Proceedings of the 22nd acm sigkdd international conference on knowledge discovery and data mining. [S.l.]: [s.n.]. 2016. p. 785–794.

GÉRON, A. **Hands-On Machine Learning with Scikit-Learn, Keras, and TensorFlow**. Sebastopol: O'Reilly, 2019.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. Diretrizes para abandono de poços em campos de petróleo e gás. **IBP**, 21 Julho 2017. Disponivel em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/09/IBP_Job249_CBP_EP_Diretrizes_Poco_WEB_5.pdf>.

JAMES, G. et al. **An Introduction to Statistical Learning:** with Applications in R. [S.l.]: Springer, 2022.

LUNDBERG, S. M. . &. L. Unified Approach to Interpreting Model Predictions. **Advances in neural information processing systems, v. 30**, 2017.

MURPHY, K. P. **Machine Learning:** A Probabilistic Perspective. London: MIT Press, 2012.

PEDREGOSA, F. E. A. Scikit-learn: Machine Learning in Python.. **Journal of Machine Learning Research, v. 12**, p. 2825–2830, 2011.

ISBN: 978-65-5222-057-8

EFEITOS DA APLICAÇÃO DE CAMPO MAGNÉTICO NAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS DE UMA EMULSÃO DE PETRÓLEO

Matheus de Souza Cunha[1], Kelvin Cristien de Oliveira Barbosa[2], Lidia Ramos da Vitória[3], Edson José Soares[4], Fabio de Assis Ressel Pereira[5], Osvaldo Karnitz Junior[6]

[1]Universidade Federal do Espírito Santo, matheus.cunha.94@edu.ufes.br, [2]Universidade Federal do Espírito Santo, kelvin.oliveira@edu.ufes.br, [3]Universidade Federal do Espírito Santo, lidia.vitoria@edu.ufes.br, [4]Universidade Federal do Espírito Santo, edson.soares@ufes.br, [5]Universidade Federal do Espírito Santo, fabio.a.pereira@ufes.br, [6]Petrobras, karnitz@petrobras.com.br

RESUMO

Reduzir a viscosidade do petróleo cru permanece como um dos principais desafios da indústria petrolífera, especialmente no caso de óleos parafínicos, cuja resistência ao escoamento impacta negativamente as etapas de produção e transporte. A presença de água nas linhas agrava esse cenário, favorecendo a formação de emulsões estáveis do tipo água em óleo, estruturas que intensificam a viscosidade do sistema e comprometem a eficiência dos processos de escoamento e separação primária. Nesse contexto, a aplicação de campo magnético tem ganhado destaque como uma alternativa inovadora e de baixo impacto ambiental, capaz de modificar as propriedades reológicas do petróleo, tanto em sua forma pura quanto emulsionada, promovendo melhorias operacionais ao longo da cadeia produtiva. Este trabalho avalia experimentalmente os efeitos da aplicação de campo magnético estático sobre as propriedades reológicas de uma emulsão de óleo cru peso. O óleo foi previamente submetido a tratamento térmico padronizado, com o objetivo de eliminar memórias térmicas e de cisalhamento. A Temperatura de Início de Aparecimento de Cristais (TIAC) foi determinada experimentalmente, estabelecendo-se a faixa ideal para os ensaios. Testes reológicos foram conduzidos a 40 °C, com e sem exposição ao campo magnético por 1 e 5 minutos. Os resultados apresentaram um aumento na viscosidade da emulsão e redução do diâmetro médio das gotas da fase dispersa após o tratamento magnético, sugerindo reorganização coloidal e intensificação das interações interfaciais. Conclui-se que o campo magnético pode induzir aumento da viscosidade em emulsões, contrariando parte da literatura, e que seus efeitos são fortemente dependentes das condições experimentais e composição do sistema.

Palavras-chave: viscosidade, petróleo cru, emulsão, campo magnético.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A elevada viscosidade de petróleos constitui um dos principais entraves às etapas de produção, escoamento e separação primária na indústria do petróleo. A presença de água no sistema, comum durante o transporte, favorece a formação de emulsões estáveis do tipo água-em-óleo (A/O), que intensificam ainda mais a resistência ao escoamento e dificultam a separação de fases (PETRONI et al., 2024). Tradicionalmente, soluções como aquecimento, diluição com solventes ou aditivos químicos são empregadas para reduzir a viscosidade. No entanto, essas estratégias apresentam limitações econômicas, ambientais e operacionais (BAHÚ et al., 2022).

Nos últimos anos, a aplicação de campos magnéticos em sistemas petrolíferos tem sido explorada como uma alternativa promissora, por seu caráter não invasivo e de baixo impacto ambiental. Estudos iniciais associavam os efeitos do campo magnético à reorganização de cristais de parafina e à modificação da estrutura coloidal, levando à redução da viscosidade em determinadas faixas de temperatura, especialmente abaixo da Temperatura de Início de Aparecimento de Cristais - TIAC (NGUYEN et al., 2001; ZHU et al., 2024; ZHAO et al., 2023).

Entretanto, a literatura mais recente revela que os efeitos do campo magnético não são universais. Diversos autores relataram aumento da viscosidade após aplicação do campo, especialmente em sistemas ricos em impurezas metálicas ou com elevada concentração de íons paramagnéticos. Vatani et al. (2011) observaram esse comportamento em óleos pesados, sugerindo que a polarização induzida pode causar agregação de micelas e formação de estruturas mais resistentes ao cisalhamento. De forma semelhante, Tao e Xu (2006) relataram que múltiplas exposições ao campo magnético podem realinhar estruturas moleculares de forma a dificultar o escoamento.

Romanova et al. (2019) identificaram aumento da viscosidade em emulsões A/O tratadas magneticamente, especialmente quando presentes impurezas sólidas e íons metálicos. Essa resposta é compatível com a análise feita por Rocha et al. (2011), que atribuem a variação reológica à presença de íons paramagnéticos, e não à concentração de parafinas. Além disso, Rahimpour et al. (2018) demonstraram que a aplicação de nanopartículas magnéticas pode favorecer coalescência em emulsões, mas também gerar aumentos de viscosidade em função da aglomeração dessas partículas na fase contínua.

Essas evidências reforçam que a ação do campo magnético sobre emulsões de petróleo depende de múltiplos fatores: composição química do óleo, presença de asfaltenos e resinas, tipo de íons presentes, proporção água/óleo, intensidade e tempo de exposição ao campo, entre outros (CONTRERAS-MATEUS et al., 2024; HE et al., 2021).

Nesse cenário, investigações que avaliem de forma sistemática o comportamento de óleos parafínicos e suas emulsões diante

ISBN: 978-65-5222-057-8

os mecanismos envolvidos e prever respostas reológicas. Tais estudos ajudam a evitar generalizações inadequadas quanto aos efeitos benéficos do campo magnético, oferecendo uma visão mais crítica e abrangente sobre sua aplicabilidade real na cadeia produtiva do petróleo.

Diante do exposto, o presente trabalho tem como objetivo geral investigar os efeitos da aplicação de campo magnético estático nas propriedades reológicas de uma emulsão de água em óleo, especialmente em condições de temperatura próximas ou inferiores à TIAC, com foco na caracterização de eventuais aumentos de viscosidade.

METODOLOGIA

Neste estudo, foi utilizada uma emulsão do tipo água-em-óleo (A/O), formulada a partir de petróleo pesado fornecido pela Petrobras e água deionizada, na proporção volumétrica de 80:20 (óleo:água). A emulsão foi preparada sem adição de surfactantes, por meio de agitação mecânica direta. O processo de emulsificação foi conduzido a 45 °C, utilizando um agitador do tipo hélice com quatro pás inclinadas a 45°, operando a uma rotação constante de 1000 rpm durante 3 minutos. Essa condição foi selecionada para promover a dispersão da fase aquosa de forma controlada e reprodutível, visando simular emulsões estáveis frequentemente observadas em processos industriais de produção e transporte de petróleo.

A Temperatura de Início de Aparição de Cristais (TIAC) do petróleo foi determinada previamente por análise térmica utilizando calorimetria diferencial de varredura (DSC), com taxa de resfriamento de 1 °C/min. O valor obtido para a TIAC foi de 45 °C, adotado como referência para os ensaios seguintes. O petróleo foi aquecido até 60 °C e mantidas nessa temperatura por 2 horas, com objetivo de eliminar memórias térmicas e mecânicas. Em seguida, o sistema foi resfriado de forma controlada, à taxa de 1 °C/min, até atingir 45 °C. Após o resfriamento a emulsão foi preparada e permaneceu em repouso a 45 °C por tempo adicional para garantir completa estabilização térmica e estrutural antes da aplicação do campo magnético.

A aplicação do campo magnético foi realizada com a amostra estabilizada a 45 °C, utilizando um conjunto de ímãs permanentes de neodímio-ferro-boro (NdFeB) posicionados sob o recipiente contendo o fluido. A configuração resultou em um campo magnético estático com intensidade de aproximadamente 0,6 Tesla, medida por gaussímetro digital. O volume total da amostra submetida ao tratamento foi de 3 mL, mantida sob exposição ao campo por 1 ou 5 minutos, sem agitação durante o processo.

Logo após a aplicação do campo magnético, a amostra foi transferida para o reômetro rotacional MARS 60, equipado com sistema de controle térmico por Peltier. As medições reológicas foram conduzidas a 40 °C, temperatura propositalmente selecionada por estar ligeiramente abaixo da TIAC condição

ISBN: 978-65-5222-057-8

favorável para a avaliação dos efeitos estruturais promovidos pelo campo magnético sobre a viscosidade da emulsão. As curvas de viscosidade aparente foram obtidas por meio de uma varredura de taxa de cisalhamento de 0,1 s^{-1} a 1000 s^{-1}, com registro contínuo dos dados. Os ensaios realizados sem a aplicação do campo magnético foram repetidos em triplicata (n = 3), possibilitando a análise estatística dos resultados com cálculo de média e desvio padrão. O ensaio com aplicação do campo foi realizado duas vezes, devido à limitação de volume da amostra tratada. Todos os parâmetros térmicos foram rigidamente controlados, com variação máxima de ±0,5 °C ao longo de todo o experimento.

Além dos ensaios reológicos, as amostras foram analisadas por microscopia óptica com aumento de 20× para caracterização morfológica das gotas da fase dispersa (água). As imagens foram adquiridas imediatamente após os ensaios, em temperatura ambiente, utilizando uma lâmina de vidro e iluminação por luz transmitida. As micrografias foram processadas com software ImageJ, e os diâmetros das gotas foram medidos manualmente para cálculo do diâmetro médio aparente. Os resultados obtidos permitiram comparar o tamanho de gotas em emulsões com e sem aplicação do campo magnético.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 1 apresenta as curvas de viscosidade aparente da emulsão água-em-petróleo submetida a diferentes condições de tratamento magnético. Os ensaios foram conduzidos a 40 °C. Observa-se que para taxas de cisalhamento inferiores a 100 s^{-1}, o comportamento das amostras é aproximadamente newtoniano, com viscosidade praticamente constante. Acima desse limiar, as curvas exibem redução progressiva, característica de sistemas estruturados que sofrem desorganização sob cisalhamento intenso.

A aplicação do campo magnético resultou em aumento da viscosidade aparente em todas as faixas de cisalhamento. A emulsão sem campo apresentou viscosidade média inicial próxima de 1,5 Pa·s, enquanto as amostras tratadas com campo por 1 minuto e 5 minutos apresentaram valores iniciais próximos de 1,9 e 1,7 Pa·s, respectivamente. O aumento da viscosidade é atribuído a alterações morfológicas e estruturais na emulsão, possivelmente associadas à redistribuição das gotas da fase dispersa e

ISBN: 978-65-5222-057-8

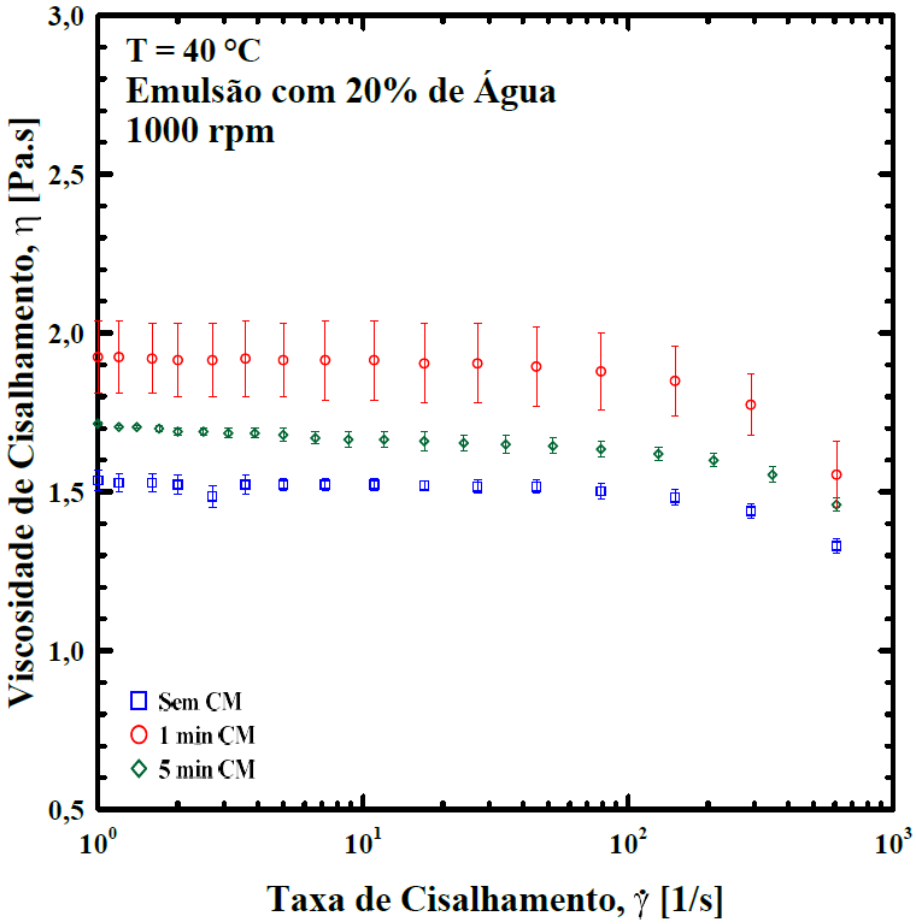


Figura 1: Curva de escoamento das amostras de emulsão: em azul são as amostras sem aplicação de campo magnético, em verde as amostras com aplicação de campo magnético por 5 minutos e em vermelho as amostras com aplicação de campo magnético por 1 minuto.

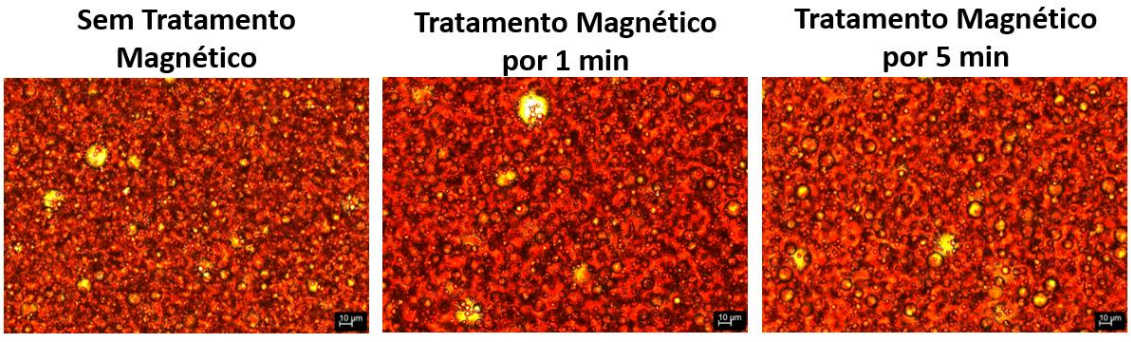


Figura 2: Microscopia e diâmetro médio das amostras.

A Figura 2 apresenta micrografias ópticas das amostras com e sem aplicação do campo magnético. Observa-se uma redução no diâmetro médio das gotas de água após aplicação do campo, o que está em consonância com o aumento de viscosidade observado. A emulsão sem tratamento magné-

ISBN: 978-65-5222-057-8

tico apresentou diâmetro médio de 5,27 µm, enquanto os valores caíram para 4,53 µm após 1 minuto e 4,61 µm após 5 minutos de exposição.

A redução do diâmetro médio implica no aumento da área interfacial total do sistema, assim, aumentar a resistência ao escoamento. Esse comportamento foi também observado por Rahimpour et al. (2018) e Romanova et al. (2019), que associaram a ação do campo magnético à estabilização ou reorganização de estruturas finas em emulsões complexas.

O fato de o diâmetro médio ser ligeiramente maior para o tratamento de 5 minutos em comparação ao de 1 minuto pode indicar uma reorganização coloidal secundária, ou mesmo coalescência parcial induzida pelo tempo prolongado de exposição. Ainda assim, ambos os casos permanecem com diâmetros inferiores ao da amostra de referência, reforçando o efeito do campo magnético sobre a morfologia da emulsão.

Esses resultados evidenciam que o campo magnético pode promover estruturas mais densas e coesas dentro da emulsão, o que se traduz em maior viscosidade, que é um comportamento oposto ao esperado em casos de quebra de estruturas ou desestabilização de redes coloidais (ZHU et al., 2024). Tais achados reforçam a hipótese de que os efeitos magnéticos não são universais, dependendo da composição química do sistema, temperatura, configuração experimental e tempo de exposição ao campo (ROCHA et al., 2011; CONTRERAS-MATEUS et al., 2024).

CONCLUSÕES

Este trabalho investigou os efeitos da aplicação de campo magnético estático sobre as propriedades reológicas e morfológicas de uma emulsão do tipo água-em-petróleo, composta por óleo cru pesado com 20% de água. Os experimentos foram conduzidos a 40 °C, temperatura inferior a TIAC (45 °C), condição propícia à observação de alterações estruturais induzidas por estímulos externos.

Os resultados mostraram que, contrariamente ao efeito reológico redutor amplamente relatado na literatura, a aplicação do campo magnético promoveu aumento da viscosidade aparente da emulsão em todo o intervalo de taxa de cisalhamento testado. A análise reológica revelou comportamento aproximadamente newtoniano para taxas inferiores a 100 s^{-1}, seguido de uma resposta pseudoplástica típica em taxas mais elevadas.

A análise microscópica evidenciou redução no diâmetro médio das gotas da fase dispersa após a aplicação do campo magnético, com valores médios passando de 5,27 µm (sem campo) para 4,53 µm e 4,61 µm após 1 e 5 minutos de exposição, respectivamente. Essa diminuição no tamanho de gota implica maior área interfacial específica e reforça a hipótese de formação de uma rede coloidal mais densa e coesa, que pode justificar o aumento de viscosidade observado.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os dados obtidos indicam que o campo magnético, em vez de desestruturar a emulsão, atuou na promoção de maior interação entre as fases, intensificando o comportamento estruturado do sistema. Esse comportamento está alinhado com relatos que associam o efeito magnético à reorganização de fases coloidais.

Dessa forma, conclui-se que os efeitos do campo magnético sobre emulsões água-em-óleo não são necessariamente redutores de viscosidade, e dependem fortemente das condições experimentais, composição do sistema e tempo de exposição. O estudo reforça a importância de avaliações prévias criteriosas antes da aplicação de tratamentos magnéticos em sistemas reais de produção e transporte de petróleo, destacando o potencial dessa tecnologia, mas também suas limitações.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras e a CAPES pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BAHÚ, J. C. P. et al. *Estudo da eficiência de aditivos redutores de viscosidade em emulsões de petróleo pesado*. Revista Matéria, v. 27, n. 1, p. 1–13, 2022.

CONTRERAS-MATEUS, L. E. et al. *Magnetic treatment of petroleum emulsions: Structural responses and flow behavior*. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 232, 112350, 2024.

HE, Y. et al. *Magnetic field effects on the aggregation and rheology of waxy crude oil emulsions*. Fuel, v. 304, 121456, 2021.

NGUYEN, Q. D. et al. *The effect of magnetic field on the viscosity of waxy crude oil*. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 29, n. 3–4, p. 155–165, 2001.

PETRONI, C. A. et al. *Efeitos da presença de água na reologia de óleos parafínicos*. Revista Brasileira de Engenharia Química, v. 41, n. 2, p. 89–98, 2024.

RAHIMPOUR, M. R. et al. *Stability enhancement of crude oil emulsions using magnetic nanoparticles: Rheological and morphological investigation*. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, v. 538, p. 72–82, 2018.

ROCHA, G. C. et al. Influência de íons metálicos na viscosidade de emulsões de petróleo tratadas magneticamente. Anais do Congresso Brasileiro de Engenharia Química, p. 1175–1181, 2011.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ROMANOVA, M. et al. *Magnetic field-induced changes in oil-in-water emulsions: A microscopic and rheological analysis*. Journal of Dispersion Science and Technology, v. 40, n. 3, p. 354–363, 2019.

TAO, R.; XU, X. *Magnetorheology of magnetic fluids: A review*. Journal of Physics: Condensed Matter, v. 18, n. 38, p. 9301–9320, 2006.

VATANI, A. et al. *Rheological behavior of heavy crude oil under magnetic treatment*. Petroleum Science and Technology, v. 29, n. 12, p. 1246–1255, 2011.

ZHAO, Y. et al. *Magnetically modified phase structures in crude oil emulsions: Rheological evidence*. Fuel, v. 351, 128711, 2023.

ZHU, J. et al. *Magnetic field-induced control of colloidal interactions in paraffinic crude oils*. Fuel, v. 358, 128356, 2024.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INFLUÊNCIA DO TAMANHO MÉDIO DE POROS NA FILTRAÇÃO DE FLUIDOS POLIMÉRICOS: UMA ANÁLISE EXPERIMENTAL

Mário César de Siqueira Lima[1], Victoria Bezerra Romualdo[1], Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento[2], Elessandre Alves de Souza[3], Luciana Viana Amorim[1], Tiago Almeida de Oliveira[4]

[1]Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo, Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração – Peflab, mariocesar.slima@gmail.com, , vivi.victoria07@gmail.com, lvamorim@gmail.com, [2]Universidade Federal Rural de Pernambuco, Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho (UACSA), nalenascimento@gmail.com, [3]Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello – CENPES, Petrobras, elessandre@petrobras.com.br, [4]Universidade Estadual da Paraíba (UEPB), Departamento de Estatística, tadolive@servidor.uepb.edu.br.

RESUMO

O controle da filtração de fluidos durante o amortecimento de poços é fundamental para o sucesso de diversas operações, como perfuração, completação e intervenções. Esse controle depende diretamente das características petrofísicas do meio poroso, especialmente da permeabilidade, que pode variar amplamente entre diferentes zonas do reservatório. Nesse contexto, o presente trabalho teve como objetivo analisar experimentalmente o comportamento da filtração de um fluido polimérico, frente a meios filtrantes com diferentes tamanhos médios de poros. Para isso, foram utilizados discos cerâmicos de aloxita com tamanhos médios de poros de 190, 120, 55, 40, 20 e 10 µm. Cada disco foi submetido a ensaios de filtração em condições de alta pressão e alta temperatura (HPHT) ao longo de duas horas, utilizando um fluido polimérico. Após os ensaios, avaliou-se a influência do fluido na redução da permeabilidade dos discos por meio da medição da vazão de água deionizada antes e depois da filtração, sendo registrado o tempo médio de passagem da água. Os resultados indicaram que o tamanho médio de poros exerce influência significativa na retenção e na eficiência do controle de filtrado. Discos com poros de 40 µm ou menos apresentaram desempenho superior, atuando como barreiras eficazes à passagem do fluido base, permitindo predominantemente a passagem do filtrado. Além disso, observou-se uma redução na permeabilidade dos discos após o ensaio com o fluido polimérico, evidenciada pelo aumento do tempo médio de passagem da água deionizada – aproximadamente duas vezes maior em relação à condição original. Estes resultados sugerem que a seleção adequada do meio filtrante, com poros compatíveis às características do fluido e da formação, é essencial para otimizar o desempenho de fluidos utilizados no amortecimento de poços.

Palavras-chave: fluidos aquosos, controle de filtrado, discos cerâmicos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A filtração de fluidos em meios porosos é comum em diversas etapas das operações de poço, especialmente durante o amortecimento, quando o fluido permanece em contato com a formação por períodos prolongados ou contínuos. Nessas condições, predomina a filtração estática, em que o fluido tende a invadir a formação por diferença de pressão (Caenn, Darley e Gray, 2017). O controle desse processo depende da capacidade do fluido em formar um reboco de baixa permeabilidade na superfície da rocha, o que reduz o raio de invasão do fluido e minimiza o risco de dano à formação.

A formação do reboco pode ocorrer por mecanismos distintos, seja pela deposição de partículas sólidas minerais, ou pela ação de polímeros hidratados que atuam selando os poros. A efetividade da obturação está associada à compatibilidade entre o tamanho das partículas e os poros da rocha (Kalantariasl, Zeinijahromi e Bedrikovetsky, 2014). Partículas muito grandes são bloqueadas na superfície, enquanto partículas pequenas demais podem invadir a formação sem resistência. No caso de polímeros, esses agentes formam uma camada viscosa ou estruturas gelificadas sobre a matriz rochosa, auxiliando na retenção de sólidos e no controle do volume de filtrado (Ezell *et al.*, 2010; Caenn, Darley e Gray, 2017).

A eficiência do controle de filtração não depende apenas da formulação do fluido, mas também das características petrofísicas do meio poroso. A permeabilidade da formação, em particular, exerce papel determinante na profundidade de invasão do fluido e no potencial de dano. Ezeakacha *et al.* (2018) destacam que, em rochas de maior permeabilidade, o fluido consegue se propagar mais profundamente antes da estabilização do reboco, o que aumenta a migração de partículas e, por consequência, o risco de obstrução dos canais porosos. Nesse contexto, o grau de dano pode ser mais influenciado pela permeabilidade do meio do que propriamente por sua composição mineralógica.

A depender da interação entre o fluido e o meio poroso, o processo de filtração pode resultar em alterações permanentes das propriedades da rocha, como redução de permeabilidade, alterações na molhabilidade e redistribuição de minerais, caracterizando o chamado dano à formação (Cai *et al.*, 2010; Chiriak, 2014). Nesse contexto, o uso de discos cerâmicos como meio filtrante tem sido adotado em estudos experimentais com o objetivo de simular diferentes propriedades petrofísicas e compreender de forma mais controlada o comportamento da filtração frente a distintas condições do meio (Vollmer e Alleman, 2001; Magzoub *et al.*, 2021 Fang *et al.*, 2022). Essa abordagem permite investigar como as características do meio impactam na retenção de sólidos e no controle de filtrado, sendo essencial para o desenvolvimento de fluidos mais eficientes e com menor potencial de dano.

Nesse contexto, o presente trabalho teve como objetivo analisar experimentalmente o comportamento da filtração de um fluido polimérico, frente a meios filtrantes com diferentes tamanhos médios de poros. A proposta visa avaliar como a variação da permeabilidade do meio afeta a capacidade do fluido

ISBN: 978-65-5222-057-8

em formar um reboco eficaz, bem como as implicações disso na retenção de partículas e no controle do filtrado.

METODOLOGIA

Neste estudo, foi utilizado um fluido aquoso polimérico, adensado com calcita micronizada, previamente formulado para aplicação em operações de amortecimento da pressão em poços. O fluido foi submetido a ensaios de filtração em condições de alta pressão e alta temperatura (HPHT), com o objetivo de avaliar seu desempenho frente a meios porosos com diferentes propriedades petrofísicas. Para isso, foram utilizados discos cerâmicos de aloxita com diferentes tamanhos médios de poros, simulando formações com distintas permeabilidades. Os testes foram conduzidos de forma progressiva, empregando discos homogêneos com poros médios de 190, 120, 55, 40, 20 e 10 µm (Figura 1), cujos valores de permeabilidade estão apresentados na Tabela 1.

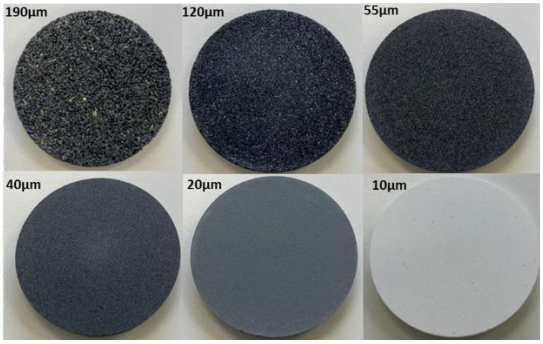


Figura 1: Discos cerâmicos de aloxita utilizados nos ensaios de filtração HPHT do fluido polimérico.

Tabela 2: Diâmetro médio de poros e permeabilidades dos discos utilizados nos ensaios de filtração HPHT (OFI Testing Equipment, 2025).

Disco (API)	Diâmetro Médio de Poros (µm)	Permeabilidade
190	190	*
120	120	40D
55	55	20D
40	40	8D
20	20	3D
10	10	775mD

A metodologia de filtração progressiva baseou-se no procedimento proposto por Vollmer e Alleman (2001) e foi executada da seguinte forma:

ISBN: 978-65-5222-057-8

1. Realizou-se inicialmente a filtração de água deionizada na célula do filtro prensa HPHT, à temperatura ambiente e pressão de 50 psi. O tempo necessário para que o volume total da célula (175mL) fosse filtrado através de cada disco foi cronometrado em cada caso.

2. Em seguida, foi conduzido o ensaio de filtração do fluido utilizando o mesmo disco cerâmico, à temperatura de 150°F e pressão de 300psi, com o objetivo de reproduzir a mesma condição de overbalance utilizada nos ensaios de dano à formação.

3. Foram registradas leituras do volume de filtrado a cada 5 minutos nos primeiros 30 minutos, e posteriormente em intervalos de 1 e 2 horas.

4. Após esse período, a célula foi resfriada, despressurizada e aberta.

5. Foi realizada a inversão da face do disco na célula, com o intuito de representar o sentido do fluxo da formação (fluxo reverso), após a operação na qual o poço é amortecido, e o fluido contido na célula foi substituído por água deionizada. O processo de filtração da água deionizada foi repetido, conforme descrito no item 1, verificando-se as alterações nas taxas de fluxo da água deionizada de cada disco em relação ao início do ensaio.

O objetivo dessa metodologia foi analisar o comportamento de filtração do fluido nos discos cerâmicos ao longo de 2 horas, fornecendo dados sobre o comportamento da filtração do fluido polimérico em diferentes permeabilidades. A variação na taxa de fluxo da água deionizada no disco cerâmico antes e após a filtração do fluido foi usada como indicativo dos possíveis danos à formação causados pelo fluido.

É importante destacar que essa metodologia não visou quantificar o dano à formação, mas sim indicar a influência do tamanho médio de poros da e permeabilidade do meio no comportamento da filtração no dano causado.

Além disso, foi realizada a secagem da água filtrada através do disco cerâmico danificado (item 5), em uma estufa de circulação de ar, sob temperatura de 100°C, com o intuito de quantificar a massa carreada pela água após o fluxo reverso. Esse parâmetro foi utilizado como indicativo da facilidade de remoção das partículas de fluido em função do tamanho médio de poros do disco.

Os volumes de filtrado foram reportados referentes a alíquotas de 350 mL de fluido. Assim, os valores apresentados correspondem ao dobro do volume observado na proveta durante os ensaios. Todos os testes foram realizados em duplicata.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos nos ensaios de filtração são apresentados nas Tabelas 2, 3 e 4. Na Tabela 2, estão indicadas as taxas de filtração da água deionizada para cada disco cerâmico utilizado no início do ensaio, permitindo a avaliação inicial das características de permeabilidade de cada disco.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Na Tabela 3, encontram-se os resultados da filtração progressiva do fluido polimérico, apresentando os volumes de filtrado acumulados ao longo do tempo para cada disco cerâmico.

Tabela 2 – Resultados obtidos pela filtração da água deionizada nos discos cerâmicos de aloxita com diâmetro médio de poros de 190, 120, 55, 40, 20 e 10µm.

Disco (API)	190µm	120µm	55µm	40µm	20µm	10µm
Tempo (s)	5	5	5	5	6	6

Tabela 3 – Volumes de filtrado obtidos na filtração progressiva do fluido polimérico nos discos cerâmicos de aloxita com diâmetro médio de poros de 190, 120, 55, 40, 20 e 10 µm.

Disco (API)	VF inicial	VF (5min)	VF (10min)	VF (15min)	VF (20min)	VF (25min)	VF (30 min)	VF (1h)	VF (2h)
190µm	*	-	-	-	-	-	-	-	-
120µm	80,0 mL	81,0 mL	82,0 mL	82,6 mL	85,0 mL	85,8 mL	86,0 mL	89,4 mL	94,4 mL
55µm	34,0 mL	37,0 mL	39,8 mL	40,2 mL	41,8 mL	42,8 mL	43,6 mL	47,0 mL	52,8 mL
40µm	6,4 mL	7,5 mL	8,3 mL	9,2 mL	10 mL	11,5 mL	12,3 mL	16,2 mL	22 mL
20µm	5,0 mL	5,2 mL	5,4 mL	5,9 mL	6,2 mL	6,9 mL	7,6 mL	12,2 mL	17,8 mL
10µm	4,7 mL	5,1 mL	5,7 mL	6,1 mL	6,6 mL	7,2 mL	7,8 mL	11,0 mL	16,0 mL

A partir dos resultados apresentados na Tabela 3, observa-se que os discos com maiores tamanhos médios de poros (190, 120, 55 e 40µm), permitiram que a água contida na célula fosse filtrada em um tempo de 5 segundos. Por outro lado, para os discos com menores tamanhos médios de poros (20 e 10µm), o tempo necessário foi de 6 segundos. Esses resultados indicam que, embora exista uma tendência de maior vazão nos discos com maiores tamanhos médios de poros, a diferença no tempo de fluxo foi mais pronunciada apenas para os discos de 20 e 10 µm, que possuem as menores permeabilidades. Isso sugere que, para discos com diâmetros de poro menores, a permeabilidade tem um impacto mais significativo na restrição do fluxo. Dessa forma, embora a permeabilidade aumente com o tamanho dos poros, a diferença no comportamento do fluxo da água sob pressão de 50psi é mais evidenciada nos discos com menor permeabilidade, como os de 20 e 10 µm.

Com base nos resultados obtidos para a filtração do fluido polimérico com os discos cerâmicos utilizados, apresentados na Tabela 3, verificou-se que, para disco de maior tamanho médio de poros (190µm), não houve controle da filtração (non-control), de modo que em menos de 4 segundos todo o conteúdo de fluido contido no interior da célula fluiu através do disco. Esse resultado indica que, para meios porosos com permeabilidade compatível à do disco de tamanho de poros de 190µm, o fluido não se mostrou capaz de controlar a filtração na condição de overbalance de 300 psi.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Para os outros discos utilizados, observa-se que, quanto maior o diâmetro médio dos poros, maior o volume de filtrado coletado. Para os discos de 120µm e 55µm, no início do ensaio, o jato inicial de fluido coletado (*spurt loss*) apresentava características visuais semelhantes às do próprio fluido-base, e não de um filtrado mais transparente, indicando que, nesse momento, o fluido passou sem significativa retenção de partículas. O volume inicial coletado foi maior para o disco de 120 µm (80,0mL) em comparação ao disco de 55µm (34,0mL). Após essa perda inicial de fluido, a filtração ocorreu de maneira controlada, com o volume subsequente apresentando uma aparência mais límpida.

Os registros fotográficos dos volumes de filtrado, apresentados na Figura 2, corroboram essas observações, evidenciando que a fração inicial coletada exibe características visuais do fluido-base.

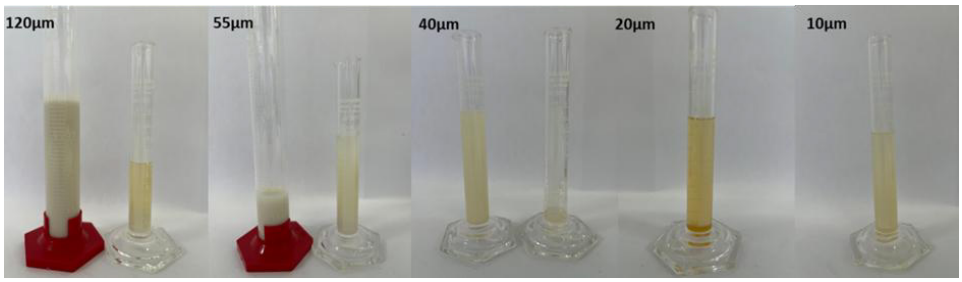


Figura 2: Registros fotográficos dos volumes de filtrado coletados após duas horas nos ensaios de filtração HPHT com diferentes discos cerâmicos.

Para as filtrações realizadas nos discos de 40, 20 e 10µm, a aparência do *spurt loss* apresentou-se mais límpida, indicando que houve obturação dos poros dos discos pelas partículas do fluido desde o início do ensaio. Os volumes iniciais obtidos foram de 6,4mL, 5,0mL e 4,7mL, respectivamente, conforme apresentado na Tabela 3.

O comportamento da filtração ao longo do tempo para todos os discos utilizados mostrou um controle progressivo, evidenciado pela redução gradativa na taxa de fluxo. Esse comportamento sugere que as partículas do fluido foram se acumulando de forma contínua sobre a superfície e nos poros dos discos, formando uma barreira filtrante que limitou progressivamente a perda de filtrado. Uma observação importante pode ser feita para os discos de 20µm (3D) e 10µm (775mD). Apesar do disco de 10µm apresentar menor diâmetro médio de poros e permeabilidade significativamente inferior à do disco de 20µm, a taxa de fluxo inicial foi ligeiramente maior no disco de 10µm. Esse fenômeno pode ser atribuído a uma menor uniformidade inicial na formação da barreira filtrante no disco de menor permeabilidade, resultando em menor eficiência de retenção de partículas nos primeiros momentos do ensaio. Contudo, após os primeiros 30 minutos de filtração, o disco de 10µm demonstrou um controle mais eficiente do filtrado, com um volume acumulado de filtrado de 16,0mL, inferior ao registrado para o disco de 20µm, que apresentou 17,8mL. Esse resultado reflete a formação mais consolidada e efetiva da barreira filtrante ao longo do tempo no disco de 10µm, destacando sua capacidade superior de restringir o escoamento em condições de maior compactação de partículas no meio poroso.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os resultados obtidos indicam que o fluido polimérico demonstra um controle eficaz da filtração em meios porosos com permeabilidade equivalente ou inferior à dos discos de 40µm (8D), prevenindo perdas significativas de fluido para a formação. Por outro lado, em formações com permeabilidades superiores, como as representadas pelos discos de 55µm (20D) e 120µm (40D), observa-se uma perda inicial de fluido antes do estabelecimento do controle de filtrado, sugerindo a existência de um limite crítico de permeabilidade para o desempenho otimizado do fluido. Esse efeito foi mais evidente no disco de 190 µm, cuja alta permeabilidade impediu o controle da filtração, permitindo a passagem total do fluido em pouco tempo.

Em meios mais permeáveis, como os discos de 55 µm e 120 µm, o fluido tende a invadir regiões mais profundas, aumentando o risco de dano à formação e dificultando a remoção do filtrado (Ezeakacha, Salehi e Hayatdavoudi, 2017). O controle mais eficiente foi observado em discos com porosidade igual ou inferior a 40 µm, onde a retenção ocorre mais próxima à superfície. Isso reforça a importância de formar um reboco superficial eficiente para limitar a invasão e minimizar danos (Caenn, Darley e Gray, 2017; Chiriac, 2014).

Como mostram as imagens da Figura 3, os discos de 55, 40, 20 e 10 µm formaram rebocos mais firmes e uniformes. Já no disco de 120 µm, a camada formada foi menos compacta e menos consistente.

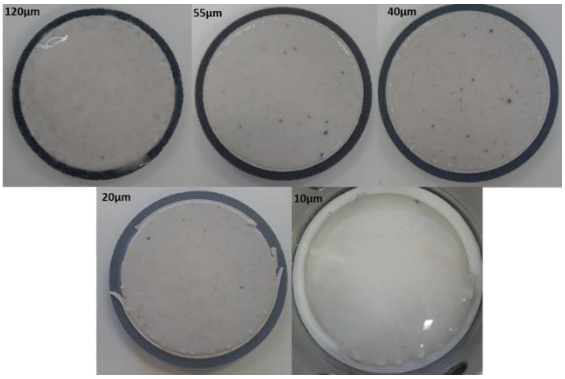


Figura 3: Aspecto visual do reboco formado nos discos cerâmicos após o ensaio de filtração HPHT do fluido polimérico.

A Tabela 4 apresenta os resultados da taxa de filtração da água deionizada nos discos após a realização do ensaio de filtração com o fluido polimérico. Ressalta-se que, o disco com diâmetro médio de poros de 190µm foi excluído das etapas posteriores, devido à ausência de controle da filtração do fluido durante o ensaio com o fluido.

Tabela 4 – Resultados obtidos pela filtração de água deionizada nos discos cerâmicos de aloxita com diâmetro médio de poros de 120, 55, 40, 20 e 10µm após os discos terem sido utilizados previamente no ensaio de filtração com o fluido polimérico.

Disco (API)	**120µm**	**55µm**	**40µm**	**20µm**	**10µm**
Tempo (s)	10	12	11	10	12

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os dados da Tabela 4 mostram que, após a filtração com o fluido, houve aumento expressivo no tempo de passagem da água deionizada, indicando redução da permeabilidade dos discos. Em geral, o tempo de filtração dobrou, sugerindo obstruções residuais ou alterações nos poros causadas pela interação com o fluido (Klungtvedt e Saasen, 2023). Esse efeito foi observado tanto em discos mais permeáveis, como o de 120 µm, quanto nos menos permeáveis, como os de 20 µm e 10 µm, sem relação linear clara entre permeabilidade inicial e intensidade da restrição.

Os dados da Tabela 4 mostram que, após a filtração com o fluido, o tempo necessário para passagem de água deionizada dobrou em discos como o de 120 µm e 10 µm, enquanto o de 20 µm teve aumento de 67%. Isso indica que a redução de permeabilidade não seguiu uma relação direta com a permeabilidade inicial, mas sim uma tendência geral de obstrução do meio, independentemente do tamanho de poros.

A Figura 4 apresenta os registros fotográficos da água coletada após a filtração através dos discos utilizados nos ensaios com o fluido polimérico. Antes da filtração da água, os discos foram posicionados com a face invertida, permitindo que o processo de filtração ocorresse no sentido reverso.

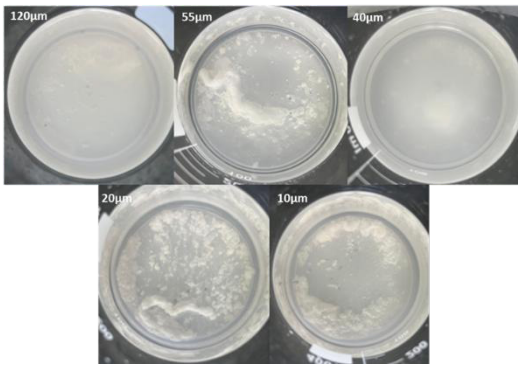


Figura 4 – Aspecto da água filtrada através do disco, após o ensaio de filtração.

A Tabela 5 apresenta o a massa residual obtida a partir da secagem do volume coletado a partir da filtração da água deionizada nos discos cerâmicos após a filtração do fluido polimérico (Figura 4).

Tabela 5 - Massa residual obtida após secagem do filtrado de água deionizada nos discos cerâmicos pós-filtração.

Disco	120µm	55µm	40µm	20µm	10µm
Massa Seca (g)	1,102	1,120	1,148	1,786	2,163

Com base nos resultados apresentados na Tabela 5, observa-se que, para os discos utilizados nesta etapa do estudo, à medida que o tamanho médio dos poros (e a permeabilidade) diminui, há uma tendência de aumento na massa coletada durante a filtração reversa com água deionizada. Para o disco de

ISBN: 978-65-5222-057-8

120µm, foi coletada uma massa de 1,102g, enquanto, para o disco de 10µm, esse valor foi de 2,163g. Esse comportamento sugere uma maior quantidade de material remobilizado nos discos de menor tamanho de poros.

Rahmati *et al.* (2024) destacam que, além da profundidade de invasão, a remobilidade do reboco é essencial para reduzir o dano à formação. Polímeros derivados naturais podem ser eficazes por formarem barreiras robustas e removíveis. Já Klungtvedt e Saasen (2022) relatam que sistemas com polímeros naturais combinados com carbonato de cálcio são eficientes, sobretudo na obturação de poros menores. Assim, os dados da Tabela 6 sugerem que discos com menor permeabilidade facilitam a remoção do reboco, indicando menor potencial de dano nesses meios.

Portanto, infere-se que, nos discos de menores tamanhos médios de poros utilizados neste estudo, os poros foram predominantemente obturados mais próximos à superfície. Essa característica resulta em uma maior concentração de massa do reboco na região superficial, o que facilita sua remoção pelo fluxo reverso durante a filtração da água deionizada, sendo um indicativo de um menor potencial de dano à formação.

CONCLUSÕES

Com o objetivo de analisar experimentalmente o comportamento da filtração de um fluido polimérico, frente a meios filtrantes com diferentes tamanhos médios de poros, pôde-se concluir que:

- O tamanho médio dos poros do disco cerâmico exerce uma influência significativa no comportamento da filtração do fluido polimérico estudado.
- Discos com porosidade média de 40 µm ou demonstraram um controle mais eficiente da filtração, permitindo apenas a passagem do filtrado e minimizando a perda de fluido. Em contrapartida, discos com porosidades superiores a 40 µm apresentaram uma perda inicial de fluido, além de volumes de filtrado mais elevados.
- Além disso, observou-se uma diminuição na taxa de fluxo da água deionizada após a passagem pelo disco cerâmico danificado pela filtração do fluido polimérico, evidenciada por um aumento no tempo médio de passagem da água (aproximadamente o dobro). No entanto, essa redução não foi significativamente distinta entre os discos de diferentes tamanhos de poros, indicando que a taxa de fluxo da água não sofreu variações expressivas e consistentes entre as amostras de porosidade distintas.
- A filtração de água no sentido reverso, realizada nos discos após a filtração do fluido, apontou uma tendência de aumento na massa removida conforme o tamanho médio dos poros dos discos diminuiu.

Portanto, infere-se que, nos discos com poros menores, a obturação ocorreu mais próxima à superfície, concentrando o reboco na região externa. Isso facilitou sua remoção pelo fluxo reverso, indicando menor potencial de dano à formação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a PETROBRAS, pelo apoio financeiro à pesquisa, por meio do projeto TC N° 0050.0120134.21.9.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAENN R.; DARLEY, H.C.H.; GRAY G. R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Gulf Professional Publishing, Ed. 7, p. 245-283, 2017.

CAI, J.; YU, B.; ZOU, M.; MEI, M. Fractal analysis of invasion depth of extraneous fluids in porous media. Chemical Engineering Science, v. 65, n. 18, p. 5178-5186, 2010.

CHIRIAC, A. Reservoir Drill-in Fluids, Completion and Workover Fluids. 2014. Dissertação de Mestrado. School of Engineering and Science (SES). Oil and Gas Technology, Aalborg University Esbjerg, Esbjerg, Denmark.

EZEAKACHA, C.; SALEHI, S.; HAYATDAVOUDI, A. Experimental study of drilling fluid's filtration and mud cake evolution in sandstone formations. Journal of Energy Resources Technology, v. 139, p. 022912, 2017.

EZELL, R.G.; EZZAT, A.M.; TURNER, J.K.; WU, J.J. New Filtration-Control Polymer for Improved Brine-Based Reservoir Drilling-Fluids Performance at Temperatures in Excess of 400°F and High Pressure. In: SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, USA, 2010.

FANG, Q.; ZHAO, X.; SUN, H.; WANG, Z.; QIU, Z.; SHAN, K.; REN, X. Formation-damage mechanism and gel-breaker-free drill-in fluid for carbonate reservoir. Gels, 2022.

KLUNGTVEDT, K. R.; SAASEN, A. Invasion of $CaCO_3$ particles and polymers into porous formations in presence of fibres. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 215, Part A, p. 110614, 2022.

KLUNGTVEDT, K. R.; SAASEN, A. The Role of Particle Size Distribution for Fluid Loss Materials on Formation of Filter-Cakes and Avoiding Formation Damage. Journal of Energy Resources Technology, v. 145, n. 4, p. 1-13, 2023.

MAGZOUB, M. I.; SALEHI, S.; HUSSEIN, I. A.; NASSER, M. S. Investigation of filter cake evolution in carbonate formation using polymer-based drilling fluid. ACS Omega, v. 6, n. 9, p. 6231–6239, 2021.

OFI TESTING EQUIPMENT, INC. Ceramic Filter Disks. Ofite, 2025. Disponível em: https://www.ofite.com/knowledgebase/ceramic-filter-disks. Acesso em: 16 jan. 2025.

RAHMATI, M.; KHOSRAVI, M.; TANHA, A. A.; ALBAJALAN, A. R. Evaluation of formation damage and filter cake removal with a new LPM drilling fluid additive. Results in Engineering, v. 23, p. 102656, 2024.

VOLLMER, D. P.; ALLEMAN, D. J. HEC No Longer the Preferred Polymer. In: SPE Oilfield Chemistry held in Houston, Texas, 2001.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AVALIAÇÃO DA INCRUSTAÇÃO DE $BaSO_4$ EM ESCOAMENTO REATIVO – EFEITOS DO NÍVEL DE SUPERSATURAÇÃO, COPRECIPITAÇÃO COM $CaCO_3$, TEMPERATURA E PH DO MEIO REACIONAL

Wagner Aldeia[1], Vitória Silva Lourenço[1], Mayra Fernanda de Souza Menezes[1], Gabriel Nunes Rodrigues[1], Caique Marques Mattos[1], André Leibsohn Martins[2], Helga Elisabeth Pinheiro Schluter[2], Bruno Barbosa Castro[2]

[1]*Instituto de pesquisas tecnológicas - IPT, waldeia@ipt.br;*
[2]*Petrobras / CENPES Ilha do Governador, helga@petrobras.com.br.*

RESUMO

Este trabalho teve como objetivo avaliar o impacto nas taxas de incrustação de $BaSO_4$ em escoamento reativo em diferentes cenários: temperatura, pH, com e sem coprecipitação de $CaCO_3$ e nível de supersaturação. As taxas de incrustação de $BaSO_4$ foram avaliadas em um reator que permite a observação interna da incrustação, bem como a quantificação e caracterização das partículas incrustadas na superfície. A precipitação ocorreu a partir da mistura de duas soluções fornecedoras de íons catiônicos e aniônicos, nas temperaturas de 40, 60, 70 e 80 ºC, em supersaturações para $BaSO_4$ variando de 50 a 600 mg/L e supersaturações para $CaCO_3$ variando de 0 a 2.500 mg/L. Todas as avaliações foram realizadas em pH's em torno de 5 (com CO_2) ou 7 (sem CO_2). As variações foram devidas a diferentes composições da água do fundo do poço e, em alguns casos, as supersaturações para $BaSO_4$ e $CaCO_3$ foram obtidas por variações em íons específicos nas salmouras. Os resultados obtidos mostraram que as taxas de incrustação são semelhantes, independentemente do pH, sem coprecipitação e até níveis de supersaturação para barita de aproximadamente 200 mg/L, e um aumento na taxa de incrustação em pH 5, com maiores supersaturações. Em um sistema sem coprecipitação e pH 7, o aumento da temperatura leva a um ligeiro aumento na taxa de incrustação e, em pH 5, o aumento da temperatura impacta no aumento da taxa de incrustação. Se ocorrer coprecipitação, em ambos os pHs avaliados, há um aumento na taxa de incrustação com o aumento da temperatura entre 40 e 60 ºC, sendo observada uma redução na taxa de incrustação em temperatura de 70 ºC. A partir dos resultados observados, conclui-se que a taxa de incrustação do $BaSO_4$ é dependente das condições operacionais do poço de extração. É expectativa que, embora longe de uma contribuição definitiva sobre o assunto, que se tenha aqui informações básicas para desenvolvimentos futuros.

Palavras-chave: Incrustação, Sulfato de bário, Supersaturação.

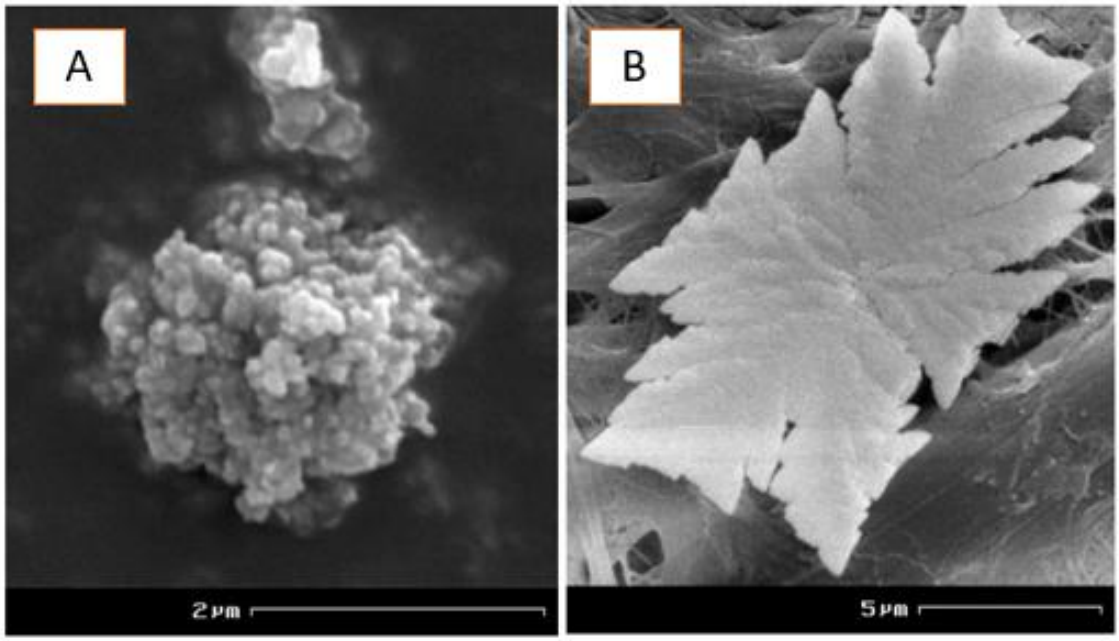
ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O sulfato de bário ($BaSO_4$) é um dos sais inorgânicos com maior potencial de incrustação em extração de petróleo. Além disso, é resistente a limpezas tradicionais, sendo necessárias paradas de produção e uso de agentes químicos quelantes para a solubilização e remoção do material incrustado. Diante deste fato, torna-se importante avaliar quais características impactam na sua precipitação, seu potencial de incrustação e variações morfológicas (KANG, etl al., 2025).

O trabalho de Baldyga; Jasínka; Orciuch, (2003) avaliou os efeitos de aglomeração durante a precipitação de sulfato de bário em reator tubular de 4 m de comprimento, em temperatura de 298 K, variando o Nº de Reynolds de 20.000 a 70.000. Avaliando supersaturação alta (concentração da solução de Na_2SO_4= 0,12 kmol/m³ e concentração da solução de $BaCl_2$= 1 kmol/m³) e supersaturação baixa (concentração da solução de Na_2SO_4= 0,015 kmol/m³ e concentração da solução de $BaCl_2$= 0,1 kmol/m³), as partículas precipitadas foram levadas a microscopia eletrônica de varredura (MEV), onde foi observada a diferença no hábito cristalino do material precipitado. A **Figura 1** apresenta as partículas precipitadas em função do nível de supersaturação.

Figura 1 – Partículas de barita precipitadas em alta supersaturação (a) e baixa supersaturação (b)



Fonte: Baldyga; Jasínka; Orciuch, 2003

Segundo Kelland et al., 2011, a precipitação de sulfato de bário pode receber influência também de outros íons da solução, principalmente em relação a íons de cálcio, reduzindo sua a precipitação. A adsorção de íons de cálcio na superfície do sulfato de bário pode promover

ISBN: 978-65-5222-057-8

um envenenamento e impedir a precipitação adicional de sulfato de bário e que a formação de $CaSO_4$ pode reduzir a concentração disponível de sulfato e, portanto, a supersaturação da solução em relação ao sulfato de bário.

A incorporação de íons de cálcio na rede aumentando a energia livre interna do cristal (ao incorporar íons estranhos, o cristal contém mais defeitos e/ou tensão e, portanto, é menos estável e, consequentemente, mais solúvel) (AZAZA, et al., 2017).

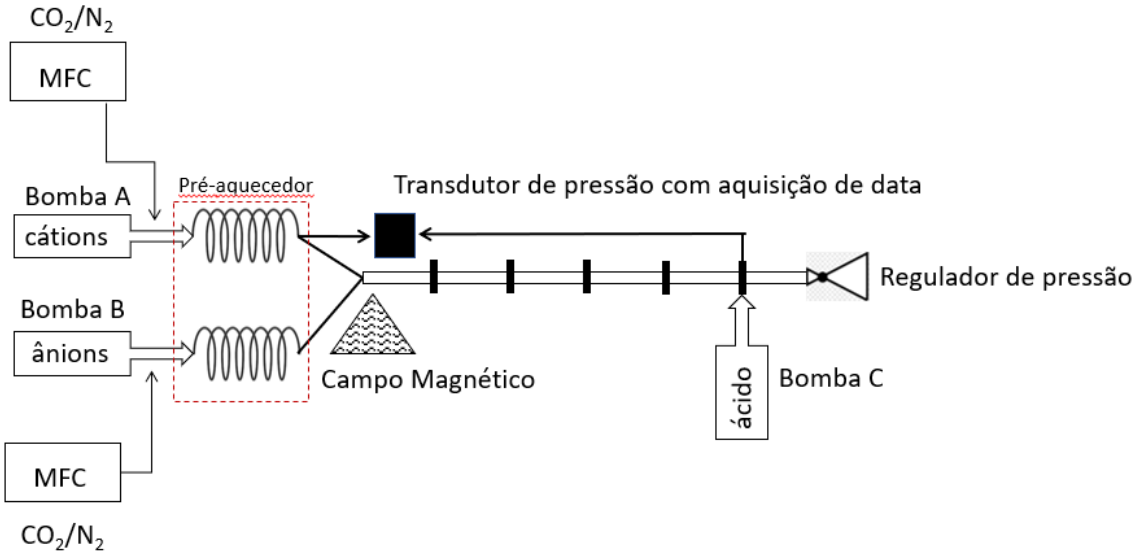
Este trabalho visou avaliar os efeitos da temperatura na coprecipitação de sulfato de bário e carbonato de cálcio buscando identificar os possíveis efeitos em relação a diferentes supersaturações de cada composto precipitado, e os efeitos na incrustação.

METODOLOGIA

Para avaliar a incrustação de sulfato de bário em diferentes condições, os ensaios foram realizados em temperaturas de 40, 60, 70 e 80 ºC, com e sem a adição de CO_2 na corrente. O CO_2 foi adicionado à corrente com vazão total de 74 mL/min. A vazão total das soluções foi de 270 mL/min. e os experimentos realizados em pressão ambiente. Foram observados pH's das correntes em dois níveis, sendo 5 quando da adição de CO_2 e 7 sem a adição de CO_2.

Foi empregado um reator bipartido para a observação interna e acompanhamento de massa incrustada ao longo do reator. O reator com diâmetro interno de 3,3 mm e um comprimento total de 2 m foi seccionado de 40 em 40 cm para acompanhar a massa incrustada ao longo da reação. A **Figura 2** apresenta um esquema simplificado do aparato experimental empregado.

Figura 2 – Esquema simplificado do aparato experimental empregado



ISBN: 978-65-5222-057-8

As soluções utilizadas no processo simularam as composições de águas de poços de extração de petróleo como apresentado na **Tabela 1**. A **Tabela 2** apresenta os dados de supersaturação estimados a partir das massas precipitáveis por balanço estequiométrico, não sendo determinadas para as condições dos ensaios. As reações foram realizadas a partir da separação dos reagentes em duas soluções (catiônica e aniônica) e, antes de serem misturadas na entrada do reator, foram preaquecidas até a temperatura do ensaio, perfazendo uma vazão total de alimentação de 270 mL/min. Quando da adição de CO_2, o mesmo foi injetado nas duas correntes imediatamente após o bombeamento das soluções.

Os experimentos foram conduzidos em triplicata e com dois diferentes procedimentos experimentais: o primeiro onde a massa total das paredes foi determinada após secagem (massa aderida e massa incrustada) e o segundo, onde foram removidas as partículas fracamente depositadas, permanecendo apenas as partículas incrustadas.

Tabela 1 – Composição iônica das águas utilizadas para as avaliações

	Composição das águas (mg/L)								
Águas	**Na^+**	**K^+**	**Mg^{2+}**	**Ca^{2+}**	**Sr^{2+}**	**Ba^{2+}**	**Cl^-**	**SO_4^{2-}**	**HCO_3^-**
1	17803	263	505	674	92	30	28054	1456	396
2	17803	263	505	674	92	30	28054	1456	0
3	17803	263	505	674	92	30	28054	1456	94
4	17803	263	505	674	92	384	28054	1456	396
5	17803	263	505	674	92	58	28054	1456	396
6	29253	348	1138	2362	216	116	51192	1422	0
7	29253	348	1138	2362	216	116	51192	1422	94
8	29253	348	1188	2362	216	384	51192	1422	0
9	29253	348	1138	2362	216	384	51192	1422	94

Tabela 2 – Dados de massas precipitáveis a partir de balanço estequiométrico

Águas	***SS $CaCO_3$ mg/L***	***SS $BaSO_4$ mg/L***	***SS $CaCO_3$ mg/h***	***SS $BaSO_4$ Mg/h***
1	324,8	51,0	5261,4	825,9
2	0,0	51,0	0,0	825,9
3	77,1	51,0	1248,9	825,9
4	324,8	652,6	5261,4	10571,7
5	324,8	98,6	5261,4	4596,8

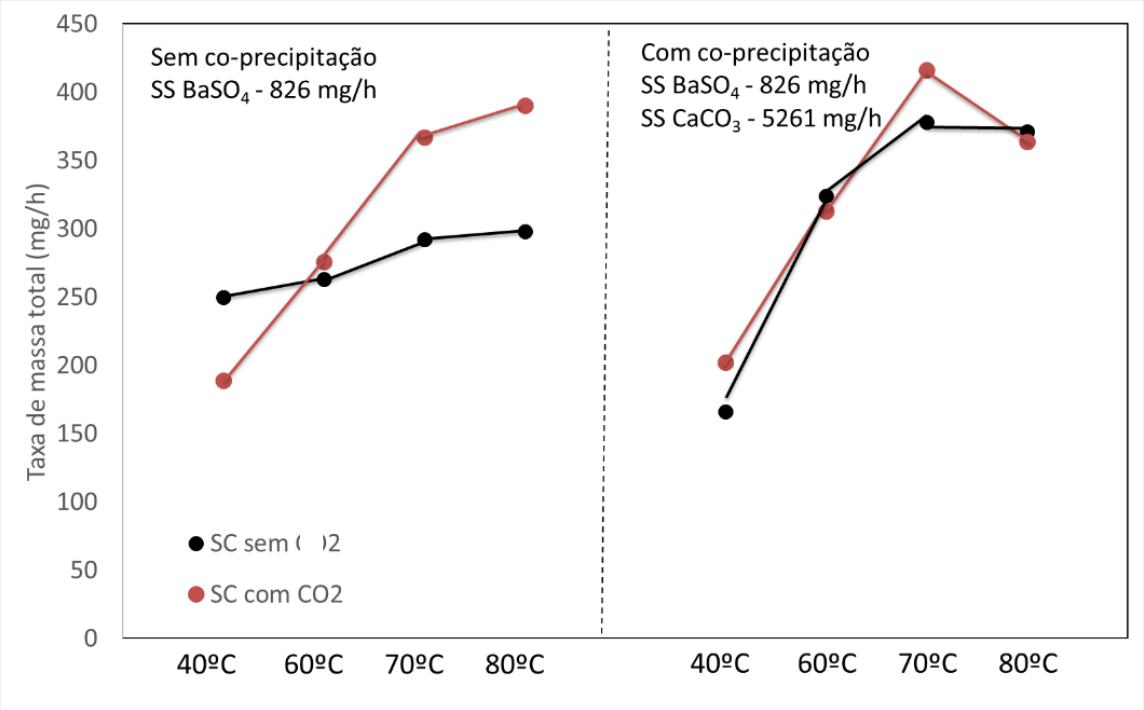
ISBN: 978-65-5222-057-8

6	0,0	197,1	0,0	3154,1
7	77,1	197,1	1248,9	3193,5
8	0,0	652,6	0,0	10571,7
9	77,1	652,6	1248,9	10571,7

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos nas avaliações da massa total e massa incrustada dos ensaios realizadas com águas das composições 1 e 2, com e sem coprecipitação de sulfato de bário e carbonato de cálcio, com variação das temperaturas de ensaios e com e sem a injeção de CO_2 na corrente reativa estão apresentados na **Figura 3** referente a massa total das paredes internas do reator e da massa incrustada, e na **Figura 4** as massas referentes às partículas não removidas, sendo consideradas partículas incrustadas.

Figura 3 – Massas totais das paredes internas do reator determinadas nos ensaios com Água 1 e Água 2.

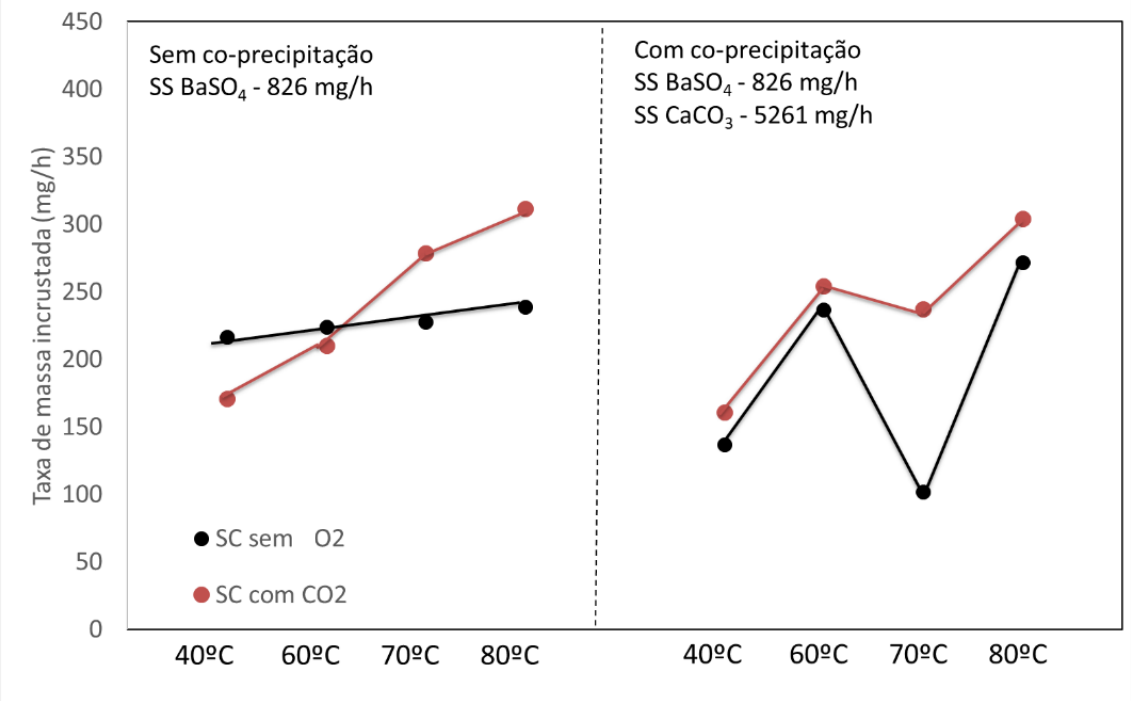


Como pode ser observado nas figuras, sem coprecipitação, tanto sem CO_2 quanto com, tanto as massas totais quanto as massas incrustadas aumentam com o aumento da temperatura. Considerando que somente a formação do sulfato de bário ocorre, este comportamento indica um aumento da cinética com o aumento da temperatura, porque a solubilidade da barita quase não se altera com a temperatura. Pode ser observado ainda que ocorre a formação de partículas sem incrustação, considerando a menor massa identificada.

ISBN: 978-65-5222-057-8

No caso sem a coprecipitação é possível dizer também que o aumento da cinética pode ser compravado pela diminuição do tempo de indução da barita que segundo He; Oddo e Tomson (1995) pode reduzir cerca de 80% de uma temperatura de 40 ºC para 80ºC, fazendo com que se precipite mais com o tempo de indução reduzido dado ao baixo tempo de residência da solução no reator de 3,8 segundos.

Figura 4 – Massas incrustadas nas paredes internas do reator determinadas nos ensaios com Água 1 e Água 2.

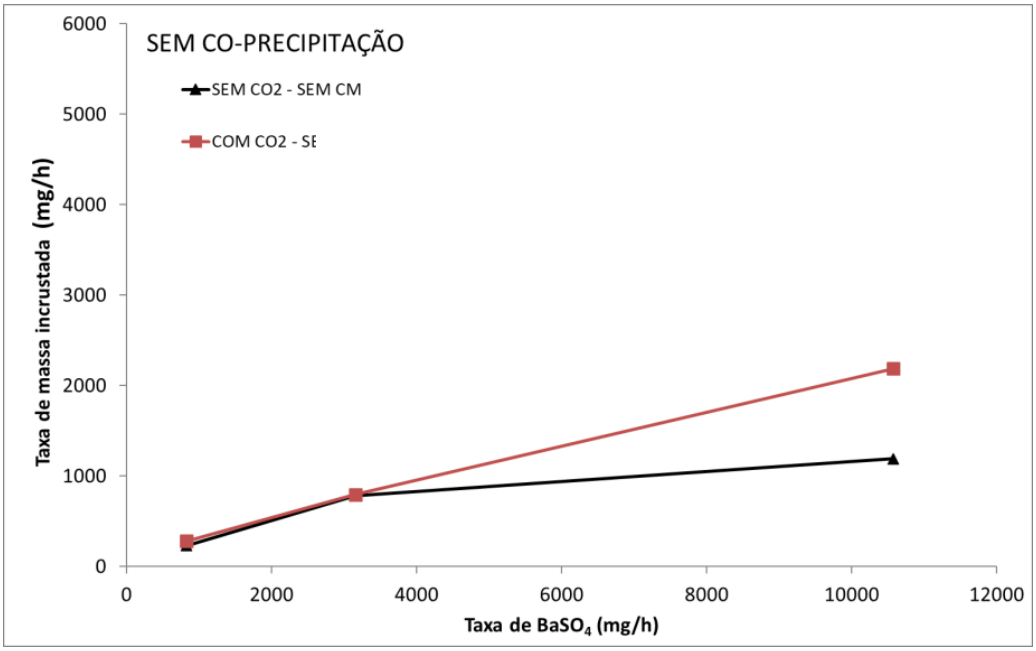


Avaliando a incrustação quando ocorre a coprecipitação, observa-se que em temperatura de 40 ºC sem a adição de CO_2, tanto a massa total quanto a massa incrustada são reduzidas, indicando que a coprecipitação favorece a formação de partículas não incrustantes. Em temperaturas superiores, a massa incrustada é ligeiramente superior, com exceto em temperatura de 70 ºC, onde se verifica uma incrustação inferior, provavelmente provocada pela mudança de fase do carbonato de cálcio (Kawano, 2009). Com adição de CO_2, não se observam alterações significativas com relação aos resultados sem a adição de CO_2, possivelmente pelo fato da solubilização do carbonato de cálcio como bicarbonato de cálcio.

Uma avaliação dos efeitos na incrustação do sulfato de bário em diferentes níveis de supersaturação foi efetuada, tanto com a adição de CO_2 quanto sem, e os resultados de taxas de massas incrustadas estão apresentados na **Figura 5** (sem coprecipitação – Águas 2, 6 e 8), e na **Figura 6** as taxas de massas incrustadas com coprecipitação, com taxa de massa precipitável de carbonato de cálcio de 1.247 mg/h (Águas 3, 7 e 9). A **Figura 7** apresenta avaliações semelhantes, no entanto com taxa de massa precipitável de carbonato de cálcio de 5.087 mg/h e uma supersaturação intermediária para o sulfato de bário (Águas 1, 4 e 5).

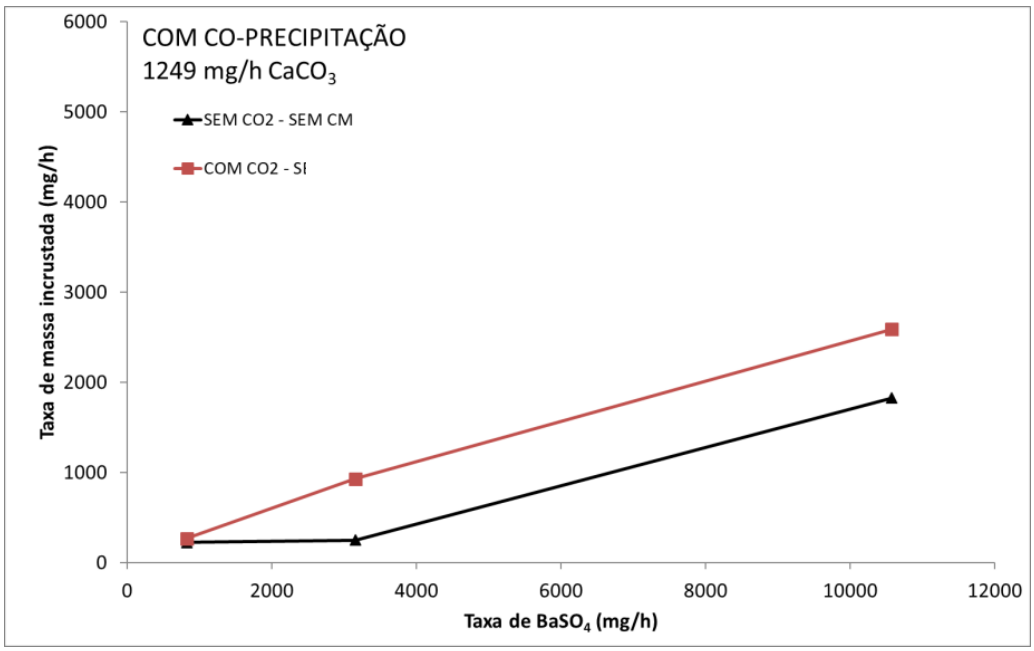
ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 5 – Taxa de massa incrustada a partir da variação da supersaturação de sulfato de bário sem coprecipitação de CaCO3



Pode ser observado que, com adição do CO_2 na corrente, as massas incrustadas são semelhantes tanto com quanto sem o processo de coprecipitação. Sem coprecipitação, a ausência do CO_2 reduz a massa incrustada em supersaturação elevada do sulfato de bário.

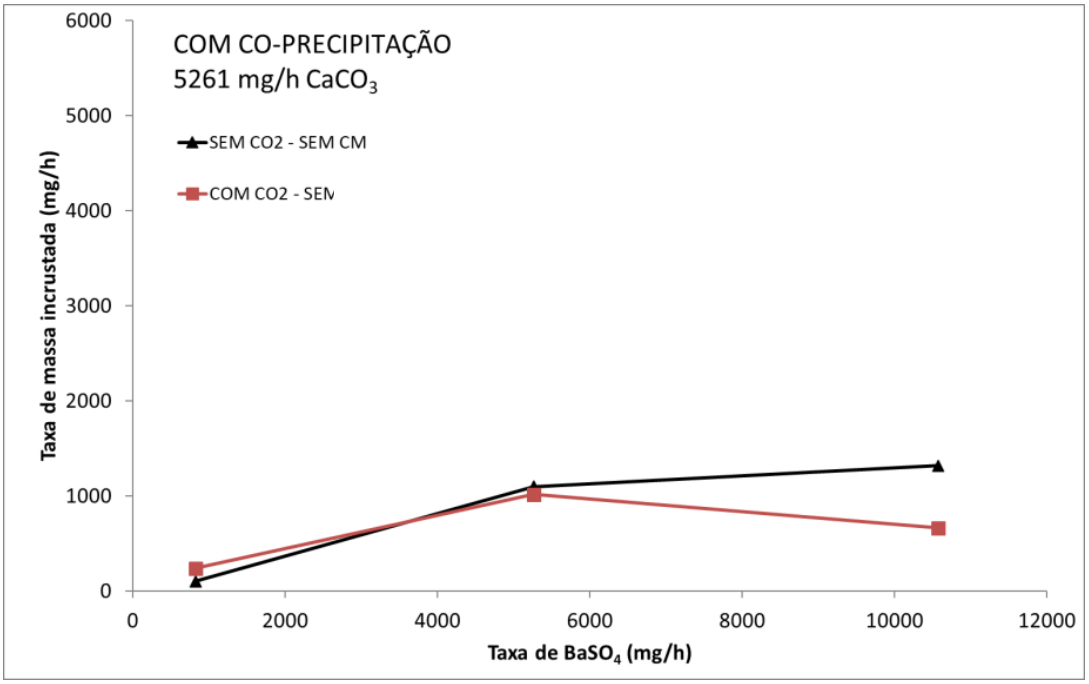
Figura 6 – Taxa de massa incrustada a partir da variação da supersaturação de sulfato de bário com coprecipitação de CaCO3 (1.248 mg/h)



ISBN: 978-65-5222-057-8

A coprecipitação de sulfato de bário com carbonato de cálcio apresentou efeitos positivos sem a adição de CO_2 para as menores supersaturações e um aumento da massa incrustada, em supersaturação elevada uma maior massa incrustada pode ser verificada.

Figura 7 – Taxa de massa incrustada a partir da variação da supersaturação de sulfato de bário com coprecipitação de CaCO3 (5.261 mg/h)



Pode ser verificado na **Figura 6** que um aumento da taxa de precipitação do sulfato de bário de aproximadamente 3.200 mg/h para aproximadamente 4.600 mg/h pouco teve efeito sobre as massas incrustadas, tanto com quanto sem a adição do CO_2 na corrente quando comparado aos resultados obtidos sem coprecipitação, no entanto se observa um aumento de massa quando com coprecipitação. No entanto, o aumento da taxa de carbonato de cálcio promoveu uma redução das massas incrustadas, tanto com quanto sem a adição do CO_2.

CONCLUSÕES

Os resultados apresentados referem-se a uma avaliação preliminar das condições e efeitos na incrustação de sulfato de bário.

Como observado nos resultados apresentados, a taxa de incrustação do sulfato de bário nas paredes internas do reator depende das condições operacionais dos experimentos, sendo dependente de vários fatores, tais como temperatura, pH (com e sem a presença de CO_2 na corrente), supersaturação do sulfato de bário, coprecipitação com carbonato de cálcio, relação entre massas precipitáveis de sulfato de bário e carbonato de cálcio, etc.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Embora não avaliado neste trabalho, deve-se considerar outros e maiores níveis de pH do meio, através da adição do CO_2 em diferentes vazões como também em diferentes níveis de pressão.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras e CNPq pelo apoio financeiro e ao Laboratório de Processos Químicos e Tecnologia de Partículas do IPT pela infraestrutura e colaboração na execução dos ensaios.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AZAZA, Hanen, DOGGAZ, Amira, MECHI, Lassaad, OPTASANU, Virgil, Tlili, Mohamed, BEM AMOR, Mohamed. Synthesis of intermediate crystal $Ba_{1-x}Ca_xSO_4$ system via co-precipitation of $BaSO_4$-$CaSO_4$ and partial hindrance of gypsum formation. Desalination and Water Treatment 66 (2017) 80–87.

BALDYGA, Jerzy; JASINKA, Magdalena; ORCIUCH, Wojciech. Barium Sulphate agglomeration in a pipe – Na experimental study and CFD Modeling. Chem. Eng. Tecnhol. 26 (2003) 3.

HE, S.; ODDO, J. E; TOMSON, M. B. The nucleation kinetics of barium sulfate in NaCl solutions up to 6 m and 90ºC. Journal of colloid and interface Science 174, 319-326 (1995).

KANG, X.; LI, M.; CEN, Z.; HAN, D.; TANG, W.; GONG, J.; WANG, J..Effects of natural inhibitors-modified superhydrophobic coatings on BaSO4 scaling and the associated surface interaction Surfaces and Interfaces - Volume 56, 1 January 2025,105653.

KAWANO, J., SHIMOBAYASHI, N., MIYAKE, A., KITAMURA, M. (2009) “Precipitation Diagram Of Calcium Carbonate Polymorphs: Its Construction And Significance” Journal Of Physics: Condensed Matter 21 (2009) 425102.

KELLAND, Malcolm A. Effect of Various Cations on the Formation of Calcium Carbonate and Barium Sulfate Scale with and without Scale Inhibitors. dx.doi.org/10.1021/ie2003494 | Ind. Eng. Chem. Res. 2011, 50, 5852–5861.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AVALIAÇÃO DAS FORÇAS DE ADESÃO DE CARBONATO DE CÁLCIO INCRUSTADAS EM AÇO INOXIDÁVEL AISI 304 POR TESTES TRIBOLÓGICOS

Thiago Marques e Silva Slompo[1], Felipe Barboza Pereira[1], Vitória Silva Lourenço[2], Wagner Aldeia[2], Silvio Luiz de Mello Junqueira[1], Giuseppe Pintaude[1].

[1]Research Center for Rheology and Non Newtonian Fluids – CERNN | Federal University of Technology – Parana, thiagoslompo@alunos.utfpr.edu.br[1], felipepereira@utfpr.edu.br[1], silvio@utfpr.edu.br[1], pintaude@utfpr.edu.br[1].
[2]Technological Research Institute – IPT, vitoriasilva@ipt.br[2], waldeia@ipt.br[2].

RESUMO

A formação de incrustações minerais em superfícies metálicas, como o carbonato de cálcio ($CaCO_3$), é um problema recorrente em setores industriais, podendo comprometer a eficiência de equipamentos e elevar os custos de operação e manutenção. Este estudo tem como objetivo avaliar a adesão de incrustações salinas de $CaCO_3$ sobre superfícies de aço inoxidável AISI 304 por meio de ensaios tribológicos de riscamento, conforme a norma ASTM C1624. As incrustações foram obtidas em reator tubular aquecido, operando com vazão controlada de 270 g/min e soluções preparadas a partir de $CaCl_2$ e $NaHCO_3$, sob diferentes condições de temperatura (45 °C e 60 °C), tempo de deposição (30, 45 e 60 minutos) e composição da água. Foram incrustadas 45 amostras de aço inoxidável com dimensões de 30×6×0,5 mm. A massa incrustada foi determinada pela diferença de pesagem antes e após o experimento, e as camadas formadas foram analisadas por microscopia óptica. Os ensaios de riscamento revelaram que camadas mais espessas e rugosas apresentaram maior resistência à remoção, exigindo forças superiores a 30 N para rompimento completo, evidenciando forte adesão mecânica. Diferenças morfológicas observadas entre cristais de calcita e aragonita também tiveram influência significativa nos resultados. Os resultados obtidos mostram que existe uma correlação entre os parâmetros de deposição e a força crítica necessária para a remoção da incrustação. Como próximas etapas, serão realizados novos ensaios de riscamento, avaliando os efeitos do tempo, temperatura e composição da solução na adesão. Esses resultados contribuem para o entendimento dos mecanismos de incrustação e para o desenvolvimento de estratégias eficazes de mitigação em ambientes industriais.

Palavras-chave: adesão de incrustações, carbonato de cálcio, riscamento, aço inoxidável AISI 304

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A formação de incrustações minerais em superfícies metálicas é um fenômeno recorrente em diversos setores industriais, especialmente nas indústrias de petróleo, petroquímica, mineração e sistemas de geração de energia. Entre os principais compostos responsáveis por esse fenômeno, o carbonato de cálcio ($CaCO_3$) se destaca devido à sua elevada tendência de precipitação em ambientes aquosos supersaturados, causando sérios problemas operacionais. As incrustações podem provocar perda de eficiência térmica, aumento do consumo energético, obstrução de linhas, desgaste acelerado de componentes e aumento dos custos de manutenção e operação (Hamid *et al.*, 2016).

A aderência dos depósitos minerais sobre superfícies metálicas é governada por uma combinação de fatores físico-químicos, mecânicos e morfológicos. Dentre eles, destacam-se a rugosidade da superfície, a composição química do meio, o tempo de exposição e as condições hidrodinâmicas (Neubauer *et al.*, 2022). No entanto, compreender quantitativamente os mecanismos de adesão, bem como as forças necessárias para promover a remoção desses depósitos, ainda representa um desafio, tanto do ponto de vista experimental quanto numérico. Dentro desse contexto, os ensaios tribológicos surgem como uma ferramenta eficaz para a caracterização das forças envolvidas nos processos de adesão e desgaste (Pintaude e Lepienski, 2019). Testes como a microabrasão por esfera rotativa (caloteste) e o riscamento (esclerometria linear) são amplamente empregados na análise de filmes finos, revestimentos e tratamentos superficiais, proporcionando dados quantitativos sobre resistência mecânica, aderência e desgaste em escala micrométrica (Gant e Gee, 2010).

Este trabalho tem como objetivo avaliar a força de adesão de incrustações de carbonato de cálcio formadas sobre superfícies de aço inoxidável AISI 304. As amostras foram preparadas sob diferentes condições de deposição, variando-se tempo de formação das incrustações, a composição da solução aquosa e a temperatura no reator. Através da aplicação dos ensaios de riscamento, busca-se estabelecer relações entre a espessura da camada incrustada, as características da superfície e as forças críticas associadas ao processo de falha adesiva. Os resultados obtidos visam contribuir para o entendimento dos mecanismos de adesão mineral em superfícies metálicas, fornecendo subsídios técnicos para o desenvolvimento de materiais, tratamentos e estratégias de mitigação mais eficientes em sistemas sujeitos à incrustação.

METODOLOGIA

A primeira etapa da metodologia consiste na formação controlada de incrustações de carbonato de cálcio ($CaCO_3$) sobre amostras metálicas de aço inoxidável AISI 304. Para isso, foi utilizado um reator tubular com diâmetro interno de 6 mm, especialmente projetado para simular o processo de deposição mineral em condições de escoamento. O reator é segmentado em

ISBN: 978-65-5222-057-8

cinco seções ao longo do seu comprimento, permitindo o posicionamento de amostras em diferentes pontos da linha do escoamento, conforme representado na Figura 1.

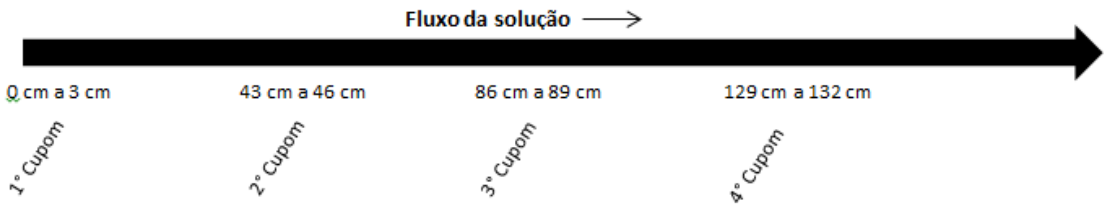


Figura 1 – Dimensão das seções do reator e esquema de posicionamento das amostras.

Durante o experimento, o reator foi aquecido até temperatura previamente definida, simulando condições típicas de processos industriais sujeitos à incrustação. A solução salina, composta por $CaCl_2$ e $NaHCO_3$, foi injetada no sistema a uma vazão constante de 270 g/min, de modo a promover a reação química de precipitação do carbonato de cálcio diretamente sobre a superfície das amostras. As amostras foram distribuídas nas seguintes posições ao longo do reator: 0 a 3 cm (1ª amostra), 43 a 46 cm (2ª amostra), 86 a 89 cm (3ª amostra) e 129 a 132 cm (4ª amostra). Essa configuração experimental tem como objetivo avaliar o efeito da saturação da solução ao longo do comprimento do reator sobre a quantidade de material incrustado e, consequentemente, sobre a força de adesão das partículas.

Após o término do processo de deposição, as amostras foram submetidas a análises superficiais por microscopia óptica, com o intuito de caracterizar morfologicamente as camadas formadas, avaliar a distribuição de partículas aderidas e identificar possíveis variações no tamanho dos grãos em função da posição no reator. Esta etapa é fundamental para estabelecer a correlação entre as condições de formação da incrustação e o desempenho mecânico das camadas depositadas nas etapas subsequentes dos ensaios tribológicos.

O ensaio de riscamento foi realizado conforme os procedimentos descritos na norma ASTM C1624 – 05, que estabelece o método padrão para determinação da resistência adesiva e dos modos de falha mecânica de revestimentos cerâmicos. Embora originalmente desenvolvido para filmes finos e revestimentos cerâmicos, este método é amplamente aplicável para avaliar a adesão de camadas minerais depositadas sobre superfícies metálicas.

O procedimento consiste em movimentar um penetrador de diamante, com geometria Rockwell C (cone de 120° e raio de ponta de 200 µm), sobre a superfície da amostra, aplicando uma carga normal que varia linearmente ao longo de uma trajetória definida. A carga aplicada se inicia

ISBN: 978-65-5222-057-8

em um valor mínimo, denominado pré-carga, e cresce progressivamente até um valor máximo previamente determinado, enquanto o deslocamento horizontal permanece constante.

Durante o ensaio, são gerados esforços normais e tangenciais entre o penetrador e a camada incrustada, resultando na indução de tensões que podem provocar diferentes modos de falha, como trincas coesivas, desplacamento, esfoliação ou delaminação. A identificação do ponto de falha adesiva ou coesiva é feita por meio de análise óptica da trilha do risco, utilizando microscopia, e, opcionalmente, por monitoramento dos sinais de emissão acústica e força tangencial. O parâmetro mais relevante obtido no ensaio é a carga crítica (LC), correspondente ao valor da força normal no qual ocorre o primeiro dano característico na interface ou no corpo do material depositado. O método permite, portanto, avaliar de forma quantitativa a resistência prática da adesão das incrustações de carbonato de cálcio sobre a superfície metálica.

Os testes foram conduzidos com os seguintes parâmetros: taxa de aplicação de carga de 10 N/min, velocidade de deslocamento horizontal de 10 mm/min e comprimento da trilha de 10 mm, valores definidos segundo recomendações da própria norma ASTM C1624. Ao final dos testes, as trilhas foram inspecionadas para determinação da carga crítica associada ao início de falhas adesivas, buscando correlacionar esses resultados com as características das camadas formadas no processo de incrustação.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Antes da realização dos ensaios de riscamento, foi conduzida uma etapa de caracterização da rugosidade das amostras metálicas, com o objetivo de avaliar a influência do acabamento superficial na aderência do carbonato de cálcio às superfícies de aço inoxidável AISI 304. Para isso, foram selecionadas aleatoriamente (dentre as 45 amostras) três amostras metálicas (denominadas A, B e C), cujas superfícies foram analisadas utilizando um rugosímetro Sutronic S-128 (Figura 2).

ISBN: 978-65-5222-057-8



Figura 2 - Medidor de rugosidade superficial Sutronic S - 128.

As medições foram realizadas com distância de varredura de 3 mm, filtro gaussiano com comprimento de corte de 0,25 mm e altura de avaliação de 10 µm. O parâmetro avaliado foi o desvio médio aritmético do perfil de aspereza (Ra), considerado uma medida padrão da rugosidade. Cada amostra foi analisada em dois lados (frente e verso), com três leituras por lado. A incerteza do equipamento é de ±(2% + 0,004 µm), conforme especificações do fabricante.

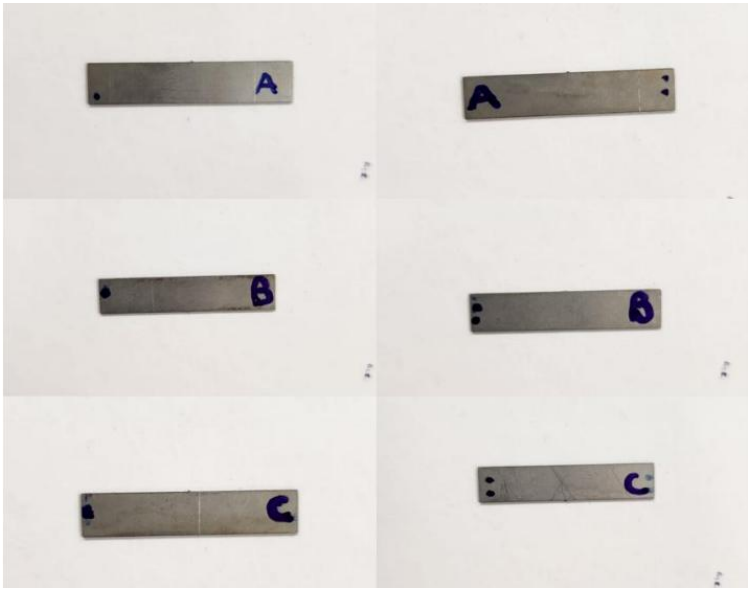


Figura 3 - Amostras de aço inoxidável AISI 304 submetidas ao teste de rugosidade.

Os resultados médios obtidos para as amostras foram os seguintes: Amostra A apresentou valores de Ra de 0,0805 µm no lado 1 e 0,0845 µm no lado 2; Amostra B apresentou 0,1206 µm e 0,1268 µm, respectivamente; e

ISBN: 978-65-5222-057-8

Amostra C, 0,1330 µm e 0,1260 µm. A média geral das medições foi de 0,1114 µm para o lado 1 e 0,1125 µm para o lado 2.

Tabela 1 - Resultados para as rugosidades médias das amostras A, B e C.

	Lado 1 (µm)	Lado 2 (µm)
Amostra A	0,0805 ± 0,00324	0,0845 ± 0,00328
Amostra B	0,1206 ± 0,00371	0,1268 ± 0,00378
Amostra C	0,1330 ± 0,00385	0,1260 ± 0,00376

A análise desses resultados evidencia que não há variações significativas entre as amostras, o que é relevante para os ensaios subsequentes, visto que a rugosidade superficial pode afetar diretamente os mecanismos de nucleação e adesão das partículas de carbonato de cálcio. Superfícies mais rugosas tendem a favorecer o aprisionamento mecânico e a adesão física das partículas, enquanto superfícies mais lisas promovem menor ancoragem. Dessa forma, a caracterização da rugosidade é essencial para a correta interpretação dos resultados de adesão obtidos nos testes de riscamento. As amostras apresentaram valores de rugosidade média na faixa de valores de superfícies polidas com lixas de granulometria de 1200.

Após a caracterização da rugosidade superficial, deu-se início à etapa experimental de deposição de carbonato de cálcio em reator tubular aquecido. Os experimentos foram realizados com o objetivo de avaliar a influência de diferentes condições operacionais — tempo de exposição, temperatura e composição da água — na massa de incrustação formada sobre amostras metálicas de aço inoxidável AISI 304.

Foram processadas um total de 45 amostras, distribuídas entre três tempos de deposição distintos (30, 45 e 60 minutos) e duas faixas de temperatura (45 °C e 60 °C), associadas a diferentes composições iônicas da água utilizada. Para cada combinação de parâmetros experimentais, foram realizados três ensaios (triplicata) visando garantir a repetibilidade dos resultados.

Antes da incrustação, todas as amostras foram previamente limpas, secas e pesadas em balança de precisão. Após o experimento de deposição, as amostras foram novamente lavadas, secas e pesadas, de modo a determinar a massa de carbonato de cálcio aderida à superfície metálica. A diferença entre as massas antes e depois da deposição foi considerada como a massa incrustada.

A metodologia adotada permite obter uma medida quantitativa direta do acúmulo de incrustação sob diferentes condições, fornecendo uma base sólida para a comparação entre os parâmetros operacionais investigados. O aumento da temperatura tende a acelerar a cinética de precipitação do

ISBN: 978-65-5222-057-8

carbonato de cálcio, enquanto a composição química da água pode influenciar na supersaturação e nos mecanismos de nucleação e crescimento dos cristais.

A Figura 4 apresentam a comparação da superfície das amostras 01, 10 e 19 submetidas ao teste de incrustação nas temperaturas de 30, 60 e 45ºC, respectivamente. A Tabela 2 apresenta a composição da solução utilizada no experimento.

Tabela 2 - Composição da solução utilizada nos testes de incrustação das amostras 01, 10 e 19.

	Composição da água (mg/l)									
Solução	Na+	K+	Mg2+	Ca2+	Sr2+	Ba2+	Cl-	So4-	Br-	HcO3-
Água 01	13999	0	250	1445	263	2,95	24282	210	0	1080

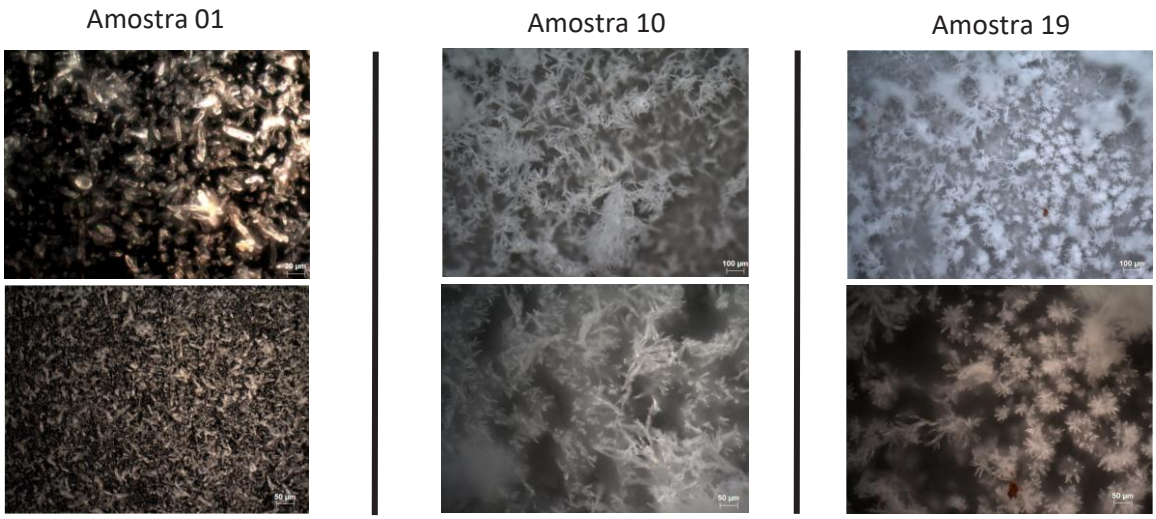


Figura 4 - Amostras incrustadas no reator a temperatura constante de 65ºC: Amostra 01 incrustada com 30 minutos de deposição, Amostra 10 incrustada com 60 minutos de deposição e Amostra 19 incrustada com 45 minutos de deposição.

Observa-se que, com o aumento do tempo de deposição, há um incremento progressivo na massa de carbonato de cálcio aderida às amostras. Para a amostra 01, com menor tempo de exposição, a massa incrustada foi de 0,006 g. Na amostra 19, com tempo intermediário de 45 minutos, a massa depositada duplicou, atingindo 0,012 g. Por fim, a amostra com maior tempo de deposição apresentou massa incrustada de 0,027 g.

Além do aumento de massa, as imagens obtidas por microscopia revelam alterações morfológicas significativas nas camadas formadas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Na amostra 01, observa-se a presença de cristais com morfologia romboédrica bem definida, característicos da fase mineral de calcita. Já nas amostras com maior tempo de deposição, nota-se uma estrutura mais irregular, de aspecto esbranquiçado, com características típicas da aragonita.

A amostra 01 foi submetida a testes de riscamento com o objetivo de avaliar a resistência adesiva da camada de carbonato de cálcio incrustada. Inicialmente, realizou-se um ensaio com força constante de 10,5 N, utilizando uma trilha de 5 mm de comprimento e velocidade de 10 mm/min. No entanto, observou-se que essa força não foi suficiente para provocar a falha adesiva ou coesiva da camada depositada, indicando elevada resistência à remoção mecânica.

Diante desse resultado, foi conduzido um segundo ensaio (Figura 5) na mesma amostra, agora com força variando linearmente no tempo, partindo de 0,5 N até atingir 40 N ao longo da trilha. Neste segundo teste, verificou-se que o rompimento da camada incrustada ocorreu quando a força atingiu aproximadamente 30 N, evidenciado visualmente pela exposição do substrato metálico.

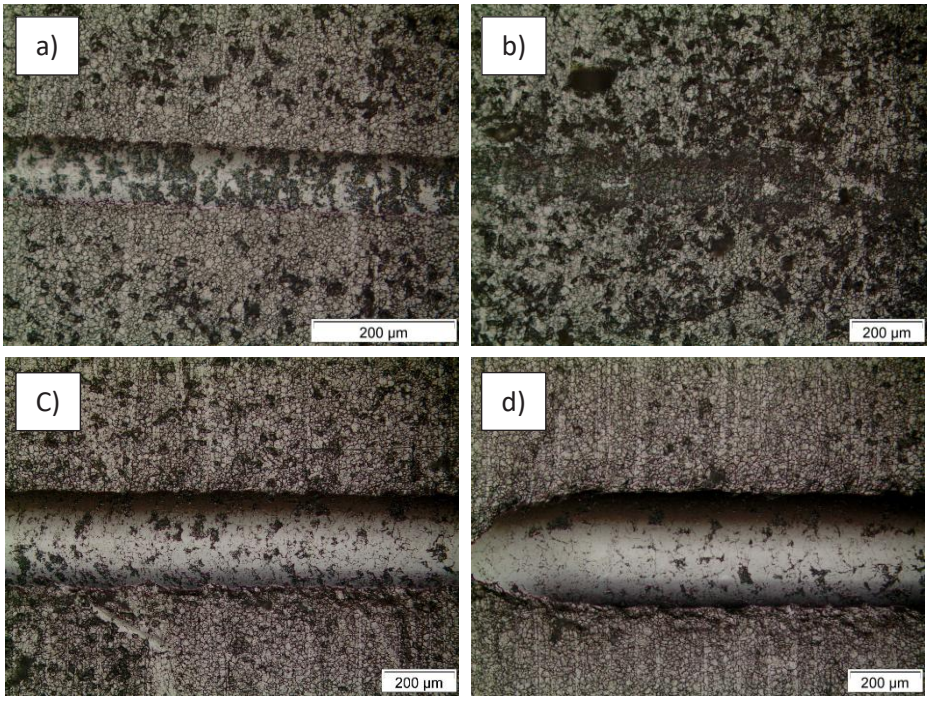


Figura 5 - Trilha obtida no teste de riscamento da amostra 01 com força variável: a) 10N, b) 3N, c) 40N e d) 30N

Esse comportamento demonstra que a camada formada nesta condição experimental apresenta elevada adesividade, exigindo forças significativamente superiores às comumente aplicadas em revestimentos finos para promover a delaminação. Os resultados reforçam a influência de fatores como espessura da incrustação, morfologia cristalina (possivelmente calcita) e interação mecânica com a superfície rugosa na resistência ao

ISBN: 978-65-5222-057-8

Além dos testes realizados no presente estudo, foram analisados resultados prévios obtidos em experimentos anteriores, realizadas no âmbito de projeto conjunto entre o CERNN, UFES e Petrobras, conforme descrito no relatório técnico "2023_Cernn-BR_Reativos_SPI-Incrustação_RT07". Esses ensaios buscaram investigar a influência do acabamento superficial e do tempo de deposição de carbonato de cálcio na resistência adesiva das incrustações formadas em amostras de aço inoxidável AISI 304.

As amostras foram preparadas com dois tipos de acabamento superficial (lixas 80 e 1200) e submetidas à deposição em reator por períodos de 30 e 90 minutos. Após a formação da incrustação, foi realizado o teste de riscamento utilizando um indentador Rockwell C (raio de 200 µm), carga variando linearmente de 0,5 N a 10,5 N, e velocidade de 10 mm/min ao longo de uma trilha de 5 mm. A Figura 6 apresenta a morfologia dos cristais de carbonato de cálcio presentes na amostra com acabamento de lixa de 80. Neste caso também são observados dois polimorfos, a calcita e a aragonita.

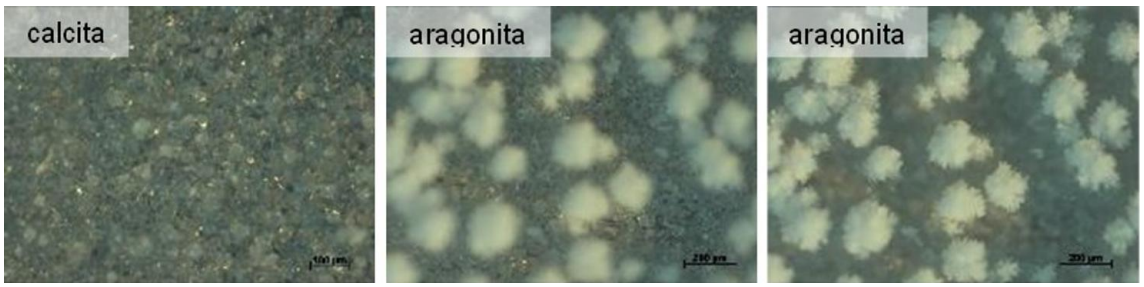


Figura 6 – Morfologias dos cristais de carbonato de cálcio presentes na camada de incrustação para amostra de aço AISI 304 com acabamento com lixa de 80 e 30 minutos de deposição.

Os resultados mostraram que a carga crítica definida como o valor de força no qual o indentador rompe a camada incrustada e atinge o substrato metálico variou em função tanto do acabamento superficial quanto do tempo de exposição. Para as amostras com acabamento mais rugoso (lixa 80), observou-se maior espessura de incrustação e, consequentemente, maior carga crítica por volta dos 4 N (média de 1,877 µm de risco até exposição do substrato), indicando adesão mais resistente. Já nas amostras com acabamento fino (lixa 1200), a menor espessura da camada incrustada resultou em falha adesiva precoce com carga crítica por volta de 1 N, com risco médio de apenas 259,77 µm até o rompimento.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSÕES

Com base nos resultados obtidos, conclui-se que a adesão das incrustações de carbonato de cálcio sobre superfícies de aço inoxidável AISI 304 está diretamente relacionada às condições de deposição, incluindo tempo de exposição, temperatura da solução e acabamento superficial das amostras. A caracterização morfológica indicou a presença de diferentes fases cristalinas, como calcita e aragonita, associadas a diferentes níveis de aderência. Os ensaios de riscamento demonstraram que, sob determinadas condições, a resistência adesiva pode atingir valores elevados, exigindo forças superiores a 30 N para promover a delaminação da camada. Como próximas etapas, serão realizados ensaios de riscamento em todas as demais amostras, com o objetivo de aprofundar a análise quantitativa dos efeitos dos parâmetros de tempo de deposição, composição da água e temperatura sobre a força crítica de adesão e os mecanismos de falha observados.

AGRADECIMENTOS

Apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP –, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP –, do Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCT – e do Programa de Formação de Recursos Humanos da PETROBRAS - PRH10- UTFPR.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GANT, A. J.; GEE, M. G. A review of micro-scale abrasion testing. *Journal of Physics D: Applied Physics*, v. 44, n. 7, 2011. Disponível em: https://doi.org/10.1088/0022-3727/44/7/073001. Acesso em: 28 maio 2025.

HAMID, S. et al. A practical method of predicting calcium carbonate scale formation in well completions. *SPE Production and Operations*, v. 31, n. 1, p. 1–11, 2016. Disponível em: https://doi.org/10.2118/168087-pa. Acesso em: 28 maio 2025.

MACHADO NEUBAUER, T. et al. Crystallization of calcium carbonate: modeling thermodynamic equilibrium, pathway, nucleation, growth, agglomeration, and dissolution kinetics with the presence of Mg^{2+}, Ba^{2+}, and Sr^{2+}. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, v. 61, n. 37, p. 13944–13961, 2022. Disponível em: https://doi.org/10.1021/acs.iecr.2c01553. Acesso em: 28 maio 2025.

PINTAUDE, G.; LEPIENSKI, C. M. Uso do ensaio de riscamento linear para caracterização de superfícies tratadas termoquimicamente: uma abordagem multiescala. 2019. p. 39–47. Disponível em: https://doi.org/10.5151/5463-5463-5463-05. Acesso em: 28 maio 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ANÁLISE TERMO-POROELÁSTICA DA INTEGRIDADE ESTRUTURAL DE BAINHAS DE CIMENTO EM POÇOS DE PETRÓLEO

Gleide Karolayne Melo Lins[1], Catarina Nogueira de Araújo Fernandes[1], Thiago Barbosa da Silva[1], William Wagner Matos Lira[1], Charlton Okama de Souza[2]

[1]Laboratório de Computação Científica e Visualização, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas, gleidekarolayne@lccv.ufal.br, catarina@lccv.ufal.br, thiago.barbosa@lccv.ufal.br, william@lccv.ufal.br
[2]Petróleo Brasileiro, CENPES/PDIDP/EPOCOS/PERF, charlton@petrobras.com.br

RESUMO

Este trabalho analisa como o comportamento poroso da bainha de cimento afeta em sua integridade estrutural e na distribuição de tensões do sistema revestimento–cimento–formação. A bainha de cimento desempenha um papel essencial na segurança e funcionalidade de poços de petróleo, promovendo o isolamento hidráulico entre zonas permeáveis e garantindo o suporte mecânico ao revestimento. Tradicionalmente, seu dimensionamento é realizado com base em modelos termoelásticos, que desconsideram a influência dos poros do cimento. Porém, sob variações de temperatura e poropressão, o comportamento poroso pode alterar significativamente a resposta mecânica do sistema, comprometendo a precisão das análises convencionais. Neste estudo, propõe-se uma metodologia estruturada em quatro etapas: (i) formulação de um modelo matemático do problema; (ii) obtenção da solução analítica; (iii) avaliação da integridade estrutural com base em critérios de falha estrutural; e (iv) comparação entre os resultados das duas abordagens. Os resultados demonstram que a desconsideração do comportamento poroso pode levar à subestimação ou superestimação das tensões efetivas no sistema. Além disso, a abordagem termoelástica pode, em determinadas situações, superestimar a margem de segurança antes da ruptura, gerando uma falsa percepção de segurança. Por outro lado, a abordagem termo-poroelástica fornece uma estimativa mais realista do estado de tensões atuante e, consequentemente, uma avaliação mais confiável da integridade estrutural da bainha. Assim, este trabalho destaca a relevância da consideração da poropressão no comportamento estrutural da bainha de cimento e demonstra que é possível incorporar o comportamento poroso nas análises, mesmo por meio de abordagens analíticas, e obter resultados mais representativos para uma verificação preliminar da integridade estrutural da bainha. Os resultados contribuem para o aprimoramento das práticas de projeto de poços, com impactos diretos na segurança e eficiência da cimentação.

Palavras-chave: bainha de cimento, integridade estrutural, termo-poroelasticidade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A integridade estrutural da bainha de cimento é um fator crítico para garantir a segurança e a eficiência operacional de poços de petróleo e gás. Atuando como barreira física primária do poço, ela promove o isolamento hidráulico entre zonas permeáveis, ancora mecanicamente o revestimento à formação rochosa e contribui para a estabilidade do sistema revestimento-cimento-formação ao longo de todo o ciclo de vida do poço (Nelson e Guillot, 2006; Wu *et al.* 2024). Durante a operação, a bainha de cimento está sujeita a variações mecânicas, térmicas e hidráulicas que podem comprometer sua capacidade de vedação e sua integridade estrutural (Joseph, 2018).

Para que a bainha de cimento mantenha sua integridade estrutural ao longo do tempo, é essencial que seja corretamente dimensionada, considerando tanto os esforços atuantes quanto um modelo representativo de seu comportamento mecânico (Liu, 2021). Tradicionalmente, esse dimensionamento é realizado com base em análises analíticas ou numéricas que empregam modelos elásticos ou termoelásticos, nos quais o cimento endurecido é tratado como um material sólido, homogêneo e impermeável.

No entanto, diversos estudos demonstram que o cimento endurecido é um material poroso, cuja resposta mecânica é fortemente influenciada pela interação entre a matriz sólida e os fluidos presentes nos poros (Saint-Marc *et al.*, 2008; Zihua *et al.*, 2018; Valov *et al.*, 2022; Moghadam e Loizzo, 2024). Variações térmicas, por exemplo, podem induzir aumentos significativos na poropressão interna, modificando o estado de tensões efetivas e, por consequência, a resistência do sistema (Wang *et al.*, 2022). Nessas condições, análises que desconsideram a porosidade podem resultar em estimativas imprecisas dos esforços atuantes, comprometendo a avaliação da integridade estrutural da bainha e a definição de critérios de projeto adequados (Gholami *et al.*, 2016).

Diante desse cenário, este trabalho tem como objetivo avaliar a influência do comportamento poroso da bainha de cimento na distribuição de tensões do sistema revestimento–cimento–formação e na integridade estrutural da própria bainha. Para isso, são comparadas abordagens termoelásticas e termo-poroelásticas com base na modelagem analítica do sistema. A análise evidencia os impactos da resposta porosa nas distribuições de tensões e nos critérios de falha, reforçando a importância de se incorporar esse efeito para obter projetos mais precisos e seguros para a engenharia de poços.

METODOLOGIA

Para avaliar a influência do comportamento poroso na integridade estrutural da bainha de cimento, este estudo adota uma abordagem analítica baseada em modelos físicos representativos do sistema revestimento-cimento-formação. A metodologia está organizada em quatro etapas principais: (a) formulação de um modelo matemático do problema; (b) obtenção das soluções analíticas; (c) avaliação da integridade estrutural com base em critérios de falha; e (d) comparação entre os resultados obtidos nas duas abordagens. Cada uma dessas etapas é detalhada nas subseções a seguir.

ISBN: 978-65-5222-057-8

a. Formulação do modelo matemático do problema

O modelo representa a seção transversal de um poço de petróleo composto por três domínios cilíndricos ocos e concêntricos: revestimento metálico, bainha de cimento e formação rochosa (Figura 1). O sistema está sujeito a pressão interna no revestimento (P_i), pressão externa na formação (P_o), pressões de contato nas interfaces revestimento-cimento (P_{12}) e cimento-formação (P_{23}) e poropressão nos domínios porosos (P_p). Os raios característicos do modelo são: r_i (interno do revestimento), r_{12} (interface revestimento/cimento), r_{23} (interface cimento/rocha) e r_o (externo da formação).

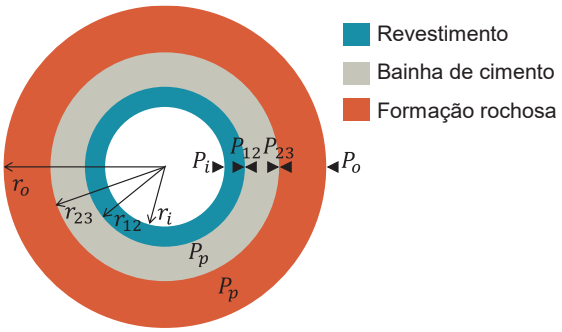


Figura 1: Representação da seção transversal de um poço composta pelo sistema revestimento-cimento-formação.
Fonte: Autores (2025).

Adota-se uma formulação em coordenadas cilíndricas, com simetria axial e estado plano de deformação. O modelo é estático, com pequenas deformações, e os materiais são considerados homogêneos, isotrópicos e linearmente elásticos. A bainha de cimento e a formação rochosa são modeladas como meios porosos saturados, com os efeitos da poropressão incorporados via coeficiente de Biot. O revestimento é tratado como um meio termoelástico, mediante o uso de um coeficiente de Biot nulo. Assume-se que a poropressão é constante em cada domínio poroso e aplicada como condição de contorno. O campo térmico é uniforme em toda a seção transversal, e desconsideram-se o escoamento de fluidos, forças de corpo e tensões cisalhantes. Pressões são aplicadas uniformemente e de forma normal às superfícies cilíndricas, e considera-se aderência perfeita entre os domínios.

b. Obtenção da solução analítica

A solução analítica é obtida a partir da resolução das equações diferenciais de equilíbrio mecânico em coordenadas cilíndricas, associadas às relações constitutivas e de compatibilidade de deformações para cada domínio. As constantes de integração são determinadas a partir das condições de contorno (pressões internas e externas) e das condições de continuidade de deslocamentos e tensões nas interfaces. Com isso, obtêm-se expressões fechadas para as tensões radial, tangencial e vertical, bem como para o deslocamento radial ao longo da espessura da bainha de cimento.

ISBN: 978-65-5222-057-8

As tensões absolutas nas direções radial (σ_r), tangencial (σ_θ) e vertical (σ_z) em um cilindro oco submetido à pressão interna P_i e pressão externa P_o são dadas pela solução analítica clássica para domínios cilíndricos, conforme a Equação 1.

$$\begin{aligned}\sigma_r &= \frac{r_i^2}{r_o^2 - r_i^2}\left(1 - \frac{r_o^2}{r^2}\right)P_i - \frac{r_o^2}{r_o^2 - r_i^2}\left(1 - \frac{r_i^2}{r^2}\right)P_o \\ \sigma_\theta &= \frac{r_i^2}{r_o^2 - r_i^2}\left(1 + \frac{r_o^2}{r^2}\right)P_i - \frac{r_o^2}{r_o^2 - r_i^2}\left(1 + \frac{r_i^2}{r^2}\right)P_o \\ \sigma_z &= \frac{2\nu}{r_o^2 - r_i^2}(r_i^2 P_i - r_o^2 P_o) - \alpha(1-2\nu)P_p - \beta E \Delta T.\end{aligned} \tag{1}$$

Essa formulação considera um cilindro com raio interno r_i, raio externo r_o e coordenada radial r ($r_i \leq r \leq r_o$), sendo ν o coeficiente de Poisson, α o coeficiente de Biot, P_p a poropressão, β o coeficiente de expansão térmica, E o módulo de elasticidade e ΔT a variação de temperatura aplicada.

Para avaliação da integridade estrutural, consideram-se as tensões efetivas (Equação 2), obtidas a partir das tensões absolutas descontando os efeitos da poropressão. A convenção adotada considera tensões compressivas positivas.

$$\sigma_r' = \sigma_r + \alpha P_p \;\; ; \;\; \sigma_\theta' = \sigma_\theta + \alpha P_p \;\; ; \;\; \sigma_z' = \sigma_z + \alpha P_p. \tag{2}$$

As pressões nas interfaces entre os domínios, revestimento/cimento (P_{12}) e cimento/formação (P_{23}), são determinadas pela Equação 3:

$$\begin{aligned}P_{12} &= \frac{1}{1 - O_{12}I_{23}}\big[I_{12}P_i + O_{12}O_{23}P_o + (A_{12} + O_{12}A_{23})\Delta T \\ &\qquad + (B_{12} + O_{12}B_{23})P_p\big] \\ P_{23} &= \frac{1}{1 - O_{12}I_{23}}\big[I_{23}I_{12}P_i + O_{23}P_o + (A_{23} + I_{23}A_{12})\Delta T \\ &\qquad + (B_{23} + I_{23}B_{12})P_p\big],\end{aligned} \tag{3}$$

onde os coeficientes I_{12}, O_{12}, A_{12} e B_{12} são definidos como:

$$\begin{aligned}I_{12} &= E_2^*(r_{23}^2 - r_{12}^2)2r_i^2/C_{12} \\ O_{12} &= E_1^*(r_{12}^2 - r_i^2)2r_{23}^2/C_{12} \\ A_{12} &= E_1^*E_2^*(r_{12}^2 - r_i^2)(r_{23}^2 - r_{12}^2)(\beta_1^* - \beta_1^*)/C_{12} \\ B_{12} &= (r_{12}^2 - r_i^2)(r_{23}^2 - r_{12}^2)(E_2^*\alpha_1^* - E_1^*\alpha_2^*)/C_{12}\end{aligned} \tag{4}$$

$$\begin{aligned}C_{12} = E_1^*(r_{12}^2 - r_i^2)[(1-\nu_2^*)r_{12}^2 + (1+\nu_2^*)r_{23}^2] \\ + E_2^*(r_{23}^2 - r_{12}^2)[(1-\nu_1^*)r_{12}^2 + (1+\nu_1^*)r_i^2].\end{aligned}$$

De forma análoga, os coeficientes I_{23}, O_{23}, A_{23} e B_{23} são definidos como:

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$I_{23} = E_3^*(r_0^2 - r_{23}^2)2r_{12}^2/C_{23}$$

$$O_{23} = E_2^*(r_{23}^2 - r_{12}^2)2r_0^2/C_{23}$$

$$A_{23} = E_2^*E_3^*(r_{23}^2 - r_{12}^2)(r_0^2 - r_{23}^2)(\beta_2^* - \beta_3^*)/C_{23} \quad (5)$$

$$B_{23} = (r_{23}^2 - r_{12}^2)(r_0^2 - r_{23}^2)(E_3^*\alpha_2^* - E_2^*\alpha_3^*)/C_{23}$$

$$C_{23} = E_3^*(r_{23}^2 - r_{12}^2)[(1-\nu_3^*)r_{23}^2 + (1+\nu_3^*)r_0^2] + E_3^*(r_0^2 - r_{23}^2)[(1-\nu_2^*)r_{23}^2 + (1+\nu_2^*)r_{12}^2].$$

Os subíndices 1, 2 e 3 associados às variáveis são utilizados para indicar as propriedades dos materiais nos domínios do revestimento, da bainha de cimento e da formação, respectivamente. Na Equação 5, os coeficientes E^*, ν^*, α^*e β^* são definidos como:

$$E^* = \frac{E}{1-\nu^2} \quad ; \quad \nu^* = \frac{\nu}{1-\nu} \quad ; \quad \alpha^* = \frac{1-2\nu}{1-\nu}\alpha \quad ; \quad \beta^* = (1+\nu)\beta. \quad (6)$$

A partir dos valores calculados P_{12} e P_{23}, substituídos na Equação 1, obtêm-se os perfis de tensão ao longo da seção transversal do poço. Nos domínios porosos (cimento e formação), aplica-se a formulação termo-poroelástica, considerando os efeitos acoplados de temperatura e poropressão. Para o revestimento, adota-se a formulação termoelástica como um caso particular da solução geral, com coeficiente de Biot igual a zero.

c. Avaliação da integridade estrutural da bainha de cimento

A integridade estrutural da bainha de cimento é avaliada com o critério de cisalhamento de Mogi-Coulomb, desenvolvido por Al-Ajmi e Zimmerman (2005). Esse critério aprimora o modelo clássico de Mohr-Coulomb ao considerar a influência da tensão principal intermediária, fornecendo uma representação mais realista do comportamento de materiais frágeis em regime triaxial.

A envoltória de resistência é expressa por:

$$\tau_{\text{oct}} = a + b\sigma_{m,2}, \quad (7)$$

onde τ_{oct} é a tensão de cisalhamento octaédrica limite para que não ocorra falha e $\sigma_{m,2}$ é a tensão média das tensões principais máxima e mínima, definida por:

$$\sigma_{m,2} = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2}. \quad (8)$$

Os parâmetros de resistência a e b estão relacionados à resistência coesiva (c) e ao ângulo de atrito (ϕ), sendo calculados por:

$$a = \frac{2\sqrt{2}}{3}c\cos\phi \quad ; \quad b = \frac{2\sqrt{2}}{3}\sin\phi. \quad (9)$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

A tensão de cisalhamento octaédrica τ_{oct} para um estado de tensão de um ponto é dada por:

$$\tau_{oct} = \frac{\hat{}}{3}\sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}. \quad (10)$$

Com base nisso, também é possível definir uma função f_{MG} para determinar a falha por cisalhamento,

$$f_{MG} = a + b\sigma_{m,2} - \frac{\hat{}}{3}\sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}. \quad (11)$$

Assim, a falha por cisalhamento ocorrerá quando $f_{MG} \leq 0$. Nesse modelo, a falha é dependente de todos os três invariantes principais do tensor de tensões, o que torna mais preciso do que o critério de Mohr-Coulomb tradicional.

d. Comparação entre abordagens termoelástica e termo-poroelástica

As soluções analíticas obtidas pelas abordagens termoelástica e termo-poroelástica são comparadas com base nos campos de tensão efetiva e função de falha de Mogi-Coulomb. Na formulação termoelástica, a bainha de cimento e a formação são tratadas como meios sólidos termoelásticos. Já na abordagem termo-poroelástica, ambos são tratados como meios porosos saturados, com resposta acoplada à poropressão e variação térmica.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para este estudo, adota-se o cenário de carregamento proposto por Joulin *et al.* (2022), que contempla seis eventos operacionais com variações de pressão interna no revestimento, temperatura na seção transversal e poropressão nas regiões da bainha de cimento e da formação. Neste trabalho, são analisados três desses eventos, cujas condições de carregamento estão apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Condição de carregamento para os eventos de vida útil considerados

Evento operacional	Pressão no reservatório (MPa)	Pressão interna no revestimento (MPa)	Temperatura do poço (°C)
Início da Produção	44,3	44,3	121,0
Fim da Produção	2,0	2,0	121,0
Início da Injeção	2,0	2,0	4,0

Fonte: Joulin *et al.* (2022).

A tensão de sobrecarga atuante na formação rochosa é de 83,8 MPa. Para esse tipo de litologia, assume-se que a sobrecarga vertical gera uma tensão horizontal média de 58,6 MPa. As propriedades geométricas e os parâmetros mecânicos do revestimento, da bainha de cimento e da formação rochosa correspondentes a essa profundidade estão detalhados na Tabela 2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

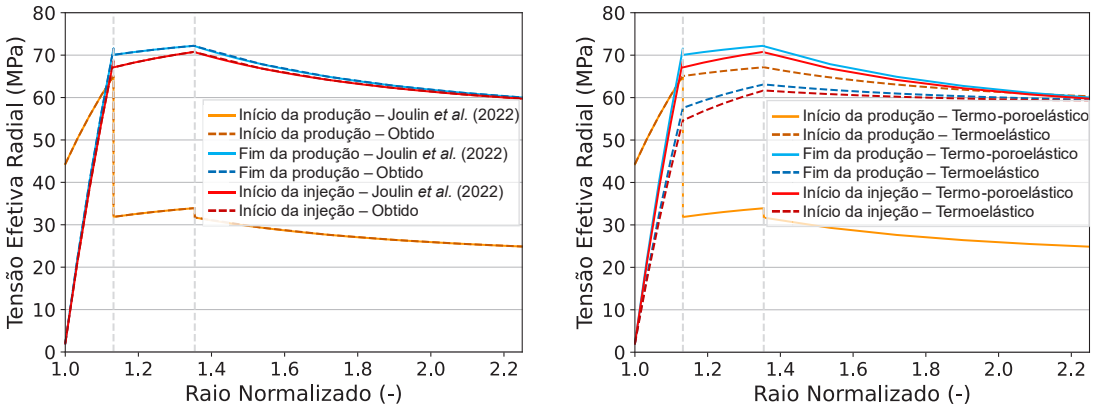
Tabela 2: Propriedades dos componentes da seção avaliada do poço

Parâmetro	Revestimento	Cimento	Formação
Tipo	Aço	Classe G	Arenito
Raio Interno (cm)	15,71	17,78	21,27
Raio Externo (cm)	17,78	21,27	157,07
Módulo de Young, E (GPa)	200,00	15,00	8,19
Razão de Poisson, v (-)	0,27	0,25	0,20
Coefi ot, α (-)	0,00	0,75	0,80
Coefi e de Expan Tér ca, β (°C⁻¹)	1,30E-05	9,00E-06	1,00E-05
Coesão, c (MPa)	-	20,00	-
Ângulo de Atrito, φ (°)	-	15,00	-

Fonte: Joulin *et al.* (2022).

Inicialmente, para os três eventos selecionados, realiza-se a análise utilizando a abordagem termo-poroelástica, cujos resultados são comparados com os obtidos por Joulin *et al.* (2022). Em seguida, repete-se a análise considerando a abordagem termoelástica.

A Figura 2a compara a distribuição da tensão efetiva radial obtida neste trabalho (formulação termo-poroelástica) e os resultados de Joulin *et al.* (2022). A Figura 2b compara os resultados da abordagem termo-poroelástica e termoelástica para a distribuição da tensão radial efetiva. Nos gráficos, tensões de compressão são representadas como positivas, enquanto tensões de tração são negativas. O raio está normalizado pela razão entre o valor do raio e o raio interno do revestimento.



(a) Comparação entre os resultados obtidos com poropressão e o trabalho de Joulin et al. (2022)

(b) Comparação entre os resultados com e sem poropressão

Figura 2: Tensão efetiva radial para os eventos: Início da Produção ($P_i = P_p$ = 44,3 MPa; T = 121 °C), Fim da Produção ($P_i = P_p$ = 2 MPa; T = 121 °C) e Início da Injeção ($P_i = P_p$ = 2 MPa; T = 4°C).

Fonte: Autores (2025).

Na Figura 2a, observa-se que os resultados obtidos na abordagem termo-poroelástica reproduzem com precisão os resultados de Joulin *et al.* (2022), verificando a implementação analítica realizada.

ISBN: 978-65-5222-057-8

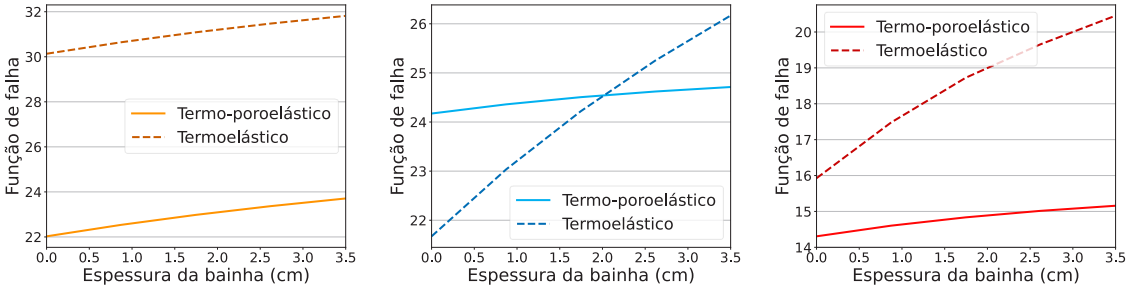
Na Figura 2b, nota-se que, no evento de Início da Produção, as tensões na bainha de cimento e na formação são mais elevadas na abordagem termoelástica. Em contraste, nos eventos de Fim da Produção e Início da Injeção, a abordagem termo-poroelástica resulta em tensões radiais efetivas mais altas.

Essa inversão ocorre porque, nos dois últimos eventos, tanto a poropressão quanto a pressão interna no revestimento atingem seus menores valores (2 MPa). A redução da pressão interna tende a diminuir as tensões efetivas radiais em todos os domínios, enquanto a diminuição da poropressão eleva as tensões efetivas radiais nos meios porosos. Assim, a abordagem termoelástica, ao ignorar os efeitos porosos, subestima as tensões efetivas nesses eventos. Isso demonstra que, em determinados casos, a consideração do comportamento poroso pode oferecer previsões mais conservadoras e realistas, especialmente em condições críticas de carregamento.

Destaca-se ainda que, na análise termo-poroelástica, o evento de Fim da Produção resulta na maior tensão radial efetiva entre todos os casos, ultrapassando 70 MPa. Por outro lado, na abordagem termoelástica, o valor máximo de tensão efetiva, que ocorre no evento de Início da Produção, fica abaixo desse limite.

Esses resultados reforçam que a omissão do comportamento poroso na modelagem da bainha de cimento e da formação pode tanto superestimar quanto subestimar as tensões atuantes, inclusive no revestimento, que, embora seja modelado como termoelástico, é afetado pelas interações com os domínios vizinhos.

A Figura 3 mostra a distribuição da função de falha f_{MG}, baseada no critério de Mogi-Coulomb (Equação 11), ao longo da espessura da bainha de cimento para três diferentes eventos operacionais. Os resultados comparam as abordagens termoelástica e termo-poroelástica. Em todos os casos analisados, os valores de f_{MG} permanecem positivos, indicando que a bainha de cimento não atinge a condição de falha estrutural.



(a) Início da Produção (P_i = P_p = 44,3 MPa; T = 121 °C) (b) Fim da Produção (P_i = P_p = 2 MPa; T = 121 °C) (c) Início da Injeção (P_i = P_p = 2 MPa; T = 4°C),

Figura 3: Função de falha f_{MG} ao longo da bainha de cimento.
Fonte: Autores (2025).

A comparação entre as abordagens revela variações conforme o evento de carregamento. No Início da Produção (Figura 3a) e no Início da Injeção (Figura 3c), a abordagem termo-poroelástica apresenta valores menores

ISBN: 978-65-5222-057-8

da função de falha, indicando maior proximidade da condição de ruptura e, portanto, maior criticidade estrutural. Já no Fim da Produção (Figura 3b), a abordagem termoelástica resulta em menor valor de f_{MG} na interface interna da bainha, mas passa a apresentar valores mais elevados que a termo-poroelástica a partir da metade da espessura da bainha.

Os resultados mostram que a abordagem termo-poroelástica fornece uma avaliação estrutural mais conservadora e realista, por incorporar os efeitos da poropressão. Em cenários de carregamento mais severos, o uso exclusivo de modelos termoelásticos pode subestimar a suscetibilidade à falha da bainha de cimento, comprometendo a confiabilidade das análises e, consequentemente, a segurança do poço.

CONCLUSÕES

Os resultados obtidos evidenciam a relevância de se incorporar o comportamento poroso na análise da integridade estrutural da bainha de cimento. A comparação entre as abordagens termoelástica e termo-poroelástica mostrou que a omissão da poropressão pode levar tanto à subestimação quanto à superestimação dos níveis de tensões atuantes, afetando inclusive os resultados no revestimento.

Nos eventos analisados, a abordagem termo-poroelástica mostrou variações significativas nas tensões efetivas e na função de falha, revelando cenários estruturalmente mais críticos em comparação com a modelagem termoelástica convencional. Em especial, verificou-se que essa abordagem conduz a estimativas mais conservadoras da integridade estrutural da bainha de cimento, que reforça sua importância para a segurança e a confiabilidade das operações ao longo do ciclo de vida do poço.

Portanto, o uso da formulação termo-poroelástica representa um avanço significativo no dimensionamento estrutural da cimentação de poços, por permitir uma avaliação mais realista dos esforços atuantes e dos riscos de falha. Sua adoção pode contribuir diretamente para projetos mais seguros e para a mitigação de falhas estruturais em sistemas revestimento-cimento-formação.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à PETROBRAS pelo apoio financeiro e técnico relacionado ao desenvolvimento do projeto de pesquisa "Desenvolvimento de Produtos Digitais para Gestão de Integridade de Estrutura de Poço" (código ANP 23599-4).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-AJMI, A. M.; ZIMMERMAN, R. W. Relation between the Mogi and the Coulomb failure criteria. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, v. 42, n. 3, p. 431-439, 2005. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2004.11.004.

ISBN: 978-65-5222-057-8

GHOLAMI, R.; AADNOY, B.; FAKHARI, N. A thermo-poroelastic analytical approach to evaluate cement sheath integrity in deep vertical wells. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 147, p. 536-546, 2016. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.09.024.

JOULIN, C.; LAGARDE, F.; LE GOFF, T.-H. An open-access well integrity tool to study legacy wells re-purposed for CO_2 injection. **ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium**. ARMA, 2022. p. ARMA-2022-0980.

JOSEPH, J. B. **Análise termo-hidro-mecânica em meios porosos utilizando elementos finitos de acoplamento de malhas não-conformes**. 2018. 97 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2018.

LIU, G. (ed.). **Applied Well Cementing Engineering**. Cambridge: Gulf Professional Publishing, 2021.

MOGHADAM, A.; LOIZZO, M. Quantitative assessment of well leakage, part I: Cement stress evolution. **Geomechanics for Energy and the Environment**, v. 40, p. 100586, 2024. DOI: https://doi.org/10.1016/j.gete.2024.100586.

NELSON, E. B.; GUILLOT, D. (Ed.). **Well Cementing**. 2nd ed. Sugar Land, Texas: Schlumberger, 2006. ISBN 978-0978853006.

NIU, Z.; YANG, R.; SHEN, J. Thermo-poroelastic analysis of casing–cement–formation system: role of pore liquid pressure, thermal effect and thermo-osmotic effect. **International Conference on Coupled Processes in Fractured Geological Media (Coufrac)**, 2018, Wuhan. Wuhan, 2018.

SAINT-MARC, J.; GARNIER, A.; BOIS, A-P. Initial state of stress: the key to achieving long-term cement-sheath integrity. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 2008, Denver. Paper SPE 116651. DOI: https://doi.org/10.2118/116651-MS.

VALOV, A. V.; GOLOVIN, S. V.; SHCHERBAKOV, V. V.; KUZNETSOV, D. S. Thermoporoelastic model for the cement sheath failure in a cased and cemented wellbore. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 210, p. 109916, 2022. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109916.

WANG, Z.; WEN, Y.; LI, Y.; WANG, J.; LIU, W. Effect of poroelasticity on the integrity of cement sheath in heavy oil wells. **Chemistry and Technology of Fuels and Oils**, New York, v. 58, n. 5, p. 851-861, 2022. DOI: https://doi.org/10.1007/s10553-022-01460-x.

WU, X.; LI, Z.; HOU, Z.; LIU, J.; HUANG, S.; SU, D.; LI, J.; CAO, C.; WU, L.; SONG, W. Analytical perspectives on cement sheath integrity: a comprehensive review of theoretical research. **ACS Omega**, Washington, DC, v. 9, n. 16, p. 17741-17759, 2024. https://doi.org/10.1021/acsomega.4c00475.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO EXPERIMENTAL E COMPARATIVO DA SEDIMENTAÇÃO DE SISTEMAS MONO E POLIDISPERSOS

Gabriel Nonato De Oliveira[1], Juliana Mariano De Souza[2], Allan Barbosa Geoffroy Motta[3], Luís Américo Calçada[4], Cláudia Miriam Scheid[5]

[1]Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, gabrielnonato@outlook.com, [2]Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, marianojuliana01@gmail.com, [3]Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, allanbgmotta@ufrrj.br, [4]Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, calcada@ufrrj.br, [5]Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, scheid@ufrrj.br.

RESUMO

A sedimentação gravitacional, essencial no campo científico e industrial, diz respeito ao movimento de partículas sólidas em um fluido devido à diferença de densidade entre as fases. A compreensão desse fenômeno é particularmente importante no contexto dos fluidos de perfuração, amplamente utilizados na indústria do petróleo. Nesses sistemas, o controle da sedimentação é crucial para manter a estabilidade do poço, prevenir colapsos e garantir o transporte eficiente dos cascalhos até a superfície, uma vez que o material adensante permanece em circulação por longos períodos, favorecendo sua sedimentação. No entanto, em suspensões polidispersas que são compostas por partículas de diferentes tamanhos, a previsão do comportamento de sedimentação torna-se difícil devido à heterogeneidade dos tamanhos das partículas. Os ensaios deste estudo foram conduzidos em uma proveta de 500 ml, utilizando esferas de vidro separadas por peneiramento em quatro grupos: Grupo I (180–212 µm), Grupo II (150–180 µm), Grupo III (106–150 µm) e Grupo IV, denominado tridisperso, composto por uma mistura de 33,33% dos outros três grupos monodispersos. Para melhor visualização, as esferas foram tingidas: Grupo I (azul), Grupo II (vermelho) e Grupo III (incolor). O fluido base utilizado foi uma solução de 20% água e 80% glicerina, com 15% v/v de sólidos. O material foi caracterizado por meio de análise granulométrica, densidade e viscosidade. O tempo de sedimentação foi registrado e analisado graficamente. O Grupo I sedimentou mais rapidamente, seguido pelos Grupos II e III. O Grupo IV apresentou a sedimentação mais lenta que os três anteriores. Esse comportamento foi considerado inesperado, pois previa-se uma taxa de sedimentação intermediária em relação aos grupos monodispersos. Observou-se que a velocidade de sedimentação do grupo IV é semelhante a do grupo III, o que indica que a velocidade da interface de sedimentação está mais relacionada as partículas de menor diâmetro.

Palavras-chave: Sedimentação, Polidisperso, Monodisperso, Tridisperso.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A sedimentação gravitacional é um processo em que partículas sólidas se deslocam através de um líquido sob a influência da gravidade, do empuxo e da resistência ao movimento (Casqueira, 2007). Compreender os princípios desse processo em escala de bancada é fundamental para uma melhor compreensão dos fenômenos e implicações envolvidas. A análise mais aprofundada de testes de sedimentação (em batelada), realizados em provetas, configura-se como uma técnica experimental comprovadamente eficaz para demonstrar os mecanismos da sedimentação. A sedimentação de suspensões polidispersas difere da de suspensões monodispersas devido à variação na distribuição do tamanho das partículas. A compreensão aprofundada desse processo é essencial para prever a sedimentação de forma mais precisa. No entanto, a variação no tamanho das partículas representa um desafio significativo. Entender como a sedimentação ocorre nesse contexto constitui um avanço relevante em diversas aplicações, especialmente na área de perfuração de poços de petróleo.

Os fluidos de perfuração são compostos essenciais na operação de poços de petróleo, são suspensões complexas que podem ter água ou óleo como base. Para garantir a eficiência do processo de perfuração, propriedades como viscosidade e densidade devem ser mantidas dentro de faixas operacionais específicas. De acordo com Thomas (2004), os fluidos de perfuração desempenham diversas funções essenciais, como manter a pressão hidrostática adequada no espaço anular, prevenindo o colapso das paredes do poço e impedindo o influxo de fluidos vindo da formação geológica.

Além disso, são responsáveis por transportar os cascalhos gerados pela broca até a superfície, manter os sólidos em suspensão, assegurar a estabilidade e a abertura do poço, bem como fornecer potência hidráulica, resfriar e lubrificar tanto a broca quanto a coluna de perfuração (BOURGOYNE JR, MILLHEIM *et al.*, 1991). Durante a construção do poço, parte desse fluido permanece retida na região anular, espaço entre dois revestimentos ou entre o revestimento e a formação rochosa por longos períodos. Esse confinamento favorece a sedimentação do material adensante presente no fluido. Por essa razão, o estudo da sedimentação tornou-se essencial para otimizar os processos de perfuração de poços de petróleo, permitindo uma melhor compreensão do comportamento do fluido sob essas condições.

Nonato et al. (2024) estudaram o comportamento da sedimentação polidispersa com faixas granulométricas definidas e avaliaram a influência do tamanho das partículas na sedimentação, tanto em provetas quanto em colunas de bancada maiores. Analisando dois grupos monodispersos e um polidisperso composto com 50% de cada faixa monodispersa em proveta concluíram que

ISBN: 978-65-5222-057-8

partículas menores podem influenciar significativamente o tempo de sedimentação quando o processo ocorre em suspensões polidispersas.

Outro estudo, realizado por Mohammed A. Al-Naaafa et al. (1989), investigou a sedimentação gravitacional em suspensões bidispersas e tridispersas. O objetivo foi analisar o comportamento de partículas com diferentes tamanhos e densidades durante o processo de sedimentação. Foram realizados testes utilizando partículas esféricas coloridas, sendo escolhidos dez tamanhos distintos de partículas para a análise. Esses dados foram utilizados para comparação com seis modelos teóricos já consolidados na literatura.

Em diversos estudos sobre sedimentação, é comum a adoção do diâmetro médio das partículas como parâmetro nos modelos teóricos. Diante disso, este trabalho teve como objetivo analisar de que forma a variação na distribuição granulométrica influencia o comportamento do processo de sedimentação, tomando como referência um diâmetro médio. Para isso, o processo de sedimentação foi observado separadamente em três grupos monodispersos e um grupo polidisperso.

METODOLOGIA

Para a investigação dos processos de sedimentação, foram realizados ensaios experimentais em escala de bancada utilizando proveta. Essa metodologia possibilitou a observação direta do fenômeno e a coleta precisa dos tempos de sedimentação. O procedimento experimental incluiu a escolha e caracterização do material particulado, o preparo da suspensão, bem como a execução dos testes de sedimentação.

Microesferas de vidro com tamanho variando entre 100 e 250 micrômetros foram selecionadas como material particulado devido à sua uniformidade, incompressibilidade e à facilidade de obtenção em faixas granulométricas específicas. Inicialmente, as partículas foram separadas por meio de peneiramento, a fim de se obter as seguintes faixas de tamanho: Grupo 1, com diâmetro entre 180 e 212 micrômetros; Grupo 2, entre 150 e 180 micrômetros; e Grupo 3, com diâmetro entre 106 e 150 micrômetros. Um quarto grupo foi composto pela mistura em partes iguais (33,3% em massa) dos Grupos 1, 2 e 3.

Para melhorar a visualização do processo de sedimentação, as esferas do Grupo 1 foram tingidas de azul, as do Grupo 2, de vermelho, e as do Grupo 3 permaneceram incolores. Para a realização da classificação granulométrica, foram utilizadas peneiras do tipo Tyler da marca Bronzinox, um agitador de peneiras da marca Bertel e um béquer. Após o peneiramento, o material foi pesado com o auxílio de uma balança analítica da marca Shimadzu modelo ATY-224R.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A densidade do material e do fluido foram obtidos pela técnica de picnometria, que é um método utilizado para medir a densidade de sólidos e líquidos, usando um frasco selado de volume conhecido. A diferença de massa entre o frasco vazio e cheio é usada para calcular a densidade da substância. Já o cálculo de densidade do material particulado foi realizado com auxílio da Equação 1, e do fluido Equação 2 (Peçanha, 2014),

$$\rho_s = \frac{(m_{pp} - m_p)}{(m_{pl} - m_p) - (m_{ppl} - m_{pp})} * \rho_{ref} \quad (1)$$

$$\rho_f = \frac{(m_{pf} - m_p)}{(v_p)} \quad (2)$$

onde as massas (g) do picnômetro vazio e com sólido são representados por m_p e m_{pp}, m_{pl} massa em gramas (g) do picnômetro com o líquido de referência (água destilada), m_{ppl} é a massa (g) da suspensão (sólido e líquido), ρ_{ref} (g/cm³) é a densidade do liquido de referência que para a pesquisa atual foi a da água e ρs a densidade do sólido que é expressa em g/cm³. Já para o cálculo de densidade do fluido utilizou-se a Equação 2, que para m_{pf} foi denotado como a massa do fluido e o volume do picnômetro vazio, e a densidade do fluido foi representado por ρ_f. Sendo assim, com a Equação 1 e Equação 2 foi possível obter os valores da densidade das esferas e do fluido. Os valores obtidos estão representados na Tabela 1.

Tabela 1: Dados da suspensão e do material particulado monodisperso e tridisperso.

Base	Glicerina (80%) Água (20%)
Material Particulado	Microesfera de vidro
Densidade da Partícula	2,41 ± 0,006 g/cm³
Densidade da Solução	1,33 ± 0,005 g/cm³
Densidade do Fluido	1,40 ± 0,003g/cm³
Concentração de Sólido	15%

Para a realização dos ensaios de sedimentação, é fundamental considerar propriedades como a viscosidade e a densidade do fluido, uma vez que esses fatores influenciam diretamente o comportamento da separação entre as fases

ISBN: 978-65-5222-057-8

sólida e líquida. Por esse motivo, optou-se pela utilização de um fluido newtoniano. Foi escolhida uma solução composta por 20% de água e 80% de glicerina, por apresentar características adequadas a essas exigências, além de facilitar a observação do processo de sedimentação.

Para a caracterização reológica do fluido, utilizou-se o reômetro Anton Paar, modelo MCR 302e, com o objetivo de determinar a viscosidade dinâmica do fluido base a 25 °C. O valor obtido foi de 50,08 mPa·s.

A análise granulométrica das microesferas foi realizada em um Malvern Mastersizer 3000 e está representado graficamente na Figura 1 e na Tabela 2, com os seus respectivos diâmetros. O diâmetro médio de Sauter (D [3,2]) obtido pela análise e está contido na Tabela 2.

Tabela 2: Diâmetros obtidos pelo Malvern Mastersizer 3000.

Diâmetros	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
D [3,2]	182um	171um	128um	142um
D [4,3]	194um	178um	134um	152um
Dv [10]	133um	133um	99,3um	105um
Dv [50]	189um	175um	132um	147um
Dv [90]	265um	230um	175um	205um

Na Figura 1, observa-se que as curvas de distribuição granulométrica dos grupos analisados apresentam faixas de diâmetro bastante estreitas e bem definidas dentro das faixas granulométricas selecionadas, o que evidencia que a separação do material foi realizada com sucesso, assegurando a representatividade das classes escolhidas para a análise.

No caso do grupo tridisperso, pode-se observar que sua curva de distribuição granulométrica abrange todas as faixas dos grupos que o compõem, o que garante uma representatividade bem definida do conjunto.

ISBN: 978-65-5222-057-8

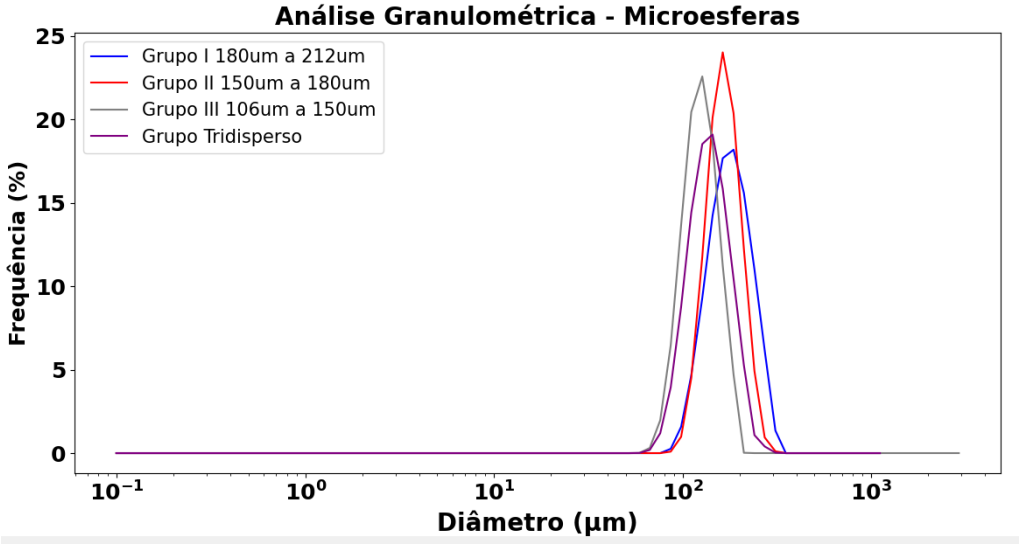


Figura 1: Análise Granulométrica realizada pelo Malvern Mastersizer 3000 para os três grupos monodispersos e o caso tridisperso.

Após essas etapas, os testes de proveta foram feitos seguindo um método de sedimentação em batelada. A dinâmica do processo de sedimentação foi investigada por meio do monitoramento visual em proveta. Essa análise permitiu acompanhar, ao longo do tempo, a variação da altura da interface superior durante o fenômeno de sedimentação. O monitoramento visual é de fundamental importância, pois possibilita a observação direta e contínua do comportamento do sistema, permitindo identificar padrões no fenômeno da sedimentação, transições entre diferentes estados como sedimentação livre e compactação, além de fornecer dados experimentais valiosos para validação de modelos e compreensão dos mecanismos envolvidos no processo.

Para a condução da análise experimental, foi preparada uma suspensão contendo 15% v/v de microesferas de vidro em uma mistura líquida composta por 80% de glicerina e 20% de água, ambos em proporção volumétrica. As microesferas atuaram como o material particulado de interesse. A pesagem das amostras foi realizada utilizando uma balança analítica da marca Shimadzu modelo ATY-224R, enquanto um béquer foi empregado na preparação e transferência da suspensão. O tempo de sedimentação foi registrado com o uso de um cronômetro. A seleção e combinação desses equipamentos e materiais possibilitaram a execução eficiente dos ensaios em proveta, permitindo uma avaliação precisa do comportamento das partículas durante o processo de sedimentação.

O procedimento de análise da sedimentação envolveu a adição do fluido no béquer, seguida da inserção de microesferas de vidro previamente pesadas. A mistura foi agitada num misturador por cerca de 20 minutos até atingir uma homogeneização completa, depois foi transferida para a proveta. Após esse processo, registrou-se a altura inicial da interface superior caracterizada pela

ISBN: 978-65-5222-057-8

junção entre a zona clarificada e zona de sedimentação livre, e passou-se ao monitoramento da altura da interface sólido-líquido ao longo do tempo, até que fosse observada a formação da zona de compactação. Todo o procedimento foi feito em triplicata para estimar o desvio padrão e consequentemente reduzir o erro experimental. A variação da altura da interface ao longo do tempo foi analisada com o objetivo de comparar o comportamento das suspensões monodispersas e polidispersas.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 2 apresenta as análises gráficas da sedimentação deste estudo. Pode-se observar que o tempo de sedimentação do grupo 2 situou-se entre os grupos 3 e 1, e o grupo 3 situou-se entre os grupos 4 e 2. O grupo 1, por sua vez, sedimentou-se mais rapidamente. Em contrapartida, o grupo 4 exibiu a menor velocidade de sedimentação. Essa dinâmica provavelmente ocorreu devido à variação no diâmetro das partículas, interferindo significativamente no processo da sedimentação. Sendo assim, essa observação corrobora a literatura, que afirma que a velocidade terminal de sedimentação das partículas aumenta com seus tamanhos e densidades, proporcionalmente ao número de Reynolds das partículas (Ferguson e Church, 2004). Portanto, partículas maiores sedimentam primeiro e a uma velocidade maior que as menores. Nonato et al. (2024) também obtiveram resultados semelhantes em seu estudo comparando partículas monodispersas e bidispersas. Nesse trabalho, o grupo polidisperso foi composto por duas faixas granulométricas, em vez de três, e as suspensões polidispersas apresentaram um comportamento distinto das suspensões monodispersas.

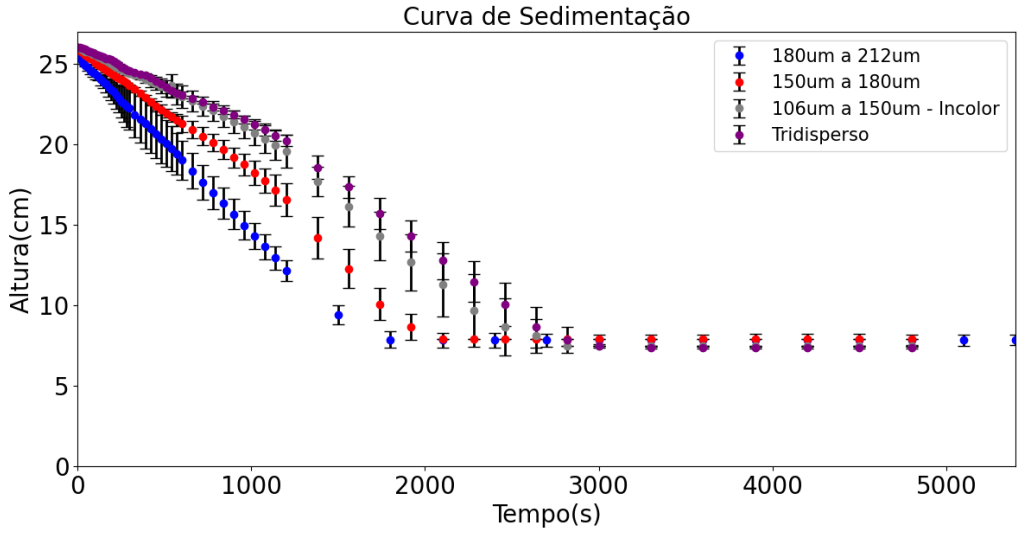


Figura 2: Curvas de sedimentação para os casos monodispersos e o tridisperso. Experimentos realizados em triplicata.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os dados mostram que as curvas de sedimentação atingiram alturas finais de sedimento aproximadas, com variações inferiores a alguns milímetros. Isso indica que, apesar das diferenças nas velocidades de sedimentação, a quantidade total de sedimento depositado ao final do processo foi semelhante em todos os grupos. Esses resultados corroboram a hipótese de que a distribuição granulométrica influencia na dinâmica e no tempo de sedimentação.

Dentro desse contexto, o grupo 4 deveria apresentar uma curva de sedimentação intermediária entre os grupos 2 e 3, considerando que seu diâmetro médio de Sauter é de 142 micrômetros. O grupo 1 possui um diâmetro de Sauter de 182 micrômetros, o grupo 2 de 171 micrômetros e o grupo 3 de 128 micrômetros, conforme mostrado na Tabela 2. No entanto, isso não foi observado. A sedimentação do grupo 4 ocorreu de forma mais lenta, provavelmente porque as partículas maiores presentes sedimentam primeiro, deslocando o fluido para cima e gerando uma velocidade ascensional que impede a sedimentação das partículas menores. Esse fenômeno pode ser claramente observado na Figura 3, em que se nota que as partículas vermelhas, por serem menores, são arrastadas para cima. Assim, as partículas menores só sedimentam após as maiores se depositarem e se compactarem completamente no fundo da proveta, o que dificulta a sedimentação das menores presentes nos grupos com granulometria inferior.

A Figura 3 apresenta um sistema tridisperso em processo de sedimentação, onde partículas azuis, vermelhas e incolores exibem um comportamento de separação distinto. A interação entre as partículas coloridas produz uma tonalidade violácea ao fenômeno da sedimentação. Esse fenômeno demonstra o que é explicado na literatura, onde partículas com maiores diâmetros sedimentam mais rapidamente, formando camadas inferiores, enquanto partículas menores permanecem em suspensão por mais tempo, e sedimentam posteriormente. A separação observada entre as faixas coloridas evidencia o processo de sedimentação e destaca a influência do tamanho das partículas na dinâmica do processo.

O fenômeno observado evidencia que o diâmetro médio de Sauter, isoladamente, não é suficiente para prever o comportamento da sedimentação. Segundo esse parâmetro, seria esperado que partículas com faixas de distribuição granulométrica compostas por tamanhos maiores apresentassem tempos de sedimentação menores, uma vez que o aumento no tamanho das partículas, teoricamente, resultaria em maior velocidade de queda. No entanto, mesmo com o grupo 4 apresentando um diâmetro médio de 142 µm, em comparação aos 128 µm do Grupo 3, esse comportamento não foi observado. A distribuição heterogênea dos tamanhos exerce um papel crucial no processo e deve ser considerada para uma descrição mais precisa da dinâmica envolvida. Além disso, as curvas de sedimentação apresentam um longo trecho retilíneo, indicando uma concentração constante de partículas durante essa fase do processo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

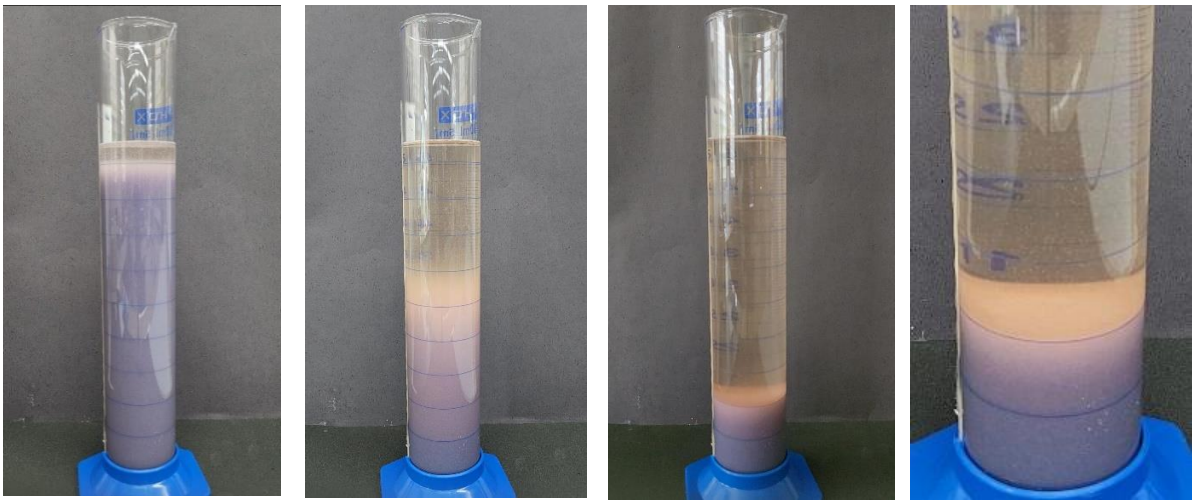


Figura 3: Imagens do experimento realizado com material tridisperso.

CONCLUSÕES

As suspensões estudadas apresentaram diferentes tempos de sedimentação, influenciados principalmente pelo tamanho das partículas e suas velocidades terminais, uma vez que todas possuem a mesma densidade. O grupo 1, composto por partículas maiores, apresentou a maior velocidade de sedimentação, seguido pelos grupos 2 e 3, com partículas progressivamente menores. O grupo 4, contendo uma mistura de 33,3% de cada faixa granulométrica, apresentou o maior tempo de sedimentação.

Conforme a lei deduzida por Stokes (1851), os resultados experimentais dos grupos 1,2 e 3 destacaram a influência do diâmetro das partículas na taxa de sedimentação, que tende a ser maior para partículas de maior tamanho. No entanto, o grupo 4 apresentou um comportamento distinto, evidenciando interações entre partículas de diferentes tamanhos que resultaram nesse aumento do tempo de sedimentação. Estudos adicionais com suspensões contendo diferentes faixas granulométricas serão conduzidos a fim de compreender melhor as interações complexas presentes no processo de sedimentação de materiais polidispersos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o financiamento e apoio da Petrobras (Projeto SPA 4600654833) e da UFRRJ, bem como o suporte do Laboratório de Escoamento de Fluidos, no desenvolvimento deste trabalho.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-NAAFA, M. A.; SELIM, M. S. Sedimentation of polydisperse concentrated suspensions. Golden, CO: Department of Chemical Engineering and Petroleum Refining, Colorado School of Mines, 1989.

BOURGOYNE Jr., A.T., Millheim, K.K., Chenevert, E.M. and Young Jr., F.S. Applied Drilling Engineering (SPE Textbook Series, Volume 2). Society of Petroleum Engineers, Richardson, 1991.

CASQUEIRA, R. G, Ensaios de sedimentação. IN: Tratamento de Minérios: práticas laboratoriais. Rio de Janeiro: CETEM/MCTI, 2007. p. 393-408.

FERGUSON, R; CHURCH, M. A Simple Universal Equation for Grain Settling Velocity. Journal of Sedimentary Research, 74(6): 933-937.

OLIVEIRA, G. N. de et al. Avaliação experimental da sedimentação de esferas de vidro polidispersas em unidade de bancada. In: *Congresso Brasileiro de Sistemas Particulados*, 41., 2024. Anais, 2024.

PEÇANHA, Ricardo. Sistemas particulados: Operações Unitárias Envolvendo Partículas e Fluidos. ELSEVIER, 2014.

STOKES, G. G. On the effect of the internal friction of fluids on the motion of pendulums. Philosophical Transactions of the Royal Society of London.1851.

THOMAS, J. E. (Organizador) Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AVALIAÇÃO DOS EFEITOS TÉRMICOS NA SEDIMENTAÇÃO DE PARTÍCULAS EM FLUIDO NÃO NEWTONIANO

Carla Gabriella Oliveira de Brito, Idrissa Deme*, Juliana Siqueira Agrelos, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Luís Americo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

*Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, *idrissdeme@yahoo.fr*

RESUMO

Fluidos de perfuração de base aquosa frequentemente utilizam modificadores reológicos como goma xantana em sua formulação. O aditivo altera o comportamento reológico do fluido, que passa a apresentar caráter não-newtoniano pseudoplástico. Dentro deste contexto, o foco deste trabalho é a avaliação dos efeitos térmicos na sedimentação de adensantes, cujo fluido base é não newtoniano. Para isso, a goma xantana foi usada como modificador reológico em água. A goma xantana é um polissacarídeo biodegradável produzido pela fermentação de bactérias do gênero Xanthomonas, sendo amplamente utilizada na formulação de fluidos de perfuração de poços de petróleo devido às suas excelentes propriedades reológicas. Os experimentos foram conduzidos em provetas de 1 litro, contendo um fluido base composto por 0,31% (v/v) de goma xantana e 89,69% de água, além de 10% de Sulfato de Bário ($BaSO_4$) como agente adensante. Os testes foram realizados à temperatura ambiente, com aquecimento uniforme e sob a influência de um gradiente de temperatura. O aquecimento foi realizado por meio de fios resistivos controlados eletronicamente. A reologia do fluido foi analisada nas temperaturas de 25°C e 60°C, utilizando um reômetro Anton Paar MCR 302e, caracterizando-o como um fluido não newtoniano, o que proporciona vantagens operacionais como melhor remoção de cascalhos, maior facilidade de bombeamento e controle de pressão em poços de petróleo. A sedimentação dos fluidos foi avaliada em temperaturas de 25°C, 60°C e sob um gradiente térmico de 45°C. Os resultados indicam que o aumento da temperatura exerceu baixa influência sobre o processo de sedimentação nas condições estudadas. Além disso, a comparação da dinâmica de sedimentação no fluido base não newtoniano com fluido base newtoniano demonstrou que os fluidos não newtonianos formulados apresentaram uma sedimentação mais lenta e formaram leitos menos compactados em comparação com o newtoniano.

Palavras-chave: sedimentação, fluido não newtoniano, efeitos térmicos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A perfuração de poços é o processo fundamental para acessar reservatórios subterrâneos de petróleo e gás. Nesse contexto, o fluido de perfuração, é um componente essencial nas operações de perfuração de poços de petróleo. Este desempenha funções que garantem a segurança, a eficiência e o controle do processo. O fluido é responsável por remover os detritos gerados na perfuração (cascalhos), controlar a pressão no espaço anular, estabilizar a parede do poço, além de resfriar e lubrificar a broca. Para tal fim, o tipo e as propriedades do fluido devem ser selecionados de forma criteriosa de acordo com as condições do poço que se deseja perfurar (ECCARD et al., 2018).

Na estruturação do poço, a região anular entre os tubos do revestimento e a parede do poço são preenchidas com cimento, permitindo que a perfuração avance em segurança. Após a etapa de cimentação, parte do fluido de perfuração fica aprisionado entre a região cimentada, o revestimento e a rocha. Durante o tempo em que se finalizam todas as operações fundamentais e construção do poço e o início da produção, os materiais particulados do fluido de perfuração sofrem o processo de sedimentação pela ação do campo gravitacional (CALADA *et al*., 2016).

Durante a extração de petróleo, o fluido de perfuração é exposto a altas temperaturas e pressões em razão do transporte de óleo e gás que está em temperatura naturalmente alta. Como o volume desse espaço anular é fixo e, muitas vezes, não há um caminho natural de alívio para o escoamento do fluido confinado, a pressão aumentará proporcionalmente à elevação da temperatura. O incremento da pressão nesse espaço é conhecido como APB (do inglês Annular Pressure Build-Up) (SANTOS *et al*., 2024). Uma das técnicas aplicadas para mitigar esse aumento de pressão é a técnica da sapata aberta (*open shoe technique*), que consiste em instalar uma sapata de revestimento que permite comunicação hidráulica entre o espaço anular confinado e uma formação permeável, criando um caminho de alívio (SILVA, 2018). No entanto, os sólidos compactados, formados pelo processo de sedimentação, podem gerar uma camada impermeável no fundo do anular, que será impedimento para que o fluido de perfuração seja drenado, dificultando a execução da estratégia de sapata aberta.

Estudos feitos por Moreira (2014) e Moreira et al. (2017), demonstram que a sedimentação de partículas em suspensões de fluidos newtonianos e pseudoplásticos são significativamente influenciados por suas características reológicas, de forma que para o fluido pseudoplástico, a sedimentação ocorre de forma mais rápida no início e mais lenta ao final do processo em comparação com fluidos newtonianos. Isso pode ser explicado pelo efeito de aglomeração de partículas e menores viscosidades aparente (MOREIRA *et al*., 2017).

O presente trabalho tem o objetivo de estudar os efeitos térmicos sobre a sedimentação de adensantes em fluidos de perfuração, cujo fluido base é

ISBN: 978-65-5222-057-8

não newtoniano. Foi utlizado goma xantana como agente viscosificante e barita como adensante, buscando fazer uma breve comparação com fluido base newtoniano e a influência de suas características reológicas nesse processo.

METODOLOGIA

Preparo das suspensões

As suspensões foram preparadas na concentração de 10%(m/m) de barita em água, utilizando goma xantana como viscosificante na proporção de 0,175 lb/bbl, sendo previamente hidratada por um período de 24 h. As pesagens dos materiais foram feitas em uma balança eletrônica e, em seguida, foram agitados durante 30 minutos em um agitador mecânico.

Ensaios de Sedimentação

Os experimentos foram realizados em provetas de 1000 mL, nas quais a altura da fase clarificada foi monitorada com o auxílio de uma escala milimetrada fixada externamente. Os testes tiveram duração total de 5 horas, e o acompanhamento da altura do clarificado seguiu os seguintes intervalos de tempo: a cada 1 minuto até os 40 minutos iniciais; a cada 2 minutos até os 120 minutos; a cada 5 minutos até os 160 minutos; e, por fim, a cada 10 minutos até atingir 300 minutos de ensaio.

Os testes foram realizados em temperatura ambiente, gradiente entre 25°C e 60°C e isotérmico 60°C, utilizando para aquecimento um fio de resistência elétrica flexível envolvido na proveta, como pode ser observado na Figura 1. O sistema não possuía isolamento, podendo sofrer influências do meio externo. As temperaturas foram medidas utilizando um termopar do tipo J na base da proveta e um controlador PID. Na região do topo, o controle de temperatura foi feito através de sensor NTC.

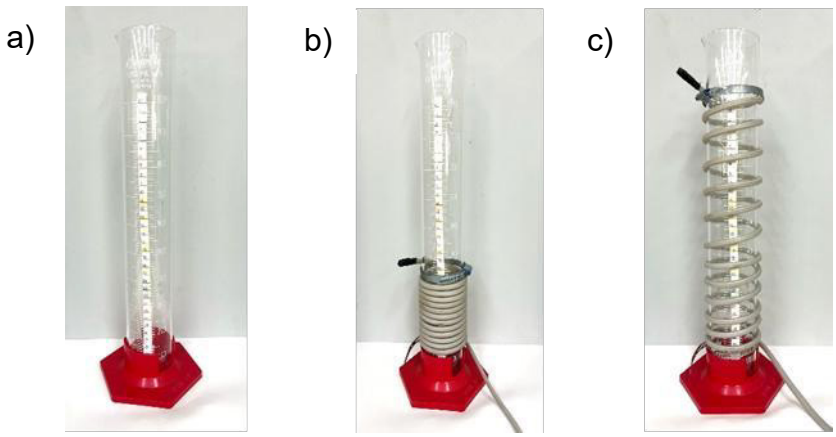


Figura 1: a) Aparato experimental para ensaio em temperatura ambiente; b) Aparato experimental para ensaios em gradiente de 60°C; c) Aparato experimental para ensaios isotérmicos em 60°C.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Caracterização da suspensão

A distribuição granulométrica da barita utilizada foi obtida por difração de raios laser no granulômetro Malvern Mastersizer 2000. A distribuição esta apresentada na Figura 2, com seus respectivos tamanhos de partícula detalhados na Tabela 1. A densidade da barita foi obtida por picnometria resultando em 3,19 ±0,07g/cm³. A densidade da suspensão foi aferida com uma balança de lama Fann Modelo 140, obtendo 1,16 ± 0,01 g/cm^3. A reologia do fluido base e da suspensão foram analisadas utilizando um reômetro Anton Paar MCR 302e (Figura 3 e 4). A partir da análise das curvas reológicas, observou-se que, no fluido base, a viscosidade aparente é significativamente menor a 60 °C. Por outro lado, na curva correspondente à suspensão a 25 °C 60 oC não são tão distantes, havendo inclusive cruzamento dos resultados. Pode-se observar também que a suspensão apresenta maior viscosidade aparente em todas as taxas e temperaturas em comparação com fluido base.

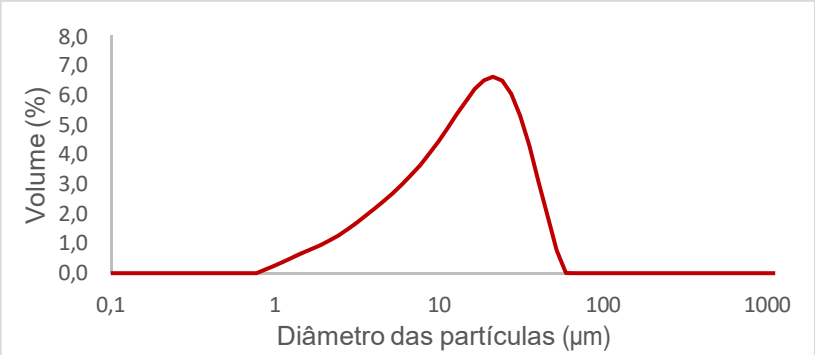


Figura 2: Distribuição granulométrica da barita utilizada nos ensaios.

Tabela 1: Diâmetros característicos da distribuição de tamanhos de partícula da barita.

	Diâmetro característico (µm)
D[3,2] – Sauter	5,15
D10	2,10
D50	12,57
D90	35,58

ISBN: 978-65-5222-057-8

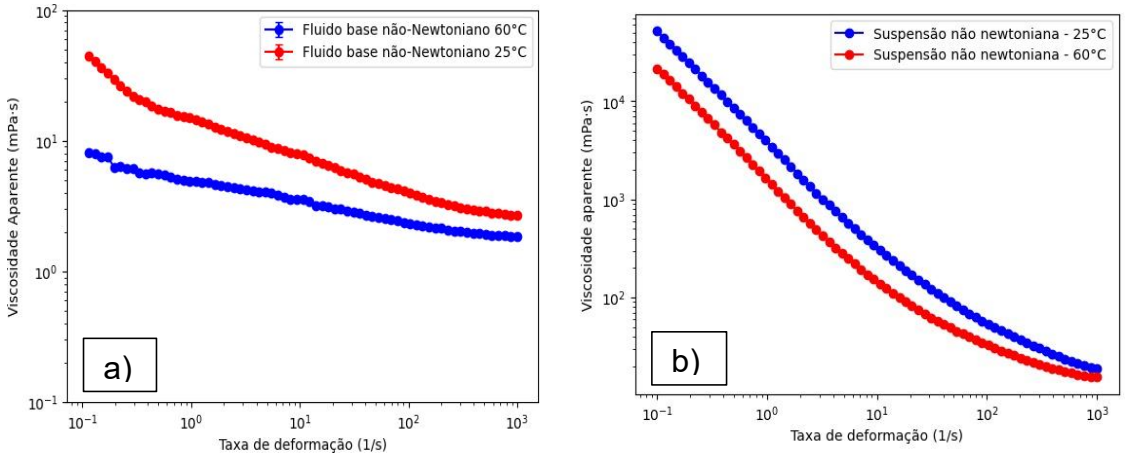


Figura 3: a) Reologia [Fluido base 0,31% goma xantana] b) Reologia suspensão barita 10% [Fluido base 0,31% goma xantana] - Geometria double gap.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

As curvas obtidas nos testes de sedimentação em proveta, contendo 0,31% (v/v) de goma xantana, 89,69% de água e 10% de barita ($BaSO_4$), sob diferentes condições de temperatura, estão apresentadas na Figura 4. Essas curvas representam a variação da altura da suspensão sedimentando ao longo do tempo. Para facilitar a análise dos efeitos térmicos, os dados foram segmentados em dois intervalos de tempo: do minuto 0 ao 50 (Figura 5) e do minuto 50 ao 300 (Figura 6).

A análise da Figura 5 revelou que, nos primeiros minutos, o aquecimento isotérmico promoveu um aumento na velocidade de sedimentação. Assim, o teste conduzido sob condição isotérmica apresentou, inicialmente, uma taxa de sedimentação superior àquela observada nos ensaios realizados em temperatura ambiente e sob gradiente térmico. O comportamento foi esperado, uma vez que, de acordo com a equação de Stokes, a velocidade de sedimentação aumenta à medida que a viscosidade do fluido diminui (FOX, MCDONALD & PRITCHARD, 2013). Como a temperatura exerceu influência direta na redução da viscosidade, seu aumento contribuiu significativamente para a aceleração do processo de sedimentação.

Apesar dessa diferença inicial, os testes — em temperatura ambiente, sob gradiente térmico e isotérmico — apresentaram comportamentos semelhantes nos minutos subsequentes, apresentando curvas quase coincidentes. Esse comportamento sugere uma possível estabilização térmica no comportamento reológico nesses intervalos de temperatura. De fato, como pode-se ver na Figura 3, as curvas de viscosidade aparente das suspensões em 25ºC e 60ºC não apresentam uma diferença significativa. As alturas finais dos leitos estabilizaram em entre 0,36 e 0,37, em todos os casos, Figura 6, significando que o sedimento ocupa, aproximadamente, 37% do volume da proveta. Além disso, foram observados visualmente efeitos de convecção

ISBN: 978-65-5222-057-8

natural causados pela variação de temperatura principalmente nos testes realizados sob gradiente térmico.

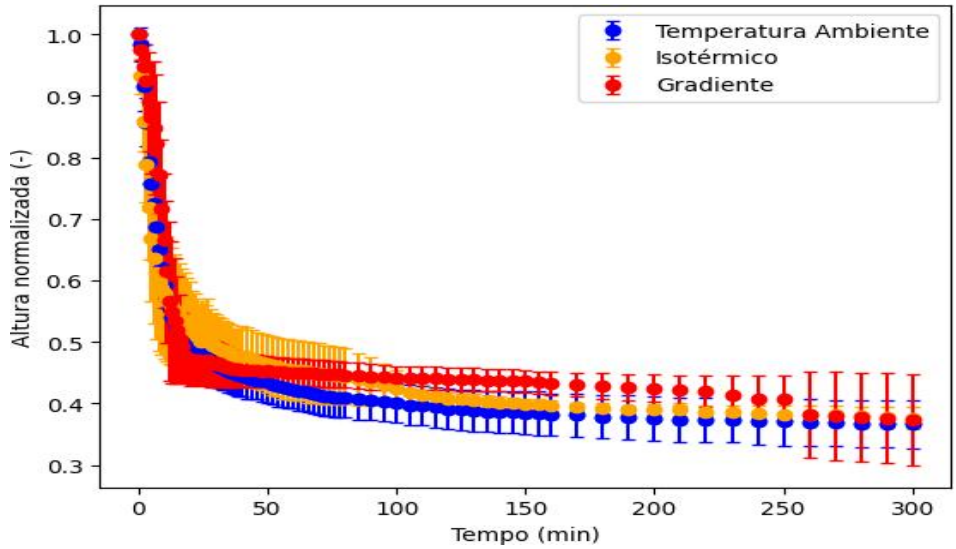


Figura 4: Ensaio de sedimentação - Proveta 1L [0.31% Goma Xantana + 99.69% Água] /[10%Barita].

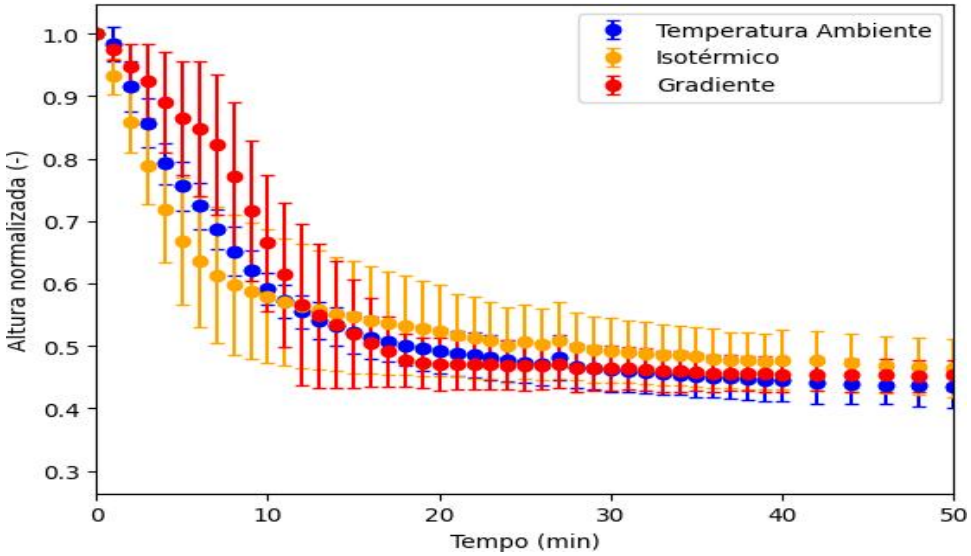


Figura 5: Ensaio de sedimentação - Proveta 1L [0.31% Goma Xantana + 99.69% Água] /[10%Barita] - 50 minutos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

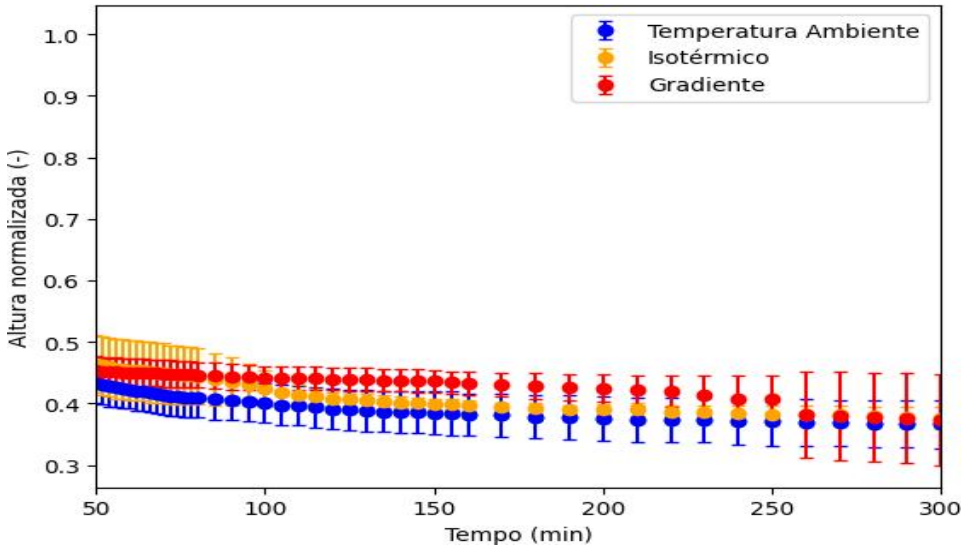


Figura 6: Ensaio de sedimentação - Proveta 1L [0.31% Goma Xantana + 89.69% Água] / [10%Barita] - 50 a 300 minutos.

Adicionalmente, analisou-se as diferenças no comportamento da sedimentação sob influência térmica entre um fluido base newtoniano e o fluido base não newtoniano analisado anteriormente. Para essa comparação, foram realizados ensaios em provetas com capacidade de 1000 mL, contendo uma solução composta por 90% de água, 10% de glicerina (utilizada como agente viscosificante) e 10% de barita. Na figura 7 foram analisadas comparativamente as viscosidade do fluido newtoniano, utilizando glicerina, com o pseudoplástico de goma xantana.

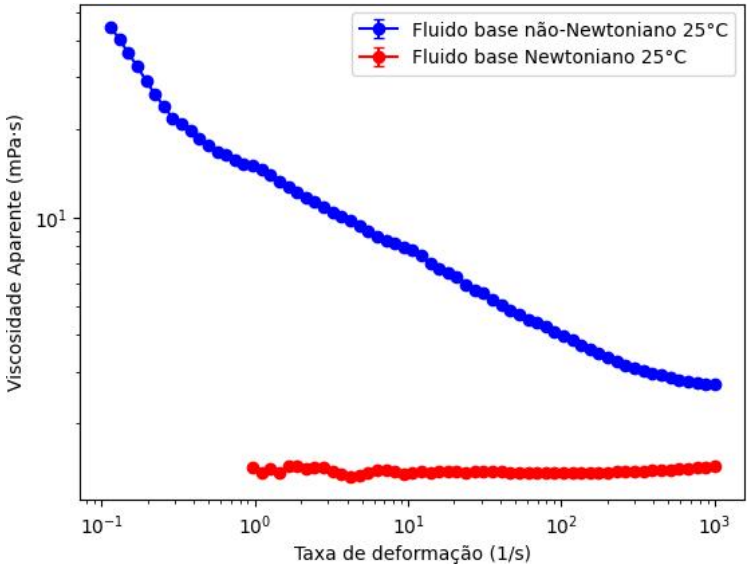


Figura 7: Comparação entre as viscosidades de fluido base não newtoniano [0,31% goma xantana] e newtoniano [10% glicerina].

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os testes foram conduzidos em três condições distintas: temperatura ambiente (Figura 8), sob gradiente térmico de 45 °C (Figura 9) e em regime isotérmico a 60 °C (Figura 10). Os resultados indicaram uma maior velocidade de sedimentação no fluido de base newtoniana em todas as condições analisadas. Além disso, foram observadas diferenças significativas na altura final da sedimentação: os testes realizados com goma xantana apresentaram sedimento com maior altura, independentemente do regime térmico aplicado. Os testes realizados com fluido não newtoniano obtiveram altura normalizada de sedimento em cerca de 0,37. Os produzidos em fluido base newtoniana estabilizaram suas alturas normalizadas entre o 0,20 e 0,22.

Os estudos realizados por Da Silva (2022), abordaram as diferenças observadas nos leitos de suspensão, destacando que suspensões formadas por fluidos base não newtonianos apresentam maiores leitos em comparação aos formados por fluidos newtonianos. Essa diferença pode ser atribuída às características reológicas dos fluidos, especialmente à viscosidade. Em fluidos não newtonianos, a viscosidade aparente tende a diminuir com o aumento da taxa de cisalhamento, o que pode favorecer uma maior compactação das partículas no leito.

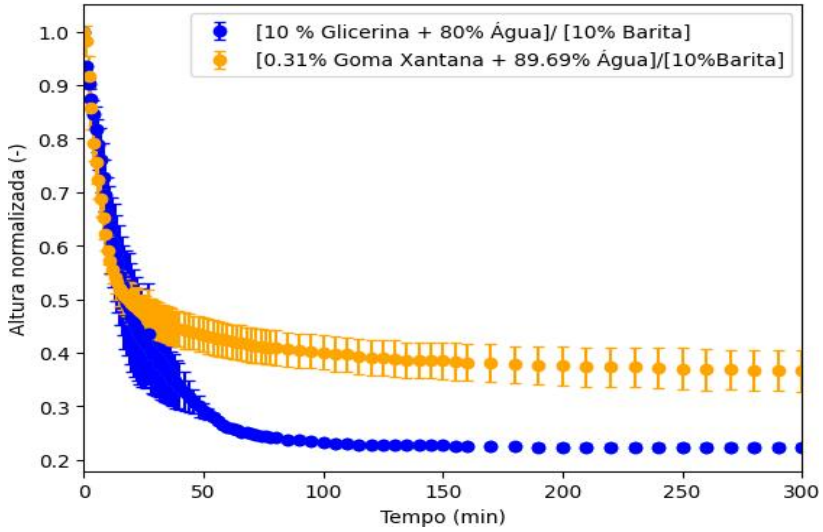


Figura 8: Comparação fluido base não newtoniano x newtoniano - temperatura ambiente.

ISBN: 978-65-5222-057-8

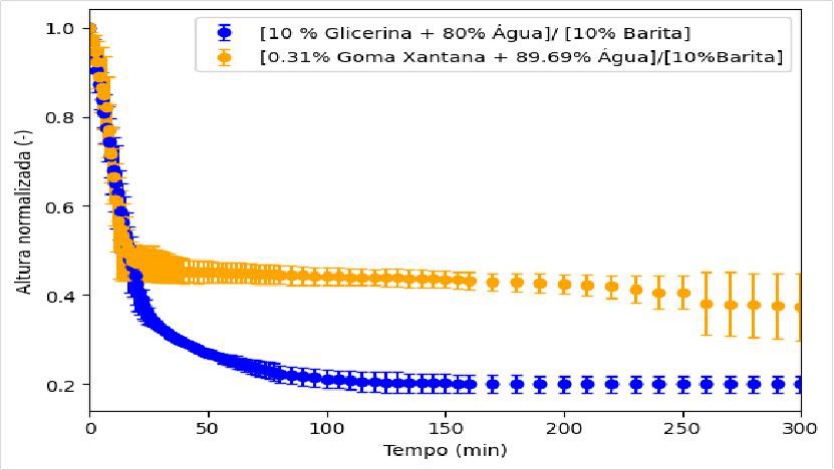


Figura 9: Comparação fluido base não newtoniano x newtoniano - gradiente 60°C

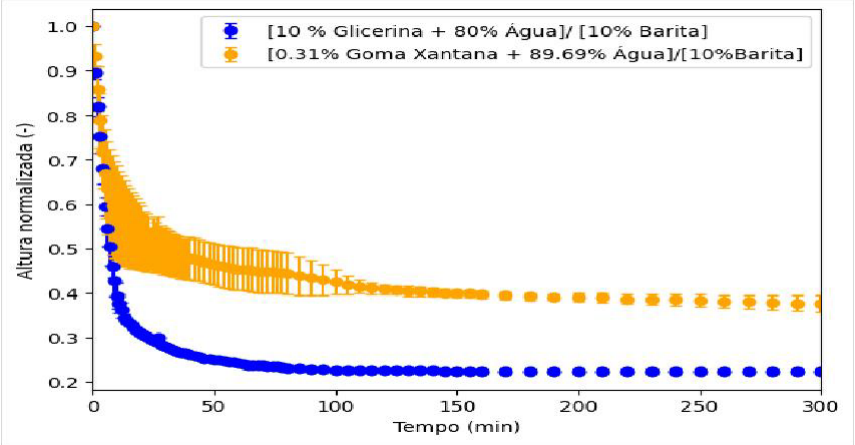


Figura 10: Comparação fluido base não newtoniano x newtoniano - isotérmico 60°C.

CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo principal investigar, de forma preliminar, os efeitos da temperatura sobre o processo de sedimentação em fluidos de não newtonianos. Para isso, foram realizados testes utilizando uma suspensão de barita em solução aquosa de goma xantana, sob três diferentes condições térmicas: (1) temperatura ambiente, (2) com aplicação de gradiente térmico e (3) sob aquecimento isotérmico. Os resultados obtidos indicaram que a temperatura exerce influência pouco significativa sobre a dinâmica de sedimentação da suspensão avaliada. Além disso, uma a comparação realizada com suspensão de fluido base newtoniano, água e glicerina, demonstrou que a velocidade de sedimentação é mais elevada neste caso, indicando a importância da base nesse processo. Observou-se também que os sedimentos formados com fluido não newtoniano apresentaram maior altura em todos os casos, ou seja, estão menos compactados.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o financiamento e apoio da Petrobras (Projeto SAP 4600669323) e da UFRRJ, bem como o suporte do Laboratório de Escoamento de Fluidos, no desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CALÇADA, L. A. et al. *Barite Sag and Its Impact On Annular Pressure Build Up Mitigation In Producing Offshore Wells*. Apresentado em: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE: Society of Petroleum Engineers, 2016. p. 1–16.

DA SILVA, B. P. et al. Effect of previous sedimentation time in filtration rate for shear-thinning suspensions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 208, p. 109453, 2022.

ECCARD, L. S.; QUARTO, L. C.; SOUZA, S. M. F.; QUARTO, J. V. C.; MUNIZ, V. F. S. G. Análise de parâmetros dos fluidos de perfuração de poços de petróleo. *Revista Transformar*, v. 12, n. 2, p. 124–146, ago./dez. 2018. E-ISSN 2175-8255.

FOX, Robert W.; MCDONALD, Alan T.; PRITCHARD, Philip J. *Introdução à mecânica dos fluidos*. 8. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

MOREIRA, B. A. Estudo da sedimentação em suspensões de fluido com características reológicas pseudoplásticas. 2014. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2014.

MOREIRA, B. A.; AROUCA, F. O.; DAMASCENO, J. J. R. Analysis of suspension sedimentation in fluids with rheological shear-thinning properties and thixotropic effects. *Powder Technology*, v. 308, p. 290–297, 2017. Elsevier BV.

SANTOS, G. L. L. dos; FERNANDES, C. N. de A.; SILVA, T. B. da; LIRA, W. W. M.; OLIVEIRA, F. L.; SOUZA, C. O. de. Métodos para mitigação do aumento de pressão em anulares de poços de petróleo. *Revista Técnico-Científica do CREA-PR*, Edição Especial, p. 1-14, junho 2024. ISSN 2358-5420.

SILVA, B. P. Estudo do efeito da sedimentação prévia na filtração de fluidos não-Newtonianos. 2018. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Instituto de Tecnologia, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, 2018.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INFLUÊNCIA TÉRMICA NA DINÂMICA DA SEDIMENTAÇÃO E COMPRESSÃO DE SÓLIDOS EM SUSPENSÕES: IMPLICAÇÕES NA ESTABILIDADE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Hélio de Oliveira Junior[1], Flávia Marques Fagundes[2], Fran Sergio Lobato[3], João Jorge Ribeiro Damasceno[4], Fábio de Oliveira Arouca[5]

[1-5]Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Química, Av. João Naves de Ávila, 2121,Bairro Santa Mônica, CEP 38400-902, Uberlândia/MG, Brasil.[1]helio.oliveira@ufu.br,[2]fslobato@ufu.br,[3]flavia.fagundes@ufu.br, [4]damasceno@ufu.br e [5]arouca@ufu.br.

RESUMO

A sedimentação configura um processo amplamente empregado, principalmente, nas indústrias de transformação. Dentre os fatores que influenciam a eficiência deste processo, a temperatura exerce papel determinante na separação sólido-líquido. Na perfuração de poços de petróleo, fluido é submetido ao aquecimento decorrente das condições geotérmicas, com incremento de temperatura à medida que o poço é perfurado. Durante interrupções na circulação do fluido, partículas em suspensão tendem a sedimentar, o que pode comprometer a integridade do poço. Nesse contexto, o presente estudo investigou a sedimentação gravitacional de uma suspensão aquosa de carbonato de cálcio, sob diferentes condições térmicas. Foram analisados parâmetros como velocidade de sedimentação, expansão do leito sedimentado, perfil de concentração do sedimento e pressão nos sólidos. Ensaios isotérmicos foram conduzidos a 25ºC e 70ºC, em provetas submetidas a aquecimento controlado em estufa. Adicionalmente, testes sob gradiente térmico foram realizados em unidade bidimensional com aquecimento lateral. A Técnica de Atenuação de Raios Gama foi empregada para determinar a concentração de sólidos durante o processo. Os resultados indicaram um aumento de 220% na velocidade de sedimentação, uma expansão do leito de 4,3% e modificações na distribuição da concentração de sólidos nos ensaios isotérmicos. Observou-se, ainda, a migração de partículas em direção às regiões aquecidas, com alterações nos perfis de concentração dos sedimentos nos testes com gradiente térmico. Os perfis obtidos possibilitaram o cálculo da pressão nos sólidos, evidenciando que a migração para regiões aquecidas acarreta aumento do volume de sólidos localmente, resultando em elevações nas pressões internas. Esses resultados ressaltam a relevância de considerar os efeitos térmicos não apenas na dinâmica da sedimentação, mas também nos fenômenos de acomodação e compressão dos sólidos.

Palavras-chave: sedimentação de partículas, gradiente térmico, fluido de perfuração, compressão de sólidos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Durante a sedimentação de partículas, o aumento da temperatura está associado à maior velocidade de sedimentação, pois, em geral, a viscosidade dos líquidos diminui com o aquecimento. Embora essa tendência esteja de acordo com a Lei de Stokes, há desvios quantitativos importantes ao se tentar prever a velocidade de sedimentação como função diretamente proporcional à viscosidade (Joudah, 2014).

O estudo da influência da temperatura no processo de sedimentação é muito relevante para a indústria de perfuração de poços de petróleo, visto que quaisquer alterações no perfil de concentração do sedimento podem comprometer toda a operação. O fluido de perfuração exerce funções essenciais, como lubrificação e resfriamento da broca, além do transporte de cascalhos para a superfície (Caenn *et al.*, 2017).

Sua capacidade de manter sólidos suspensos é fundamental para evitar falhas como travamento da broca, perda de circulação ou acúmulo de pressão anular (Caenn *et al.*, 2017). A estimativa da velocidade de sedimentação e do perfil de concentração é uma tarefa desafiadora em poços profundos, devido ao efeito dos gradientes térmicos, que podem atingir entre 20 e 40 ºC/km (Macenić *et al.*, 2020).

Apesar de existirem estudos sobre a influência da temperatura na velocidade de sedimentação, há uma carência significativa de investigações que considerem as propriedades físicas do leito sedimentado formadas sob diferentes condições térmicas (Mkpenie *et al.*, 2007; Goula *et al.*, 2008; Xu *et al.*, 2020). Além disso, a maioria desses trabalhos aborda apenas condições isotérmicas, em que a suspensão é mantida a temperatura constante, permitindo o uso de modelos clássicos como o de Kynch (1952). Por outro lado, a sedimentação sob gradientes térmicos, sobretudo quanto às características do leito resultante, ainda carece de dados experimentais e de modelagens adequadas.

Dessa forma, a influência da temperatura na sedimentação ainda demanda mais estudos para esclarecer contradições, superar desafios industriais e ampliar o entendimento dos mecanismos envolvidos. Diante do que foi apresentado, este trabalho teve como objetivo avaliar o efeito da temperatura na velocidade de sedimentação, na concentração de sólidos na torta formada e sua expansão e na pressão nos sólidos. Para essa finalidade são considerados pontos experimentais obtidos em diferentes temperaturas isotérmicas e sob o efeito de gradientes de temperatura.

MATERIAIS E MÉTODOS

Todos os ensaios experimentais foram realizados com uma suspensão aquosa de carbonato de cálcio ($CaCO_3$) a 15% em volume. O $CaCO_3$ foi escolhido por ser insolúvel em água, apresentar boa capacidade de dispersão e sedimentação, e por seu uso como agente obturante em fluidos de perfuração (Santos *et al.*, 2018), em que garantiu-se a homogeneização mecânica no preparo da suspensão.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A massa específica média do carbonato (2,6932 ± 0,004 g/cm³) foi determinada por picnometria de gás hélio com um Micromeritics AccuPyc 1330. A distribuição granulométrica foi obtida em um analisador Malvern Mastersizer 2000, com os seguintes diâmetros característicos: D_{10} = 1,927 µm, D_{50} = 15,441 µm e D_{90} = 38,903 µm.

Sedimentação isotérmica em diferentes temperaturas: Foram realizados testes a 25 e 70 ºC para avaliar a velocidade de sedimentação e a concentração de sólidos no sedimento. Provetas de 500 mL com 24 cm de altura contendo a suspensão foram colocadas em uma estufa com controle PID (Proporcional Integral Derivativo) de temperatura. Após o equilíbrio térmico, a suspensão foi homogeneizada com um dispersor e iniciou-se a sedimentação com temperatura constante.

A altura da interface descendente foi monitorada ao longo do tempo com auxílio de uma câmera digital, conforme metodologia proposta por Xu *et al.*, 2019. A velocidade foi calculada pela razão entre deslocamento da interface e tempo. Após 3 horas, as provetas foram retiradas e analisadas usando a Técnica de Atenuação de Raios Gama (TARG) (Gardner R. P. e Ely R. L. Jr., 1967; Damasceno, 1992) para determinar a concentração de sólidos no sedimento, conforme procedimento detalhado por Moreira et al. (2017) e Andrade et al. (2021). As provetas foram vedadas para evitar evaporação. O mesmo procedimento foi repetido a 70 ºC.

Acomodação após resfriamento: Esta etapa investigou se o resfriamento do sedimento formado a 70 ºC causaria nova acomodação das partículas. Após o teste isotérmico a 70 ºC, foi medida a concentração de sólidos. Em seguida, a proveta foi resfriada até 25 ºC em ambiente climatizado, e novas medições foram realizadas para comparar o perfil de concentração antes e depois do resfriamento.

Sedimentação com gradiente de temperatura: Foram realizados três testes (A, B e C) com suspensão de $CaCO_3$ 15% v/v em um recipiente com três compartimentos. O central de maior volume continha a suspensão, enquanto os laterais, foram preenchidos com óleo térmico aquecido a 70 ºC por resistências de 500 W controladas por termostatos. Placas de alumínio de 2 mm separavam os compartimentos para facilitar a condução de calor.

As temperaturas iniciais do óleo (T1 e T2) e da suspensão (Tsup) estão na Tabela 1.

Tabela 1: Temperaturas iniciais para teste com gradiente de temperatura

Teste	T1 (ºC)	Tsup (ºC)	T2 (ºC)
A	25	25	25
B	70	25	25
C	70	25	70

Após a formação do sedimento, o sistema era resfriado até 25 ºC. A altura final e o perfil de concentração ao longo dos eixos x e z foram medidos com a TARG. Também foi determinada a pressão nos sólidos (P_s) que representa a força exercida pelas camadas superiores de partículas sobre as inferiores, calculada pela equação Eq. (1) (Damasceno, 1992),

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$P_s = g(\rho_s - \rho_f) \int_z^H \varepsilon_s(z) dz \quad (1)$$

em que *z* é a altura no leito sedimentado, *H* a altura total do sedimento formado, ρ_s e ρ_f representam as densidades do sólido e do líquido, respectivamente e $\varepsilon_s(z)$ é a concentração volumétrica de sólidos local.

Imagens térmicas foram efetuadas por uma câmera térmica fabricada por Teledyne FLIR modelo E8, a câmera permaneceu em um suporte posicionada a 40 cm do recipiente de teste registrando imagens da evolução do gradiente de temperatura a cada 15 minutos.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Sedimentação em diferentes temperaturas e acomodação após resfriamento: A sedimentação de partículas de $CaCO_3$, em meio isotérmico, foi monitorada para avaliar a velocidade de sedimentação, o tempo de estabilização e a altura final do sedimento considerando duas temperaturas, a saber, 25 °C e 70 °C. A Figura 1 apresenta a interface descendente (a velocidade de sedimentação a partir da inclinação da reta)

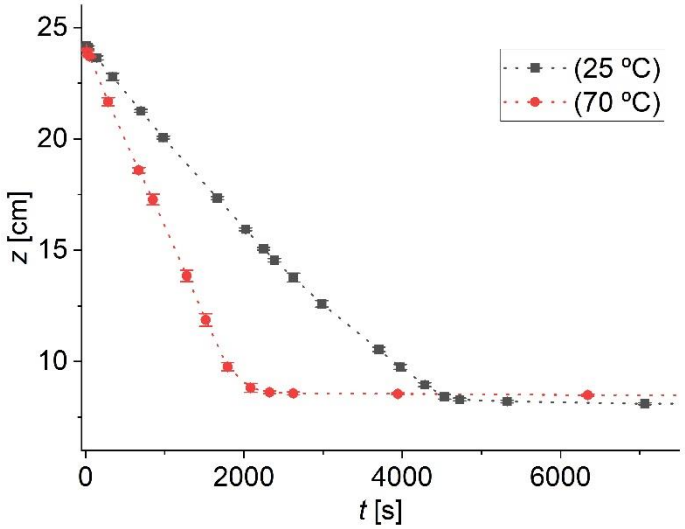


Figura 1: Velocidade de sedimentação a 25 e 70ºC para sedimentação em provetas.

Verificou-se nesta figura que a taxa de sedimentação a 70 °C foi 120% superior à registrada para 25 °C. Tal comportamento é devido à menor viscosidade da água em temperaturas mais elevadas, conforme observado por Goula *et al.* (2008) e Joudah (2014). Além disso, a altura final do sedimento a 70 °C foi 4,3% maior do que a observada a 25 °C, indicando uma expansão do leito sedimentar. Provavelmente, esse efeito está relacionado a movimentos convectivos mais intensos, o que mantêm o leito em estado expandido.

Após o resfriamento do sedimento formado a 70 °C, observou-se uma nova acomodação das partículas, com redução da altura do leito e a compactação do sedimento, aproximando-se das características observadas na sedimentação a 25 °C.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A concentração volumétrica de sólidos foi determinada para os três casos: sedimentação a 25 °C, a 70 °C e após resfriamento de 70 °C para 25 °C. Os resultados são apresentados na Figura 2(a). Nesta figura é possível observar que, nas camadas inferiores, a concentração de sólidos a 70 °C foi 2,98% menor que a de 25 °C, enquanto nas camadas superiores foi 4,1% maior, indicando redistribuição das partículas. Apesar disso, a pressão nos sólidos (Figura 2(b)) manteve-se semelhante entre as condições, pois o volume total de sólidos não se alterou, apenas sua distribuição espacial no leito.

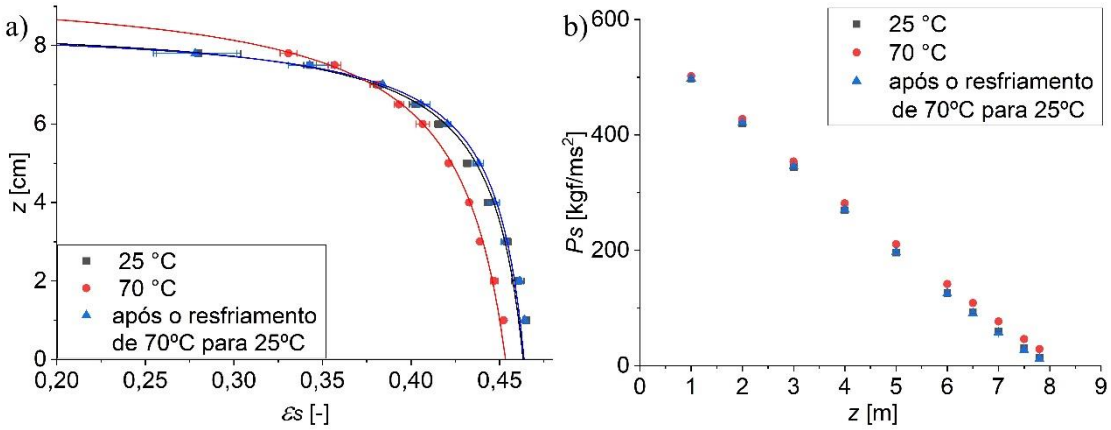


Figura 2: (a) Concentração local de sólidos, (b) tensão nos sólidos. Para sedimentos formados em proveta a 25 ºC, 70 ºC e após resfriamento.

A maior altura final observada a 70 °C é consequência da presença de partículas nas camadas superiores, oriundas da redução nas camadas inferiores. Com o resfriamento, houve nova acomodação e o perfil de concentração e pressão nos sólidos se aproximou do verificado na sedimentação a 25 °C.

Sedimentação com gradiente de temperatura: A Figura 3 apresenta imagens térmicas capturadas em diferentes momentos (conforme os testes descritos na Tabela 1), revelando que o óleo térmico permaneceu aquecido durante todo o experimento, transferindo calor para a suspensão inicialmente a 25 °C.

Nos testes B (aquecimento unilateral) e C (aquecimento bilateral), as imagens evidenciam a evolução térmica da suspensão ao longo de três horas. A linha horizontal observada nas imagens de 1h e 3h representa a interface descendente, acima da qual há líquido clarificado e abaixo, uma concentração de sólidos superior à inicial (15%).

A transferência de calor variou conforme a região, zonas com alta concentração de partículas, o calor avançou por condução térmica devido ao contato entre as partículas, criando um meio contínuo. Já na região de líquido clarificado (ausência de partículas), o calor se propagou por convecção natural, inicialmente aquecendo a superfície e depois migrando em direção ao fundo do recipiente.

ISBN: 978-65-5222-057-8

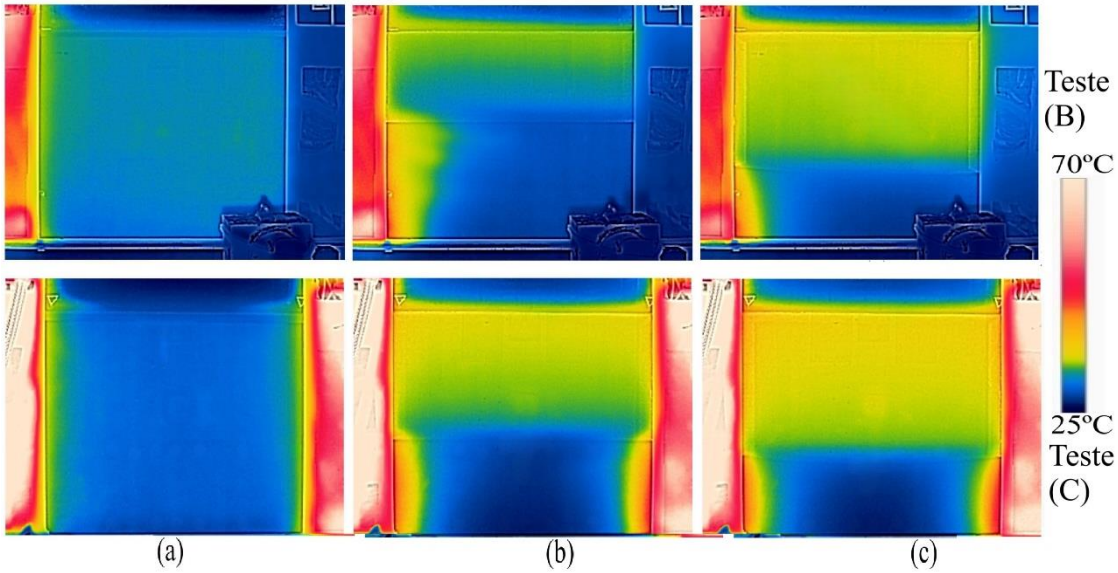


Figura 3: Imagens térmica obtidas no teste B e C (aquecimento uni e bilateral), sendo (a) 0 hora, (b) 1 hora e (c) após 3 horas de sedimentação.

Essas diferenças na transferência de calor impactam diretamente a taxa de sedimentação, modificando as propriedades reológicas da suspensão e as forças atuantes sobre as partículas.

Após 3 horas, o sedimento encontrava-se estabilizado no fundo do recipiente. Após o completo resfriamento do sistema para 25 °C, mediram-se a altura final do leito sedimentado e a concentração de sólidos. Observou-se que a altura do sedimento não era uniforme, sendo maior nas regiões próximas às paredes aquecidas, evidenciando o efeito do gradiente térmico na distribuição dos sólidos.

Altura do Sedimento no reservatório de teste: A Figura 4 apresenta a altura do sedimento formado ao longo do reservatório após a sua estabilização.

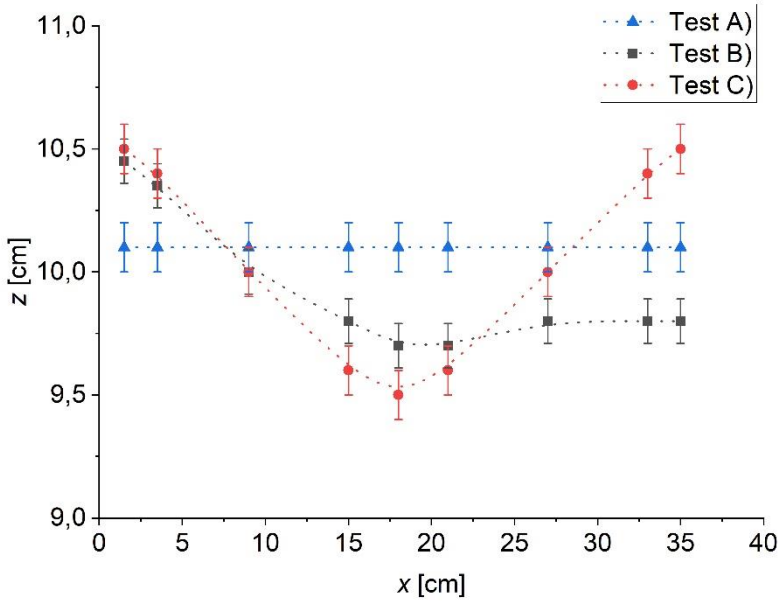


Figura 4: Altura do sedimento nos testes A, B e C.

ISBN: 978-65-5222-057-8

No teste A, realizado sem aquecimento nas laterais, a altura do sedimento permaneceu constante ao longo de toda a extensão do compartimento. Entretanto, nos testes B e C, observou-se um aumento na altura do sedimento de $CaCO_3$ nas regiões próximas às paredes que estavam aquecidas.

No teste B, em que apenas uma das laterais foi aquecida a 70 °C, a altura do sedimento nas proximidades da parede aquecida foi 7,73% maior em comparação à região não aquecida. No teste C, com ambos os compartimentos laterais aquecidos, a altura do sedimento nas regiões próximas às paredes aquecidas foi 10,52% maior em relação à região central do reservatório (não aquecida). Vale ressaltar que as leituras da altura foram efetuadas após a estabilização e o resfriamento do recipiente de teste.

Na Figura 5, observa-se o leito sedimentado formado após a estabilização do sedimento. Nota-se que, nas proximidades das regiões aquecidas, o sedimento permaneceu mais elevado mesmo após o resfriamento do sistema. Esse comportamento está associado à migração de partículas para essas regiões, fenômeno decorrente da redução da viscosidade da água em função do aumento local da temperatura, bem como da atuação de correntes convectivas.

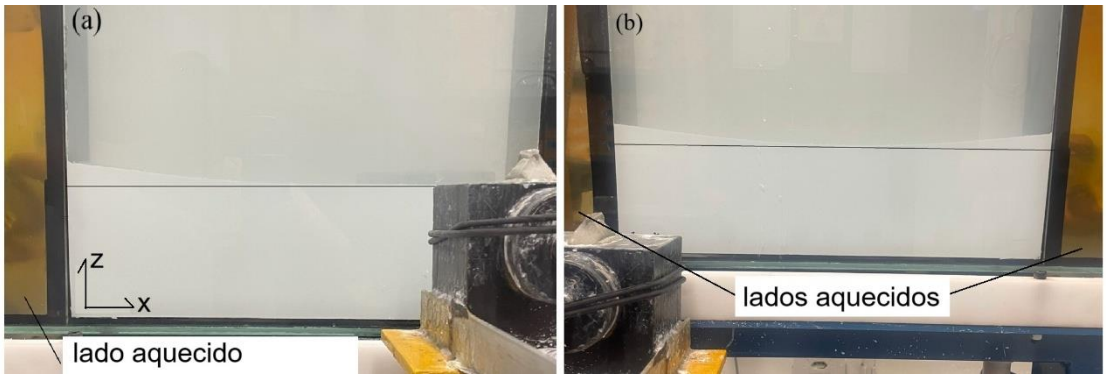


Figura 5: Leito após a sedimentação com gradiente de temperatura, a) aquecimento unilateral, b) aquecimento bilateral.

Concentração de sólidos do sedimento: Tanto a concentração quanto a pressão nos sólidos foram avaliadas em diferentes alturas e posições ao longo dos eixos x e z do reservatório para os testes B e C, utilizando a técnica TARG. As Figuras ***Figura 6*** e ***Figura 7*** mostram os resultados experimentais obtidos.

Os gráficos das Figuras ***Figura 6***(a) e **Figura *7***(a) revelam que, ao longo do eixo z, o sedimento apresentou maior concentração de sólidos próximo à base, diminuindo com a altura, o que indica um perfil de compactação típico. Esse comportamento é atribuído à compressibilidade e à distribuição granulométrica do carbonato de cálcio (Moreira, 2014).

No teste B, observou-se maior concentração de sólidos na lateral aquecida (x = 1,5 cm) em comparação ao centro e à lateral fria (x = 18 cm e x = 35 cm). Consequentemente, a pressão nos sólidos (Figura 6(b)) também foi mais elevada nessa região, evidenciando a migração de partículas em direção à parede aquecida.

ISBN: 978-65-5222-057-8

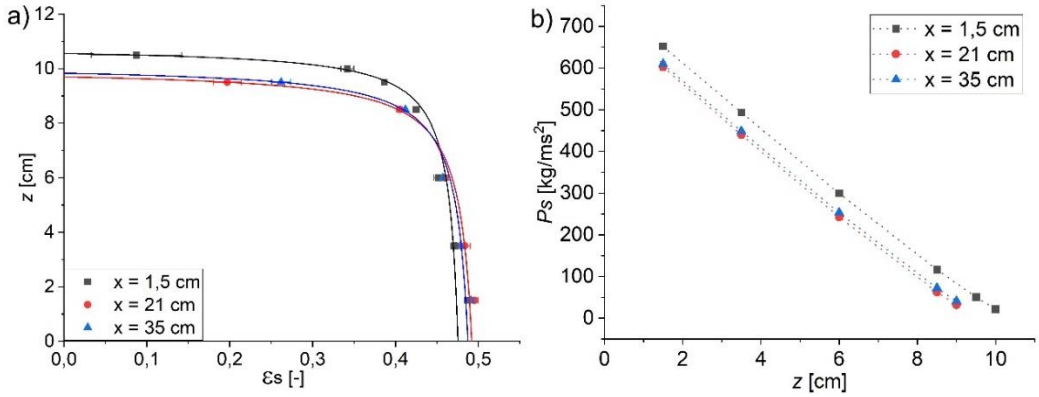


Figura 6: Concentração (a) e tensão nos sólidos (b) para sedimentos formados no teste B (aquecimento unilateral) no recipiente de teste.

Foram analisadas três posições horizontais, x = 1,5 cm (próximo à lateral esquerda), x = 18 cm (centro, não aquecido) e x = 35 cm (próximo à lateral direita). As medições foram realizadas após o resfriamento completo do sistema para 25 °C.

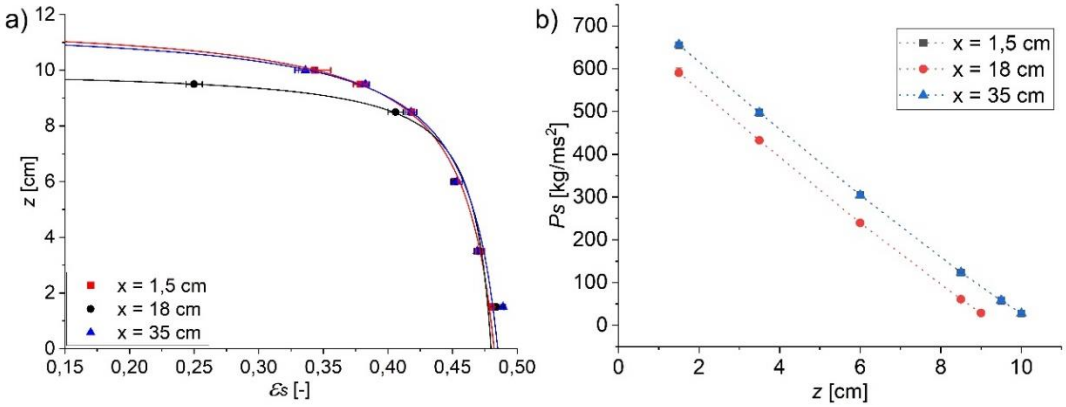


Figura 7: Concentração (a) e tensão nos sólidos (b) para sedimentos formados no teste C (aquecimento bilateral) no recipiente de teste.

Resultados semelhantes foram obtidos no teste C (aquecimento bilateral). As maiores concentrações de sólidos e pressões ocorreram nas duas laterais aquecidas (x = 1,5 cm e x = 35 cm), enquanto o centro (x = 18 cm) apresentou valores menores (Figura 7). Em ambos os testes, nas camadas superiores (z > 6 cm), as concentrações variaram ao longo do eixo x, indicando distribuição assimétrica induzida pelo gradiente térmico.

Ao comparar com os testes isotérmicos em estufa, nota-se que, nesses casos, o leito expandido se acomoda após o resfriamento. Já na sedimentação com gradiente de temperatura, mesmo após o resfriamento, o sedimento permaneceu elevado nas regiões aquecidas, sugerindo efeito da migração de partículas induzida termicamente.

A análise da altura do sedimento na região central (x = 18 cm) nos testes A, B e C (Figura 4) reforça esse comportamento: no teste A (sem aquecimento), a altura foi maior; no teste B, reduziu-se com o aquecimento

ISBN: 978-65-5222-057-8

unilateral; e no teste C, foi ainda menor devido à migração de partículas para ambas as laterais aquecidas.

CONCLUSÃO

Com base nos resultados apresentados, conclui-se que a temperatura influenciou na dinâmica da sedimentação, afetando não apenas a velocidade de sedimentação, mas também a altura do leito sedimentado e a concentração volumétrica de sólidos.

Em condições isotérmicas, o sedimento se formou mais rapidamente e apresentou uma expansão do leito sedimentado em temperaturas mais elevadas. No entanto, ao reduzir a temperatura, observou-se uma reacomodação do leito sedimentar para uma concentração muito próxima à de um leito sedimentado a frio.

No contexto dos fluidos de perfuração, a sedimentação acelerada induzida pelo aumento de temperatura é indesejável, uma vez que compromete a principal função do fluido, que é manter os sólidos em suspensão durante a perfuração. Por outro lado, após a ocorrência da sedimentação, a permanência do leito em estado expandido pode ser benéfica ao processo, pois a menor concentração volumétrica de sólidos no leito sedimentado resulta em maior permeabilidade, contribuindo para a mitigação de problemas relacionados ao acúmulo de pressão anular.

Sob condições de gradiente térmico (não isotérmicas), observou-se a migração de partículas sólidas das regiões mais frias para as mais aquecidas. Nessas zonas de maior temperatura, foram registradas alturas de sedimento superiores e concentrações de sólidos mais elevadas em comparação às regiões frias. Esses resultados indicam que, em operações de perfuração de poços de petróleo, pontos de alívio de pressão devem ser estrategicamente posicionados longe de fontes de calor ou superfícies aquecidas, uma vez que o acúmulo de material sedimentado nessas áreas pode reduzir significativamente a permeabilidade do sistema, dificultando o escoamento e o alívio de pressão.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, Gabriel M. P. *et al.* Evaluation of characteristic diameter on barite settling in drilling fluids by Monte Carlo method. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 206, p. 109072, 2021.

CAENN, Ryen; DARLEY, H. C. H.; GRAY, George R. Chapter 1 - Introduction to Drilling Fluids. *In*: CAENN, Ryen; DARLEY, H. C. H.; GRAY, George R. (Orgs.). **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (Seventh Edition)**. Seventh Edition ed. Boston: Gulf Professional Publishing, 2017. p. 1–34.

ISBN: 978-65-5222-057-8

DAMASCENO, J. J. R. **Uma contribuição ao estudo do espessamento contínuo**. Tese (Doutorado)—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1992.

GARDNER R. P.; ELY R. L. JR. **Radioisotope measurement applications in engineering**. Califórnia: Reinhold, 1967.

GOULA, Athanasia M. *et al.* The effect of influent temperature variations in a sedimentation tank for potable water treatment—A computational fluid dynamics study. **Water Research**, v. 42, n. 13, p. 3405–3414, 2008.

JOUDAH, R. A. Effect of temperature on floc formation process efficiency and subsequent removal in sedimentation process. **Journal of Engineering and Development**, v. 18, n. 4, p. 176–187, 2014.

KYNCH, G. J. A theory of sedimentation. **Transactions of the Faraday Society**, v. 48, p. 166–176, 1952.

MACENIĆ, M.; KUREVIJA, T.; MEDVED, I. Novel geothermal gradient map of the Croatian part of the Pannonian Basin System based on data interpretation from 154 deep exploration wells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 132, p. 110069, 2020.

MKPENIE, Victor N.; EBONG, Goddy; ABASIEKONG, Beauty. Studies on the effect of temperature on the sedimentation of insoluble metal carbonates. **J. Appl. Sci. Environ. Manage**, v. 11, n. 4, p. 67–69, 2007.

MOREIRA, Bruno; DE OLIVEIRA AROUCA, Fábio; DAMASCENO, João Jorge Ribeiro. Analysis of suspension sedimentation in fluids with rheological shear-thinning properties and thixotropic effects. **Powder Technology**, v. 308, p. 290–297, 2017.

SANTOS, Nara Brandão Costa *et al.* Sedimentation of solids in drilling fluids used in oil well drilling operations. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 162, p. 137–142, 2018.

XU, Zhen *et al.* Kinetic determination of sedimentation for GMZ bentonite colloids in aqueous solution: Effect of pH, temperature and electrolyte concentration. **Applied Clay Science**, v. 184, p. 105393, 2020.

XU, Zhengming *et al.* Settling behavior of non-spherical particles in power-law fluids: Experimental study and model development. **Particuology**, v. 46, p. 30–39, 2019.

ISBN: 978-65-5222-057-8

DESEMPENHO DA BENTONITA PARTICULADA COMO ALTERNATIVA AOS PELLETS DE BENTONITA NO ABANDONO DE POÇOS: UMA ANÁLISE PRELIMINAR

Laura Rafaela Cavalcanti de Oliveira[1], Daniella Silva Leal[1], Maria Gabriely Félix de Siqueira[1], Anna Carolina Amorim Costa[1], Joelson da Cruz Campos[1], Luciana Viana Amorim[1]

[1]Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração (Peflab), Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), Rua Aprígio Veloso, 882 - Bairro Universitário, Campina Grande-PB, Brasil. laura.rafaela@hotmail.com, daniellaleal60@gmail.com, gabyy.felix20@gmail.com, anna.amorimc@gmail.com, joelson.cruz@professor.ufcg.edu.br, lvamorim@gmail.com

RESUMO

O abandono permanente de poços de petróleo é uma etapa crítica da engenharia de poços, cujo principal desafio consiste em garantir a vedação duradoura das zonas produtoras e a prevenção da migração indesejada de fluidos entre formações geológicas. Nesse contexto, torna-se essencial o desenvolvimento e a avaliação de materiais que atendam aos requisitos de desempenho, segurança e compatibilidade ambiental. A bentonita, devido às suas propriedades de expansão, baixa permeabilidade e capacidade de troca catiônica, tem sido investigada como material selante, destacando-se especialmente na forma de *pellets* (bentonita compactada). No entanto, o uso de bentonita particulada como alternativa tecnológica apresenta vantagens operacionais e logísticas, como menor tempo e custo de preparação, maior facilidade de transporte e armazenamento, adaptação a diferentes geometrias de poço e possibilidade de aplicação com equipamentos convencionais de bombeio ou cimentação, sem necessidade de adaptação. Neste cenário, este trabalho teve como objetivo realizar um estudo preliminar para avaliar a viabilidade técnica da bentonita particulada como material selante no abandono permanente de poços, por meio de uma comparação com *pellets* de bentonita. A metodologia envolveu a caracterização tecnológica dos materiais por meio de ensaios de inchamento linear, capacidade de troca catiônica (CTC), área específica (AE), potencial zeta (PZ), análise granulométrica (AG) e formação de plugues hidraulicamente sólidos. Os resultados indicaram desempenho superior dos *pellets* nos critérios de expansão, coesão estrutural, reatividade superficial e capacidade de troca catiônica, consolidando-os como a opção mais eficaz para aplicações que exigem maior desempenho hidráulico. A bentonita particulada, embora tecnicamente inferior nesses aspectos, demonstrou desempenho satisfatório e características promissoras como solução selante em cenários operacionais mais adaptáveis. Seus resultados preliminares sugerem potencial de aplicação, sobretudo com aprofundamento de estudos voltados à otimização da resistência dos plugues formados e à proporção ideal de hidratação.

Palavras-chave: barreira de segurança, material selante, caracterização tecnológica.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O abandono de poços de óleo e gás natural representa uma etapa fundamental para assegurar a integridade ambiental e a segurança das operações a longo prazo (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2002). Essa prática consiste em isolar permanentemente as zonas produtoras, a fim de impedir a migração de fluidos entre formações geológicas e prevenir a contaminação de aquíferos ou o escape de hidrocarbonetos para a superfície (Achang, Yanyao e Radonjic, 2020).

Tradicionalmente, o cimento Portland é o material selante mais utilizado, em razão de sua elevada resistência mecânica e disponibilidade comercial. No entanto, esse material apresenta limitações críticas, como a suscetibilidade à formação de microfissuras, retração volumétrica durante a cura e a degradação química ao longo do tempo (Towler *et al*., 2016; Achang, Yanyao e Radonjic, 2020). Além disso, sob a perspectiva operacional, o uso do cimento Portland demanda custos adicionais, dada a necessidade de contratação de empresas especializadas para a mistura e bombeio do tampão, além do emprego de sondas para a introdução do material no poço (Towler e Guy, 1997).

Diante dessas limitações, a bentonita, uma argila composta predominantemente por montmorilonita, surge como uma alternativa promissora devido à sua alta capacidade de absorção de água, potencial de inchamento, baixa permeabilidade, elevada capacidade de troca catiônica e desempenho selante (Fernandes *et al.,* 2023). No entanto, apesar de seu uso em obras geotécnicas e barreiras ambientais, sua aplicação no abandono de poços de petróleo ainda é incipiente e carece de estudos mais aprofundados.

Oliveira (2023), investigou a viabilidade do uso da bentonita na sua forma compactada como material selante, visto que a natureza altamente comprimida limita a hidratação durante o período de queda livre e a hidratação propriamente dita começa assim que é atingida a profundidade pretendida, o que impede a hidratação precoce que causa diversos problemas. Esses resultados abrem caminho para a exploração de novas abordagens, como o uso de diferentes formas físicas. Diante desse cenário, a bentonita particulada surge como uma alternativa promissora. A menor dimensão de partícula desse material oferece maior área superficial específica e melhor dispersibilidade em meio líquido. Além disso, a granulometria fina permite o controle mais preciso da reologia e do perfil de expansão (Gramegna *et al*., 2022).

Adicionalmente, infere-se que a utilização de bentonita particulada apresenta vantagens operacionais e logísticas relevantes, como a redução no tempo e no custo de preparo do material, maior facilidade de transporte e armazenamento, adaptabilidade a diferentes geometrias de poços e compatibilidade com equipamentos convencionais de mistura e bombeamento. Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo realizar um estudo preliminar visando avaliar a viabilidade técnica da bentonita particulada como material selante no abandono permanente de poços de petróleo, por meio de um estudo comparativo com *pellets* de bentonita.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

Para o desenvolvimento deste trabalho foram utilizados *pellets* de bentonita fornecidos pela Bentonit União Nordeste (BUN) e bentonita particulada fornecida pela Nercon.

1. Capacidade de Troca de Cátions (CTC) e ÁreaEspecífica (AE)

A determinação da capacidade de troca de cátions (CTC) e da área específica (AE) das amostras foi determinada pelo método de adsorção de azul de metileno para argilas montmoriloníticas segundo metodologia proposta por Chen *et al*. (1974).

2. Inchamento Linear

O ensaio de inchamento linear foi realizado para as amostras de bentonita: particulada e *pellets*, utilizando o equipamento *Linear Swell Meter* (LSM 2100, Fann). Para cada amostra, foi prensada uma pastilha de 10 g (granulometria < 0,075 mm) prensada a 10.000 psi por 1 hora. As medições foram realizadas em água deionizada, obtidas por transdutor digital e processadas pelo software LSM 2100.

3. Potencial Zeta (PZ)

O Potencial Zeta (PZ) das suspensões de argila foi determinado usando o equipamento Malvern Zetasizer Nano-Z. Para isso, foi preparada uma suspensão com 0,1 g de argila (granulometria abaixo da peneira U.S.S. N° 325) em 100 mL de água deionizada, agitada em agitador magnético. Parte da suspensão foi colocada no capilar da cubeta para medições automáticas em triplicata. O PZ foi medido para diferentes valores de pH, ajustados com NaOH ou HCl. Os resultados foram calculados pelo equipamento pela fórmula de Smoluchowski, com base na mobilidade eletroforética das partículas.

4. Análise Granulométrica (AG)

A distribuição granulométrica das amostras foi determinada por difração a laser no Malvern Mastersizer 3000E com dispersor Hydro EV. As medições foram feitas automaticamente em triplicata pelo *software* Mastersizer 3000, que forneceu as curvas de distribuição e os percentis d10, d50, d90, bem como o diâmetro médio (d43).

5. Obtenção dos Plugues

Os plugues foram confeccionados em dispositivos metálicos bipartidos, utilizando uma proporção volumétrica de 2:3 entre sólido (bentonita particulada

ISBN: 978-65-5222-057-8

ou em *pellets*) e água deionizada, conforme definido por testes preliminares definidos por Oliveira (2023). A mistura total (230,5 g de sólido e 176,4 g de água) foi dividida em três partes para melhor homogeneização. Após 24 horas de hidratação, os plugues foram desmoldados e fotografados de forma padronizada para análise visual comparativa.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

1. Capacidade de Troca de Cátions (CTC) e ÁreaEspecífica (AE)

Na Tabela 1 estão apresentados os resultados referentes à capacidade de troca de cátions e área específica das amostras, determinados por meio do método de adsorção de azul de metileno.

Tabela 1: CTC e AE da Bentonita Particulada e dos *Pellets* de Bentonita.

Amostra	CTC (meq/100 g)	AE (m²/g)
Bentonita Particulada	100	780,43
Pellets de Bentonita	132	1.030,17

De acordo com Souza Santos (1989), a capacidade de troca de cátions dos argilominerais do tipo montmorilonita varia entre 80 e 150 meq/100 g. Os valores obtidos para as amostras analisadas, 100 meq/100 g para a bentonita particulada e 132 meq/100 g para os *pellets* de bentonita, encontram-se dentro dessa faixa, indicando que ambos os materiais apresentam grau de pureza e reatividade compatíveis com argilas montmoriloníticas ativas. O valor mais elevado observado nos *pellets* pode estar associado a um maior grau de compactação do material, que favorece a exposição de sítios ativos.

Quanto à área específica, parâmetro diretamente relacionado à capacidade de adsorção e à reatividade superficial da argila, os resultados também se mostram compatíveis com os valores de referência. Segundo Souza Santos (1989), a AE de argilas montmoriloníticas situa-se em torno de 800 m²/g. A bentonita particulada apresentou valor próximo a esse limite (780,43 m²/g), enquanto os *pellets* apresentaram área superior (1.030,17 m²/g), indicando maior superfície disponível para interações físico-químicas. Conforme Cho e Paul (2001), valores mais elevados de AE tendem a favorecer processos de hidratação e retenção de água, o que pode influenciar diretamente no desempenho hidráulico do material.

Dessa forma, os resultados obtidos evidenciam que ambas as formas físicas da bentonita possuem características típicas de montmorilonita de boa qualidade, com potencial de aplicação como barreiras selantes. No entanto, os valores superiores observados nos *pellets* indicam desempenho teórico ligeiramente mais favorável, o que pode refletir em maior estabilidade e eficiência em determinadas condições operacionais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

2. Inchamento Linear

Os resultados dos testes de inchamento linear estão apresentados graficamente na Figura 1. Esta ilustra a porcentagem de inchamento em razão do tempo para as condições estudadas.

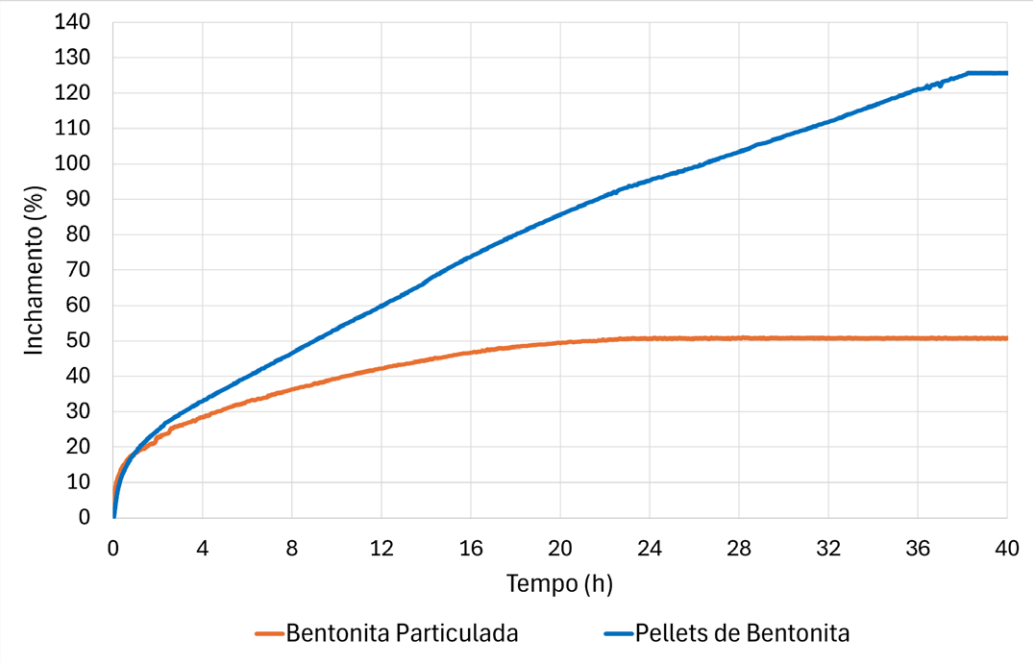


Figura 1: Porcentagem de inchamento linear das amostras de Bentonita Particulada e Pellets de Bentonita.

Na Figura 1, observa-se que, nos testes de inchamento linear, os *pellets* de bentonita apresentaram uma expansão significativamente superior, atingindo aproximadamente 125% após 38 horas. Em contraste, a bentonita particulada estabilizou em torno de 50% de expansão após 20 horas. Esse comportamento está em consonância com os resultados previamente obtidos para capacidade de troca iônica (CTC) e área específica (AE), em que os *pellets* também apresentaram valores mais elevados.

A maior CTC dos *pellets* (132 meq/100g), em relação aos 100 meq/100g da bentonita particulada, indica uma maior densidade de cargas negativas disponíveis nas superfícies lamelares, o que favorece a hidratação interlamelar e, consequentemente, a expansão da estrutura argilosa (Machado *et al*., 2018). Aliada à maior área específica (1.030,17m²/g, enquanto a particulada apresenta 780,43m²/g), essa característica reforça a capacidade dos *pellets* de interagir com a água, justificando o desempenho superior nos testes de inchamento observados.

ISBN: 978-65-5222-057-8

3. Potencial Zeta (PZ)

Na Figura 2 estão apresentados os valores de Potencial Zeta (PZ) das suspensões contendo as amostras estudadas.

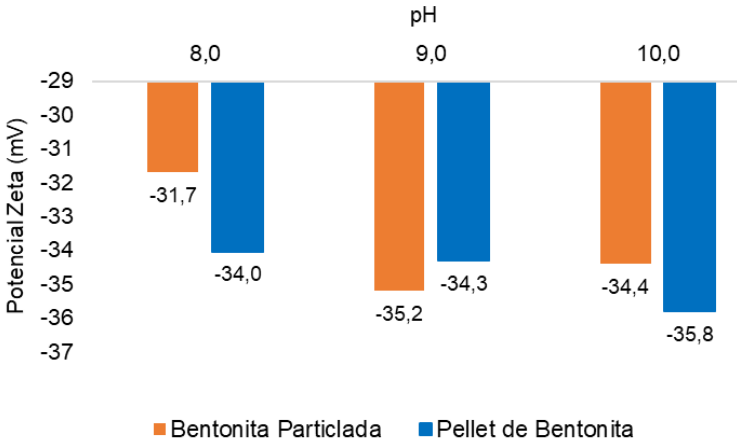


Figura 2: Potencial Zeta da Bentonita Particulada e dos *Pellets* de Bentonita.

Na Figura 2, observa-se que as suspensões preparadas com as duas formas de bentonita mantiveram-se estáveis em toda a faixa de pH analisada, com valores de Potencial Zeta (PZ) inferiores a -30 mV. Embora próximos, os pellets de bentonita apresentaram PZ ligeiramente mais negativo do que a bentonita particulada, indicando maior estabilidade coloidal.

Segundo Lin et al. (2010), valores de PZ fora da faixa entre -30 mV e +30 mV indicam suspensões estáveis, pois há maior repulsão eletrostática entre partículas, dificultando a floculação. Duman e Tunç (2009) complementam que o PZ influencia diretamente propriedades como agregação, fluxo, sedimentação, filtração e inchamento. Dessa forma, o comportamento mais estável dos pellets reforça os resultados discutidos anteriormente, uma vez que maior dispersão favorece processos como hidratação e formação de uma matriz coesa.

Assim, os valores de PZ mais negativos observados para os pellets de bentonita não apenas confirmam sua maior estabilidade em suspensão, como também sustentam seu desempenho superior nos demais testes realizados, evidenciando seu potencial para operações de abandono de poços.

4. Análise Granulométrica (AG)

A Tabela 2 apresenta os parâmetros granulométricos médios obtidos para as duas amostras analisadas. Observa-se que a bentonita particulada possui uma distribuição de partículas mais ampla, indicando presença de frações muito finas e outras mais grossas

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 2: Parâmetros granulométricos das amostras de bentonita.

Parâmetros	Bentonita Particulada	*Pellets* de Bentonita
$d_{4,3}$ (µm)	8,9	7,11
d_{10} (µm)	1,06	1,64
d_{50} (µm)	4,15	4,52
d_{90} (µm)	21,40	15,15
Span	4,888	2,995
Uniformidade	1,634	0,983
Área Específica (m²/kg)	903,40	707,15

Essa maior amplitude (Span = 4,888) caracteriza uma distribuição moderadamente polidispersa. O diâmetro médio volumétrico (D[4,3]) de 8,90 µm e a área específica de 903,4 m²/kg reforçam o alto potencial de adsorção e interação com água, atributos desejáveis para materiais selantes (Souza Santos, 1989; Fernandes *et al.*, 2023).

Por outro lado, os *pellets* de bentonita apresentaram distribuição mais estreita (*Span* = 2,995) e melhor uniformidade (0,983), sugerindo uma granulometria mais controlada e homogênea, benéfica para estabilidade na formação de plugues. O valor de d_{50} foi ligeiramente superior ao da bentonita particulada (4,52 µm), com menor d_{90} (15,15 µm), indicando menor presença de partículas mais grossas. A área específica de 707,15 m²/kg também é considerada elevada para argilas montmoriloníticas, sendo compatível com boa reatividade e capacidade de hidratação (Cho e Paul, 2001).

A Figura 3 ilustra comparativamente a distribuição de tamanho de partículas das duas amostras analisadas, evidenciando que ambas apresentam perfis granulométricos semelhantes, com predominância de partículas na faixa de 1 a 10 µm. A curva referente aos *pellets* de bentonita apresenta um pico mais agudo e centrado, refletindo maior homogeneidade na dispersão, enquanto a curva da bentonita particulada é ligeiramente mais larga, compatível com sua maior heterogeneidade.

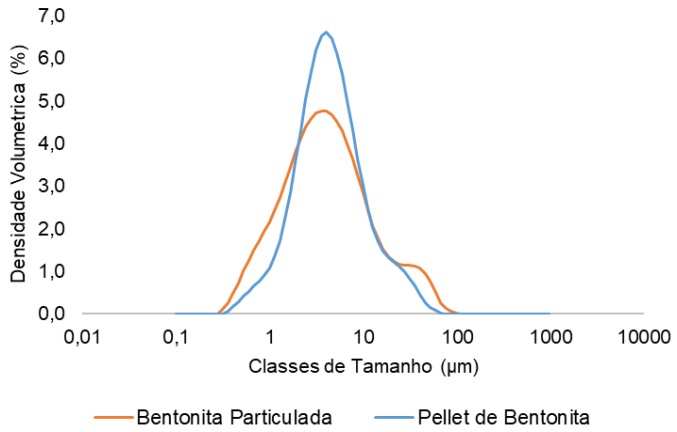


Figura 3: Curva de distribuição volumétrica comparativa entre a bentonita particulada e os *pellets* de bentonita.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Esses dados mostram que ambas as formas de bentonita possuem características granulométricas compatíveis com aplicações como barreiras selantes, mas com comportamentos distintos: a bentonita particulada apresenta maior área específica e maior variabilidade de tamanhos, enquanto os *pellets* de bentonita exibem distribuição mais uniforme e compacta. A escolha entre as duas pode ser feita conforme as demandas específicas do poço, considerando aspectos como velocidade de hidratação, estabilidade do plugue e compatibilidade operacional com os equipamentos de bombeio.

5. Obtenção dos Plugues

A Figura 4 apresenta os registros fotográficos dos plugues organizados conforme o material utilizado.

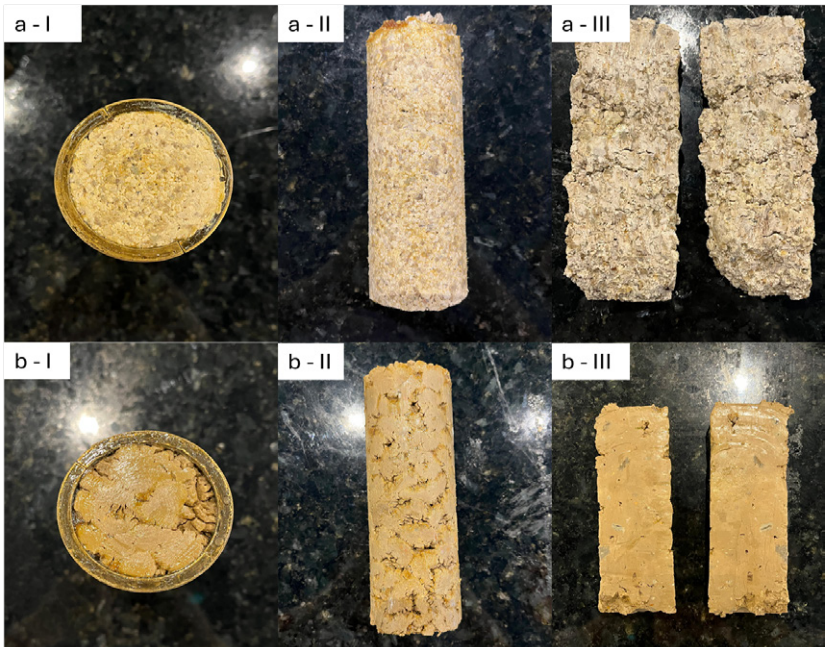


Figura 4. Plugue desmoldado: (a) Bentonita particulada - I Visão superior; II Visão lateral; III Plugue cortado verticalmente (b) *Pellets* de Bentonita - I Visão superior; II Visão lateral; III Plugue cortado verticalmente.

Na sequência (a), observa-se inicialmente uma aparência superficial homogênea e compacta. A vista superior (a-I) mostra uma superfície preenchida, sem espaços visíveis entre os grânulos, sugerindo boa acomodação durante a hidratação. No entanto, o corte longitudinal (a-III) revela desagregação acentuada e ausência de coesão interna, evidenciando baixa resistência mecânica.

Em contraste, na sequência (b), apesar da presença de pequenas fissuras superficiais (b-I e b-II), o corte longitudinal (b-III) exibe uma matriz interna densa, contínua e rígidamente coesa, com elevada integridade estrutural. A aparência interna é homogênea, sugerindo um grau de hidratação eficaz e integração completa dos grânulos comprimidos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Essa inversão entre aparência externa e estrutura interna está alinhada aos resultados tecnológicos. Os *pellets* apresentaram maior inchamento (125%), CTC (132 meq/100g) e área superficial (1.030,17 m²/g), características que, segundo Machado *et al.* (2018), favorecem maior absorção de água e formação de ligações entre partículas. Já a bentonita particulada, com menor expansão (50%) e área específica (903,40 m²/g), pode ter tido sua capacidade de interação limitada, comprometendo a formação de uma matriz sólida e durável após o processo de cura.

Portanto, a análise visual evidencia que, apesar da boa dispersão inicial da bentonita particulada, seu desempenho estrutural é limitado. Já os *pellets*, mesmo com aspecto externo menos uniforme, resultaram em plugues visualmente mais robustos e estruturalmente mais eficientes.

CONCLUSÕES

Este estudo preliminar teve como objetivo avaliar a viabilidade técnica da bentonita particulada como material selante no abandono permanente de poços de petróleo, por meio de uma comparação com *pellets* de bentonita. Os ensaios indicaram que ambas as formas físicas da bentonita possuem propriedades compatíveis com o uso como barreira hidráulica, destacando-se pela elevada concentração de montmorilonita e pelas características favoráveis de dispersão, inchamento e troca iônica.

Os *pellets* de bentonita apresentaram desempenho superior em todos os parâmetros analisados, com maior capacidade de inchamento, maior CTC e formação de plugues mais coesos e estruturalmente estáveis. Apesar das fissuras superficiais, os plugues apresentaram boa consolidação interna, atribuída à elevada densidade de carga superficial e à hidratação interlamelar eficiente.

Por outro lado, a bentonita particulada, embora com desempenho inferior em termos de estabilidade estrutural dos plugues, mostrou-se promissora como alternativa selante, oferecendo vantagens operacionais e logísticas. Os resultados sugerem potencial de aplicação em contextos menos exigentes quanto à integridade estrutural. Considera-se, portanto, que a bentonita particulada é uma solução viável, mas que demanda estudos complementares, especialmente sobre a proporção de hidratação dos plugues e sua resistência.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Portaria nº 25, de 6 de março de 2002. Regulamento de abandono de poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 6 mar. 2002.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ACHANG, M.; YANYAO, L.; RADONJIC, M. A review of past, present, and future technologies for permanent plugging and abandonment of wellbores and restoration of subsurface geologic barriers. *Environmental Engineering Science*, v. 37, n. 6, p. 315–330, 2020.

CHO, J. W.; PAUL, D. R. Nylon 6 nanocomposites by melt compounding. *Polymer*, v. 42, n. 3, p. 1083-1094, 2001.

DUMAN, O.; TUNÇ, S. Electrokinetic and Rheological Properties of Na-Bentonite in Some Electrolyte Solutions. *Microporous and Mesoporous Materials*, 117, pp. 331 – 338, 2009.

FERNANDES, E. F. dos S.; AGUIAR, E. S.; LIMA, É. K. A. de *et al*. Argila bentonita: uma breve revisão das propriedades e aplicações. *Research, Society and Development*, v. 12, n. 2, e7912239917, 2023.

GRAMEGNA, L.; BERNACHY-BARBE, F.; COLLIN, F.; TALANDIER, J.; CHARLIER, R. Pore size distribution evolution in pellets based bentonite hydration: Comparison between experimental and numerical results. *Engineering Geology*, v. 304, 106700, 2022.

LIN, D., TIAN, X., WU, F., & XING, B. Fate and Transport of Engineered Nanomaterials in the Environment. *Journal of Environmental Quality*, v. 39, n. 6, p. 1896–1908, 2010.

MACHADO, M. C. P., LANGBEHN, J. T., OLIVEIRA, C. M., ELYSEU, F., CARGNIN, M., NONI Jr, A. D., FRIZON, M & PETERSON, M. Study of the behavior and characterization of bentonitic clays after lyophilization process. *Cerâmica*, v. 64, p. 207-213, 2018.

OLIVEIRA, L. R. C. de. *Caracterização de pellets de bentonita para uso no tamponamento de poços de petróleo*. 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2023.

SOUZA SANTOS, P. Ciência e Tecnologia de Argilas, vol. 1, Segunda Edição. São Paulo: *Editora Edgard Blücher LTDA*. São Paulo, 1989.

TOWLER, B. F.; FIROUZI, M.; HOLL, H. G.; GANDHI, R.; THOMAS, A. Field trials of plugging oil and gas wells with hydrated bentonite. In: *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, 2016. OnePetro.

TOWLER, B. F.; GUY, C. E. Friction factors for hydrated bentonite plugs. In: *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*, 1997. Society of Petroleum Engineers.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO COMPARATIVO DE PASTAS CIMENTÍCIAS PARA POÇOS CCS: INFLUÊNCIA DA SÍLICA E DO LÁTEX EM CONDIÇÕES QUÍMICAS SEVERAS

Rafael Augusto Ventura[1], Glauco Soares Braga[2], Cristiane R. de Miranda[3], Fabiano Galbitati[4], Júlio Cézar de O. Freitas[5], Rodrigo Cesar Santiago[6]

[1]*Universidade Federal do Rio Grande do Norte, ventura_sp@hotmail.com*
[2] *Instituto Federal do Rio Grande do Norte, glauco_braga@yahoo.com.br*
[3] *ENEVA, crisrichard03@gmail.com*
[4] *ENEVA, fabiano.galbiati@eneva.com.br*
[5] *Universidade Federal do Rio Grande do Norte, julio.freitas@ufrn.br*
[6] *Universidade Federal do Rio Grande do Norte, rodrigo.santiago@ufrn.br*

RESUMO

O avanço das tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS), tem impulsionado a necessidade de novos materiais para a cimentação de poços, capazes de suportar ambientes altamente agressivos. A integridade da pasta cimentícia é crucial para garantir o isolamento zonal e evitar a migração de fluidos. Quando degradada, essa barreira pode permitir a fuga de CO_2 e outros contaminantes para camadas geológicas indesejadas ou até mesmo para a superfície, gerando sérios impactos ambientais e comprometendo a segurança da operação. Este trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho de pastas cimentícias formuladas com adições de sílica e látex, em comparação com uma pasta referência convencional, visando aplicações em poços de CCS. Foram desenvolvidas três formulações: uma referência, uma com látex e outra com sílica. Após testes tecnológicos iniciais (reologia, filtrado e consistometria), as amostras foram submetidas a uma autoclave de carbonatação com CO_2 e H_2S, em salmoura concentrada e temperatura controlada, simulando o ambiente do fundo de poços de injeção de carbono. As propriedades mecânicas foram avaliadas por resistência à compressão, e a penetração das frentes de carbonatação foi analisada com um teste de fenolftaleína. Cada formulação foi comparada a um corpo de prova não exposto, curado a 58 °C, para aferir o efeito da exposição. Os resultados mostraram que a pasta referência apresentou o melhor desempenho em todas as métricas avaliadas. A pasta com látex sofreu degradação significativa, com risco evidente de perda de isolamento e potencial vazamento de gases. A pasta com sílica teve desempenho intermediário. Conclui-se que pastas aditivadas como látex e sílica podem comprometer a integridade estrutural e ambiental dos poços, reforçando a urgência na pesquisa e desenvolvimento de formulações cimentícias específicas e seguras para projetos de CCS.

Palavras-chave: cimento, dióxido de carbono, ccs, petróleo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O aumento das emissões de dióxido de carbono (CO_2) na atmosfera tem impulsionado o desenvolvimento de tecnologias voltadas para sua mitigação, entre elas a Captura e Armazenamento de Carbono (CCS, do inglês Carbon Capture and Storage) (Ashrap, 2016). A etapa de armazenamento geológico representa um dos maiores desafios técnicos desses projetos, exigindo materiais altamente duráveis para garantir a vedação e a integridade dos poços injetores ao longo de décadas. Nesse contexto, a pasta cimentícia desempenha papel fundamental na manutenção do isolamento zonal, atuando como barreira contra a migração de fluidos e gases entre diferentes formações geológicas ou para a superfície (Bagheri, 2018) (Costa, 2021).

Entretanto, a exposição prolongada ao CO_2, sobretudo em meio aquoso, favorece a reação de carbonatação, processo no qual o gás dissolve-se na água de formação, formando ácido carbônico, que reage com compostos hidratados da matriz cimentícia, como a portlandita ($Ca(OH)_2$), resultando na formação de carbonato de cálcio ($CaCO_3$) (Barlet-Gouédard et al., 2007). Embora essa reação possa, em etapas iniciais, reduzir a permeabilidade do material por preenchimento de poros, sua progressão leva à redução da alcalinidade, à desestabilização de produtos de hidratação e, eventualmente, à fragilização da matriz, comprometendo sua função de vedação (Dowell, 2018; Duguid, 2005). A presença de outros agentes agressivos, como o sulfeto de hidrogênio (H_2S) e soluções salinas concentradas, como encontrado em reservatórios profundos de CCS, intensifica ainda mais os mecanismos de degradação, tornando o desafio técnico mais severo (Kutchko, 2007).

Diante disso, diversas formulações vêm sendo estudadas com o objetivo de melhorar a durabilidade das pastas em ambientes agressivos, especialmente com a incorporação de aditivos como látex e sílica. O látex, um polímero comumente utilizado para melhorar propriedades reológicas e de flexibilidade, pode alterar significativamente a microestrutura do cimento, afetando sua resposta frente à carbonatação. A sílica por sua vez, reage pozolanicamente com a portlandita, promovendo o refinamento dos poros e aumentando a densidade da matriz, o que teoricamente poderia aumentar a resistência à penetração de CO_2 (Soares et al., 2015; William, 2007).

Neste cenário, este trabalho busca contribuir para o entendimento do comportamento de diferentes formulações cimentícias expostas a condições químicas severas simuladas em autoclave, por meio de uma abordagem comparativa entre três sistemas: uma pasta de referência, uma pasta com adição de látex e uma pasta com adição de sílica. As amostras foram avaliadas por meio de ensaios de resistência à compressão, penetração da frente de carbonatação com fenolftaleína e microscopia eletrônica de varredura (MEV), com o objetivo de compreender as transformações estruturais e identificar possíveis mecanismos de degradação associados à exposição prolongada ao CO_2 e H_2S.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

Este trabalho avaliou o desempenho de três formulações de pastas cimentícias desenvolvidas para aplicação em poços de injeção de CO_2, simulando as condições severas encontradas em projetos de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS). As pastas de cimento foram formuladas com densidade de 16,5 lb/gal, utilizando cimento API classe G e aditivos químicos com concentrações padrões da indústria de poços de petróleo.

As formulações avaliadas foram:

- (REF) Pasta Referência, contendo apenas cimento e aditivos químicos na água de mistura;
- (LAT) Pasta Látex, com adição de Látex (estireno-butadieno-SBR) e demais aditivos químicos na água de mistura;
- (SIL) Pasta Sílica, contendo micro sílica sólida misturada ao cimento e aditivos químicos na água de mistura.

As pastas foram preparadas em laboratório, conforme a norma API RP 10B-2 e submetidas inicialmente a ensaios tecnológicos padrão, incluindo testes de reologia, filtrado e consistometria atmosférica e pressurizada, para verificar sua adequação às operações de cimentação. Após esse controle inicial, corpos de prova cilíndricos, com as seguintes dimensões de altura X diâmetro: 3''x 1,5'' e 2,5''x 1'', foram moldados e submetidos a um processo de cura atmosférica de 58 °C por 30 dias. Parte desses corpos foi mantida como grupo controle (curados sem exposição a CO_2), e outra parte foi submetida à carbonatação acelerada em autoclave, em meio constituído por CO_2, H_2S e salmoura sintética concentrada, sob pressão e temperatura controladas, por períodos de 30, 60 e 90 dias.

Após os períodos de exposição, as amostras foram submetidas a diferentes técnicas de caracterização. A análise de resistência à compressão foi realizada através da Máquina Universal de Ensaios Shimadzu Modelo de Autograph AGS 300KN, com velocidade de carregamento de 71,7 KN/min. A carbonatação foi avaliada por meio do teste de fenolftaleína, em que os corpos foram seccionados longitudinalmente e aspergidos com solução indicadora de fenolftaleína. A profundidade da frente de carbonatação foi medida, através da região que permaneceu incolor, indicando uma alteração no pH inicial da matriz cimentícia que é básica. Os dados foram utilizados para calcular a carbonatação média, além de documentar visualmente o avanço do processo em cada sistema.

Complementarmente, foi utilizada microscopia eletrônica de varredura (MEV) para avaliar alterações morfológicas da matriz cimentícia. As imagens obtidas permitiram comparar a evolução da microestrutura nas três formulações e associar os aspectos morfológicos à degradação observada nos ensaios físico-químicos. O equipamento utilizado foi um Vega 4 da Tescan. Essa abordagem integrada permitiu uma análise abrangente dos efeitos da carbonatação sobre a integridade das pastas em condições químicas severas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Resistência à compressão

Os ensaios de resistência à compressão revelaram comportamentos distintos entre os três sistemas após exposição à carbonatação acelerada por 30, 60 e 90 dias. A Figura 1 demonstra isso através do gráfico comparativo com as amostras em branco, que não foram expostas ao ambiente de carbontação acelerada.

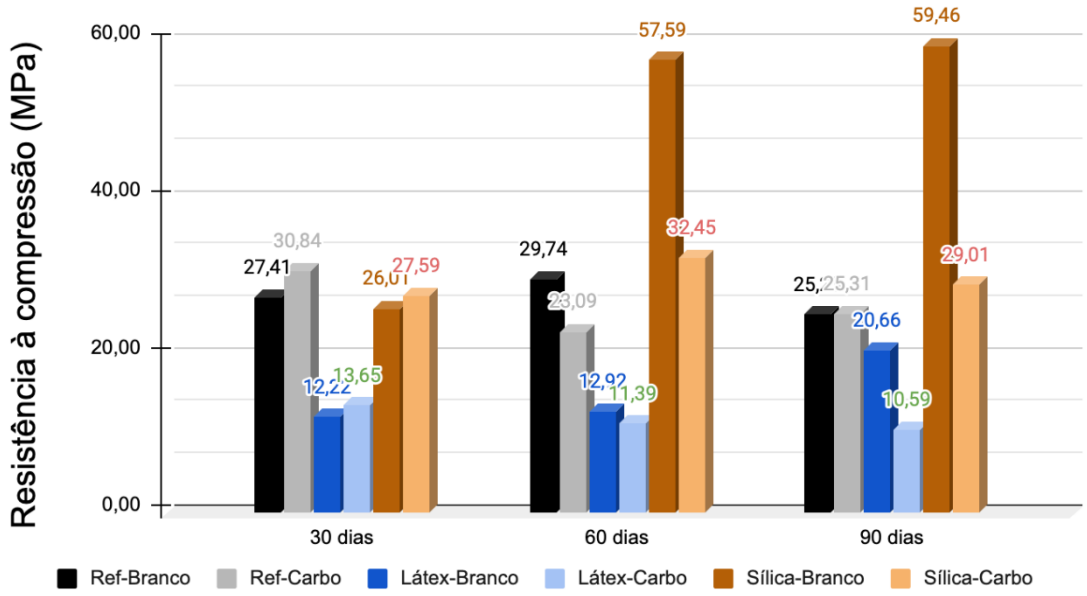


Figura 1: Resistência à compressão dos corpos de prova dos três sistemas, nos três tempos de cura e para os dois meios reacionais. Carbo para as amostras que foram para a autoclave e Branco para as amostras que permaneceram no banho atmosférico.

A análise da resistência à compressão revelou diferenças marcantes entre as formulações avaliadas. A pasta com sílica apresentou os maiores valores em todas as idades, atingindo mais de 59 MPa aos 90 dias em cura ambiente, confirmando sua contribuição positiva para o ganho de resistência mecânica. A pasta de referência exibiu comportamento estável, com evolução moderada da resistência até 90 dias, mantendo-se em níveis aceitáveis para aplicações convencionais. Por outro lado, a pasta com látex apresentou os menores desempenhos em todas as condições, mesmo com discretos ganhos iniciais, mantendo-se sempre abaixo dos demais sistemas.

Comparando os efeitos da carbonatação ao longo do tempo, observou-se um leve aumento na resistência aos 30 dias em todas as formulações, possivelmente relacionado ao tamponamento dos poros pela formação de carbonato de cálcio. No entanto, com a exposição prolongada, a carbonatação passou a ter efeito degradante. A pasta com látex sofreu reduções progressivas,

ISBN: 978-65-5222-057-8

chegando a uma perda de cerca de 50% da resistência aos 90 dias, sugerindo perda de coesão da matriz (Zhongtao et al., 2023). Já a referência teve queda moderada, enquanto a pasta com sílica, embora com alto desempenho inicial, apresentou reduções acentuadas (até 51%), indicando que a ação contínua do CO_2 pode comprometer até mesmo sistemas inicialmente mais resistentes. Esses resultados destacam que a carbonatação pode ser benéfica a curto prazo, mas se torna um fator crítico de degradação estrutural com o tempo.

Avaliação Visual e Teste de Fenolftaleína

Os corpos de prova foram seccionados longitudinalmente e aspergidos com fenolftaleína para avaliar a penetração da frente de carbonatação ao longo de 30, 60 e 90 dias de exposição. A coloração púrpura, indicadora de pH acima de 8-9, indica a região não carbonatada. A quantificação da profundidade de carbonatação foi calculada através de software de processamento de imagem, onde se mediu esta região e a comparou com a área do corpo de prova como um todo, resultando em um dado percentual. Esse ensaio revelou diferenças significativas entre os sistemas, como pode ser visto na Figuras 2, 3 e 4, que trata de cada sistema estudado.

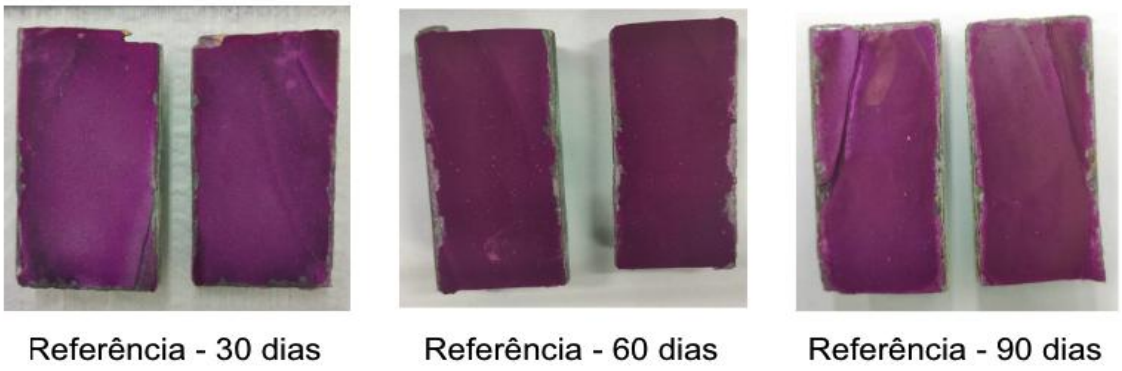


Figura 2: Imagens dos corpos de prova carbonatados do sistema Referência.

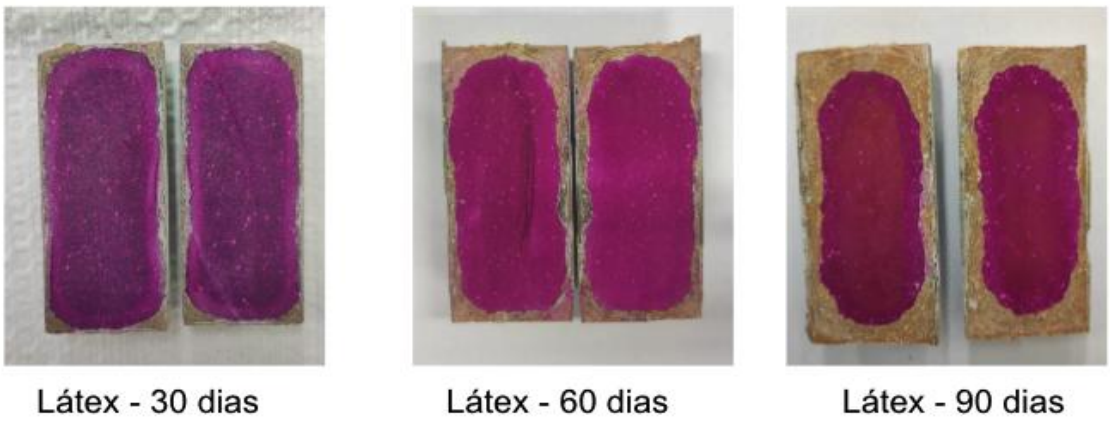


Figura 3: Imagens dos corpos de prova carbonatados do sistema Látex.

ISBN: 978-65-5222-057-8

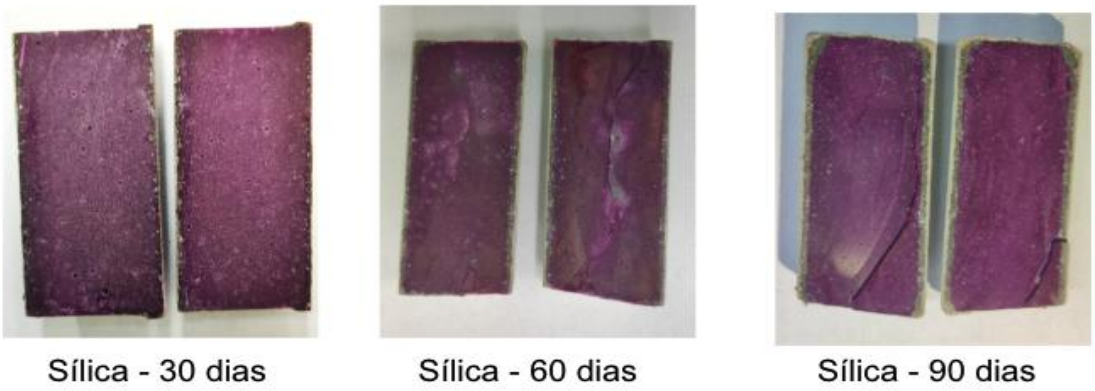


Figura 4: Imagens dos corpos de prova carbonatados do sistema sílica.

A pasta referência apresentou carbonatação progressiva, com avanço da frente a partir das bordas ao longo do tempo, mas mantendo regiões internas ainda alcalinas aos 90 dias. A pasta com látex demonstrou o comportamento mais crítico dos três sistemas, apresentando descoloração das regiões periféricas em todas as idades e sendo mais agressiva aos 90 dias, indicando uma frente de carbonatação significativamente mais avançada. Por outro lado, a pasta com sílica manteve coloração praticamente uniforme nas três idades, evidenciando maior resistência à penetração de CO_2, atribuída ao refinamento de poros proporcionado pela reação pozolânica, mas ainda assim ocorrendo uma degradação contínua.

A quantificação da profundidade carbonatada, expressa em termos de carbonatação média, confirmou as observações visuais (Tabela 1).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1: Área de carbonatação média das amostras carbonatadas.

Sistema	Idade (dias)	Carbonatação média (%)
Referência	30	5,66
	60	9,34
	90	10,03
Látex	30	20,39
	60	25,52
	90	44,67
Sílica	30	3,11
	60	16,27
	90	18,23

A pasta com látex atingiu valores médios de carbonatação superiores a 44% aos 90 dias, enquanto a pasta de referência apresentou valores próximos a 10%. A pasta com sílica, embora tenha mantido bons níveis de proteção até os 30 dias (3,1%), apresentou aumento gradual com o tempo, chegando a 18,2% aos 90 dias. Esses dados reforçam a vulnerabilidade do sistema com látex em ambientes agressivos.

Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV)

As imagens de MEV evidenciaram mudanças significativas na microestrutura das pastas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

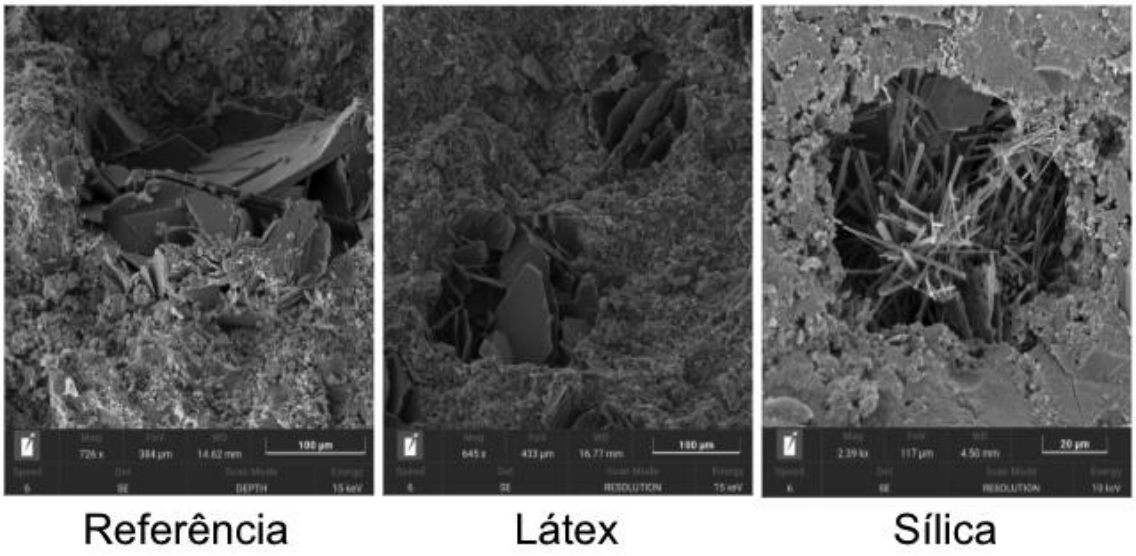


Figura 5: Micrografias de MEV dos corpos de prova carbonatados dos três sistemas estudados

A Figura 5 é uma seleção de imagens feitas dos corpos de prova dos três sistemas analisados, nos três períodos de cura, 30, 60 e 90 dias. A pasta de referência apresentou estrutura densa e estável ao longo das idades. A pasta com látex, por outro lado, exibiu sinais de desagregação, aumento da porosidade e formação de cavidades, especialmente após 60 e 90 dias de carbonatação, indicando perda de coesão estrutural. Já a pasta com sílica revelou uma microestrutura mais refinada e homogênea, com menos poros conectados, o que justifica seu melhor desempenho frente à difusão de CO_2 e à degradação progressiva. Nas regiões carbonatadas, observou-se presença de cristais de carbonatos, na forma de calcita e aragonita.

CONCLUSÕES

Os resultados obtidos neste estudo evidenciam que o comportamento das pastas cimentícias frente à carbonatação acelerada em ambiente químico severo varia significativamente em função da sua formulação, sendo um fator de atenção para a segurança estrutural do poço de petróleo. A pasta de referência, composta apenas por cimento e água, apresentou desempenho estável ao longo dos 90 dias de exposição, com carbonatação progressiva e limitada às regiões periféricas, mantendo a integridade estrutural em sua porção interna. A pasta com látex, por sua vez, foi a que apresentou maior susceptibilidade à degradação, com carbonatação intensa já aos 60 dias e desagregação microestrutural evidente aos 90 dias, confirmada por perda de alcalinidade, formação de carbonatos e imagens de MEV com porosidade elevada. Esse comportamento indica que o látex, apesar de suas vantagens reológicas, pode comprometer a durabilidade da matriz em ambientes ricos em CO_2 e H_2S.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A pasta com sílica demonstrou desempenho intermediário. Inicialmente, apresentou boa resistência à penetração do CO_2, mantendo elevados níveis de alcalinidade e microestrutura refinada, graças à reação pozolânica. Contudo, com o avanço do tempo de exposição, também se observou aumento da carbonatação, embora de forma menos acentuada que no sistema com látex.

Dessa forma, conclui-se que, embora a modificação da matriz com aditivos possa trazer benefícios operacionais, sua aplicação em poços de injeção de CO_2 deve ser cuidadosamente avaliada quanto à durabilidade frente à carbonatação e à integridade a longo prazo. O sistema de referência demonstrou maior estabilidade global, enquanto a sílica surge como alternativa promissora, desde que adequadamente formulada. Já o uso de látex, nas condições testadas, mostrou-se inadequado para aplicações em ambientes de CCS, reforçando a necessidade de novos estudos voltados ao desenvolvimento de composições cimentícias mais resistentes e seguras.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

API. API SPEC 10A - Cements and Materials for Well Cementing | GlobalSpec. 2019

ASHRAF, W. Carbonation of cement-based materials: Challenges and opportunities. Construction and Building Materials, 120, 558-5701, 2016. doi: https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2016.05.080

BAGHERI, M; SHARIATIPOUR, S. M.; GANJIAN, E., A review of oil well cement alteration in CO2-rich environments, Construction and Building Materials, 186, 946–968, 2018. doi: https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat. 2018.07.250

BARLET-GOUÉDARD, V.; Rimmelé, G.; Goffé, B.; Porcherie, O. Well technologies for CO2 geological storage: CO2 – resistant cement, Oil and Gas Science and Technology, 62, 325-334, 2007. doi: https://doi.org/10.2516/ ogst:2007027

COSTA, B. L. S. et al., Analysis of different oil well cement slurry formulations exposed to a CO2-rich environment, Journal of CO2 Utilization, 51, 101636, 2021. doi: https://doi.org/10.1016/j.jcou.2021.101636

DOWELL, N. M. et al. Carbon capture and storage (CCS): the way forward, Energy Environ. Sci., 11,1062, 2018. doi: https://doi.org/10.1039/C7EE02342A

DUGUID, A.; Radonjic, M.; Bruant, R.; Mandecki, T.; Scherer, G.; Celia, M. The effect of CO2 sequestration on oil well cements. In: Fourth Annual Conference on Carbon Capture & Sequestration, 2005. doi:https://doi.org/10.1016/B978-008044704-9/50258-5

ISBN: 978-65-5222-057-8

GASDA, S.E.; CELIA, M.A. Upscaling relative permeabilities in a structured porous medium, Advances in Water Resources, 28, 493-506, 2005. doi: https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2004.11.009

KUTCHKO, B. G. et al. Degradation of Well Cement by CO2 under Geologic Sequestration Conditions, Environmental Science & Techhnology, 41, 13, 2007. doi: https://doi.org/10.1021/es062828c

MAHMOUD, A.A. e ELKATATNY, S. Mitigating CO2 reaction with hydrated oil well cement under geologic carbon sequestration using nanoclay particles, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 68, 102902, 2019. doi: https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102902

SANTRA et al. Reaction of CO2 With Portland Cement at Downhole Conditions and the Role of Pozzolanic Supplements, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Texas, 2009. doi: https://doi.org/10.2118/121103-MS

SOARES, L. W. O., BRAGA, R. M., FREITAS, J. C. O., VENTURA, R. A., PEREIRA, D. S. S., & MELO, D. M. A.(2015). The effect of rice husk ash as pozzolan in addition to cement Portland class G for oil well cementing. Journal of Petroleum Science and Engineering, 131, 80-85. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.009

WILLIAM, C.J. et al. Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO2 exposure from the SACROC Unit, West Texas, USA. International Journal of Greenhouse Gas Control, 1(1), 75, 2007. doi: https://doi.org/10.1016/S1750-5836(06)00004-1

ZHONGTAO, W. et al. Effect of weighting materials on carbonation of oil well cement-based composites under high temperature and CO2-rich environment, Arabian Journal of Chemistry, 16, 5, 104670, 2023. doi: https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2023.104670

ISBN: 978-65-5222-057-8

ANÁLISE EM TEMPO REAL DO MOVIMENTO DE UMA PENEIRA VIBRATÓRIA INDUSTRIAL

Rafael Yuri Medeiros Barbosa[1], Vinicius Pimenta Barbosa[2], Alex Tadeu de Almeida Waldmann[3], Luiz Gustavo Martins Vieira[4], Rubens Gedraite[5]

[1]Universidade Federal de Uberlândia, rafayuri@ufu.br, [2]Universidade Federal de Uberlândia, vinicius.barbosa@ufu.br, [3]PETROBRAS, awaldmann@petrobras.com.br, [4]Universidade Federal de Uberlândia, luizgustavo@ufu.br, [5]Universidade Federal de Uberlândia, rgedraite@ufu.br

RESUMO

As peneiras vibratórias são os primeiros equipamentos de uma típica unidade de controle de sólidos, desempenhando um papel fundamental na recuperação do fluido de perfuração que retorna do poço carregado de cascalhos. Uma das variáveis que mais influenciam a separação sólido-líquido nesses equipamentos é a característica do movimento da peneira. Embora seja um fator relevante, o movimento da peneira vibratória ainda é pouco compreendido durante a operação, restringindo-se geralmente às informações fornecidas pelo fabricante. A análise desse movimento permite verificar se o equipamento está operando conforme o projetado e avaliar como a carga de material influencia a eficiência da separação. Este trabalho propõe uma ferramenta de análise em tempo real do movimento de uma peneira vibratória. Para isso, é utilizado um conjunto de três acelerômetros distribuídos ao longo do cesto da peneira, enquanto um programa em C++ realiza o ajuste dos dados de aceleração por meio de um processo de otimização em tempo real. Em seguida, os parâmetros de movimento são exibidos e comparados com suas respectivas médias móveis, gerando informações que podem auxiliar operadores na identificação de comportamentos anômalos e na tomada de decisões mais eficazes quanto à operação desses equipamentos.

Palavras-chave: análise do movimento, otimização em tempo real, peneira vibratória

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O processo de perfuração de poços de petróleo e gás gera fragmentos de rocha (cascalhos) que precisam ser removidos continuamente pelo fluido de perfuração. A separação eficiente desses cascalhos é crucial para manter as propriedades do fluido e evitar problemas operacionais (Thomas, 2004). As peneiras vibratórias são equipamentos primordiais na etapa de controle de sólidos, responsáveis pela recuperação do fluido e obtenção de um sólido residual com mínimo teor de fluido (Nascentes, 2019). A eficiência desses equipamentos é influenciada por diversos fatores, incluindo as características do movimento vibratório (Nascentes et al., 2022).

Apesar da sua importância, o movimento da peneira vibratória durante a operação é frequentemente pouco compreendido, limitando-se às informações do fabricante. A análise detalhada desse movimento permite verificar a conformidade operacional e avaliar o impacto da carga de material na eficiência. A otimização do controle de sólidos, especialmente das peneiras, impacta diretamente a economia, a operacionalidade e o cumprimento de legislações ambientais rigorosas (Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás, 2021). A operação manual e a falta de monitoramento contínuo podem levar a perdas de fluido e desgastes prematuros de componentes das peneiras vibratórias.

Neste contexto, este trabalho propõe o desenvolvimento de uma ferramenta para análise em tempo real do movimento de uma peneira vibratória industrial. A metodologia emprega um conjunto de três acelerômetros distribuídos no cesto da peneira e um programa em C++ que realiza o ajuste dos dados de aceleração por meio de um processo de otimização em tempo real, visando fornecer informações para identificação de comportamentos anômalos e tomada de decisão mais eficaz.

METODOLOGIA

A caracterização do movimento da peneira vibratória foi realizada utilizando três sensores acelerômetros tridimensionais (modelo *MPU-9250*) fixados no cesto da peneira: um próximo à alimentação, um no meio e um próximo à saída, conforme ilustrado esquematicamente na Figura 1.

Foi utilizada uma peneira vibratória industrial, modelo *Mongoose Pro Shaker* da fabricante *M-I Swaco*, nos testes relativos ao movimento. O equipamento encontra-se instalado na Unidade de Pesquisa da Engenharia

ISBN: 978-65-5222-057-8

Química, daFaculdade de Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia – UPEQ- FEQUI/UFU.

Os três tipos de movimento mais comuns observados em peneiras vibratórias (linear, circular e elíptico) podem ser matematicamente representados por uma trajetória elíptica. Parametricamente, uma trajetória elíptica é descrita pela Equação 1 (Chen et al., 2020).

$$\begin{cases} a_x = -\omega^2 A_x \, sen\,(\omega t + \gamma_x) \\ a_y = -\omega^2 A_y \, sen\,(\omega t + \gamma_y) \\ \omega = 2\pi f \end{cases} \quad (1)$$

em que ω é a velocidade angular, f a frequência, A_x , A_y as amplitudes e γ_x , γ_y os ângulos de fase.

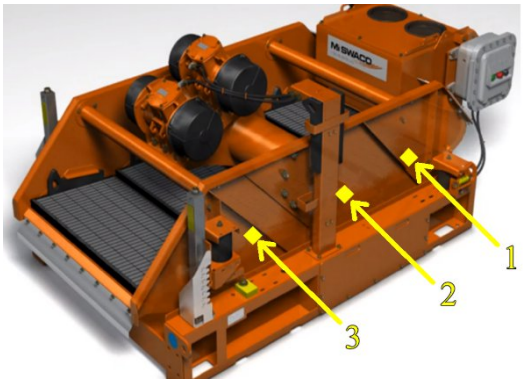


Figura 1: Posicionamento dos sensores acelerômetros no cesto da peneira.

Por envolver uma menor quantidade de parâmetros para descrição da trajetória elíptica, a forma canônica da elipse (Equação 2) é usada para a regressão.

$$\left(\frac{\hat{a}_x}{M}\right)^2 + \left(\frac{\hat{a}_y}{m}\right)^2 - 1 = 0 \quad (2)$$

em que M e m são os semi-eixos maior e menor, e $\hat{a}_x$ e $\hat{a}_y$ são acelerações transformadas segundo o ângulo de inclinação da elipse θ. A transformação de rotação no plano em um ângulo θ, é apresentada na Equação 3.

$$\begin{cases} \hat{a}_x = a_x \cos\theta + a_y \, sen\,\theta \\ \hat{a}_y = -a_x \, sen\,\theta + a_y \cos\theta \end{cases} \quad (3)$$

De forma a evitar uma divisão por zero no caso do movimento linear ($m = 0$), a Equação 2 é reescrita na forma da Equação 4.

$$\left(\frac{\hat{a}_x m}{M}\right)^2 + \hat{a}_y{}^2 - m^2 = 0 \quad (4)$$

A obtenção dos parâmetros M, m e θ envolve um problema de minimização, cuja função objetivo é apresentada na Equação 5.

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$F_{obj} = \frac{1}{n}\left(\sum_{i=1}^{n}\left|\left(\frac{\hat{a}_x m}{M}\right)^2 + \hat{a}_y{}^2 - m^2\right| + w_l\left(\max_n |\hat{a}_x| - M\right)^2\right) \quad (5)$$

sendo $w_l = 1$ para o movimento linear e $w_l = 0$ para o movimento elíptico ou circular. A minimização da F_{obj} foi realizada utilizando o algoritmo de Evolução Diferencial (Yang, 2014), uma meta-heurística baseada em populações que não requer derivadas. A variante *DE/rand-to-best/1/Bin* foi implementada.

Uma vez caracterizada a elipse em sua forma canônica, os parâmetros da Equação 1, com exceção da frequência, foram obtidos de modo análogo ao apresentado por Chen et al. (2020).

A frequência do movimento (f) foi obtida por análise espectral dos dados de aceleração usando a Transformada Rápida de Fourier (*FFT*) (Frigo; Johnson, 2005).

Para a implementação da metodologia de caracterização do movimento, foi desenvolvida uma aplicação denominada *VibraMap* para monitoramento em tempo real. A estrutura consiste em um cliente C++, responsável pela realização dos cálculos, e um servidor Python, responsável pela exibição dos dados. A estrutura do *VibraMap* é apresentada na Figura 2.

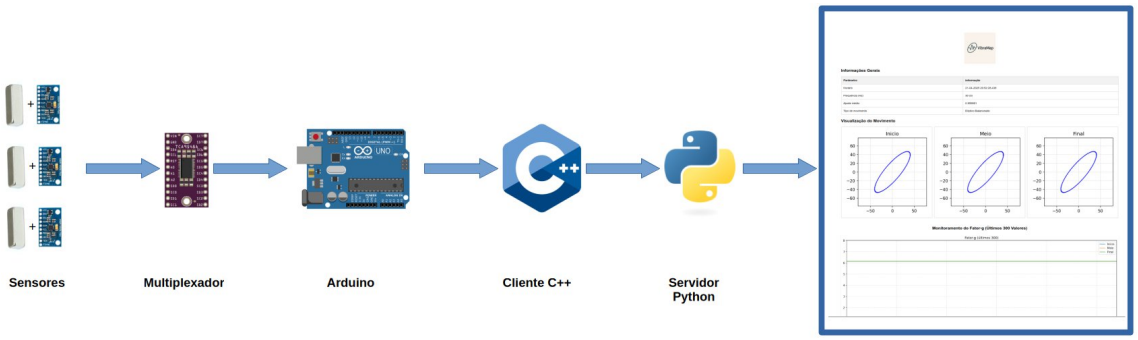


Figura 2: Estrutura da aplicação *VibraMap*.

Os dados dos acelerômetros MPU-9250 são lidos por uma placa Arduino Uno via *I2C* com um multiplexador. O cliente C++ executa as seguintes tarefas:

1. Lê e armazena 200 dados de aceleração por sensor.
2. Executa a Evolução Diferencial para obter os parâmetros da elipse.
3. Calcula os parâmetros das equações paramétricas e a frequência (FFT com FFTW3).
4. Calcula a ajustabilidade (com base nos valores mínimos de F_{obj}) e classifica o tipo de movimento.
5. Calcula a média móvel dos parâmetros e desvios relativos.
6. Envia os dados para o servidor Python via TCP/IP.

O processamento em C++ utiliza *OpenMP* para paralelização (Chapman et al. 2007), alcançando tempos por ciclo de aproximadamente 250 ms. O servidor Python (usando matplotlib, socket, aiohttp) gera uma interface web para visualização dos dados, inclusindo: informaçãoes gerais, gráficos da trajetória, monitoramento do fator-g e tabela de parâmetros relativos ao movimento.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A ferramenta *VibraMap* permitiu a caracterização do movimento elíptico progressivo da peneira *Mongoose Pro Shaker*, confirmando qualitativamente a descrição do fabricante para operação a 1800 RPM sem carga de material, conforme mostrado na Figura 3.

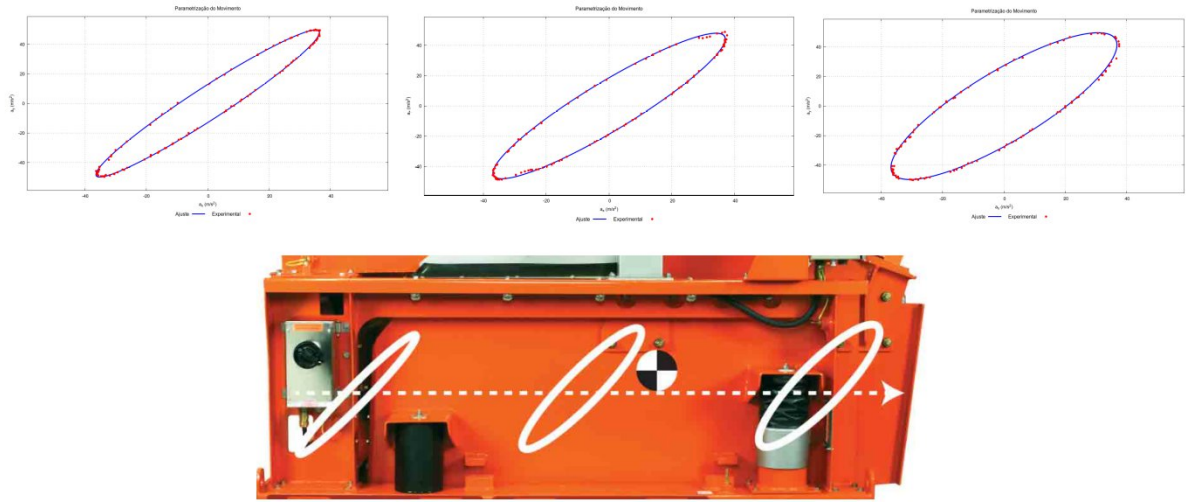


Figura 3: Movimento identificado comparado ao movimento descrito pelo fabricante.

De forma a avaliar o módulo de identificação de frequência da ferramenta desenvolvida, realizou-se uma série de excitações na rotação dos motores do equipamento, por meio de um inversor de frequências *WEG CFW700*, mantendo a alimentação de suspensão constante em 46 m³/h (com 3% de sólidos) e a inclinação em 7º. As frequências utilizadas são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Excitações na rotação dos motores da peneira vibratória.

Tempo [s]	Frequência [RPM]	Frequência [Hz]
0	1200	20
300	1800	30
600	1200	20
900	1800	30
1200	1300	21,67
1500	1750	29,17
1800	1350	22,5
2100	1200	20
2400	1800	30
2700	1200	20
3000	1800	30

ISBN: 978-65-5222-057-8

3300	1300	21,67
3600	1750	29,17
3900	1350	22,5
4200	1800	30

A aplicação *VibraMap* apresentou precisão satisfatória na identificação das frequências propostas, sendo os resultados identificados apresentados na Figura 4.

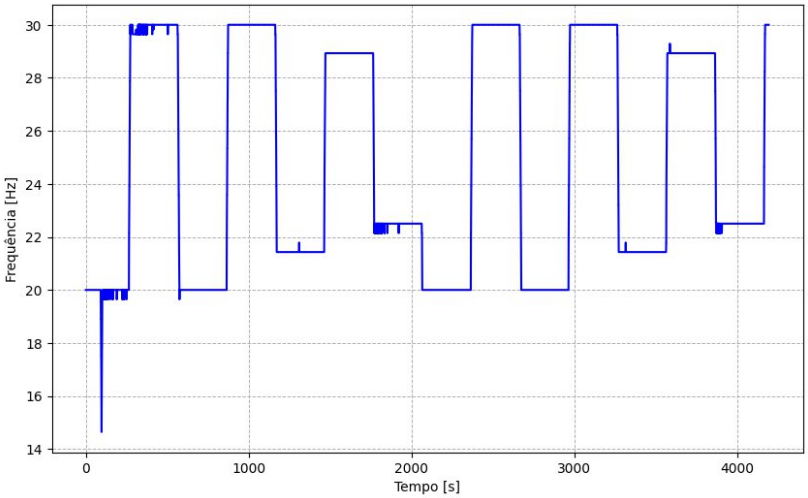


Figura 4: Frequências identificadas ao longo do tempo pelo *VibraMap*.

O fator-g variou ao longo do cesto e com a frequência, sendo influenciado pela carga de material. Diferentemente do esperado para um equipamento vazio (fator-g decrescendo ao longo do cesto), a presença de material alterou este perfil, com o fator-g no início do cesto sendo menor que nas posições subsequentes, conforme mostrado na Figura 5, devido ao amortecimento pela maior quantidade de material na região próxima à alimentação.

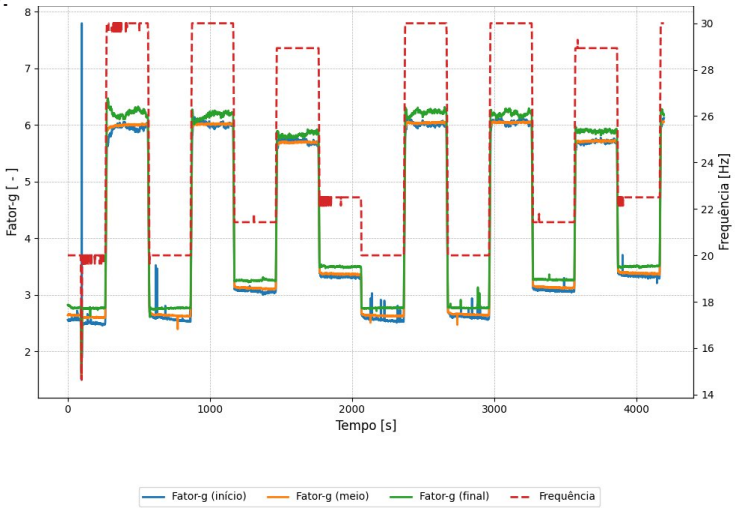


Figura 5: Fator-g identificado ao longo do tempo para as três posições avaliadas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Na Tabela 2, é apresentado um comparativo entre as médias dos parâmetros característicos do movimento antes e após uma alimentação de 50 m³/h no sistema, para a rotação constante em 1800 RPM e inclinação de 7º. Conforme esperado, devido à massa inserida no sistema pela alimentação ter se concentrado nas primeiras telas, a região que sofreu maiores alterações no comportamento característico do movimento foi a região próxima à alimentação.

Tabela 2: Parâmetros característicos do movimento na ausência e presença de material sobre as telas.

Parâmetro	Posição	$Q = 0\ m^3/h$	$Q = 50\ m^3/h$	Variação (%)
Fator-g [-]	Início	6,73	5,91	-12,18
	Meio	6,39	6,01	-5,95
	Final	6,18	6,31	+2,10
$\lvert\gamma_x - \gamma_y\rvert$ **[º]**	Início	17,29	21,00	+21,46
	Meio	24,41	27,22	+11,51
	Final	33,08	32,38	-2,12
A_x **[m]**	Início	0,00106	0,00110	+3,77
	Meio	0,00116	0,00118	+1,72
	Final	0,00116	0,00119	+2,59
A_y **[m]**	Início	0,00155	0,00128	-17,41
	Meio	0,00138	0,00125	-9,42
	Final	0,00135	0,00135	+0,00

Comparando a operação sem carga e com carga de 50 m³/h, observou-se que o fator-g, que decrescia ao longo do cesto vazio, passou a aumentar no final na presença de carga sobre as telas. A presença de material também alterou a forma da elipse, tornando-a mais circular no início e meio e ligeiramente mais linear no final, embora o movimento permanecesse predominantemente elíptico progressivo. A forma da elipse é evidenciada pela diferença absoluta de ângulos de fase, quanto mais próxima de 0º, mais linear é a elipse e quanto mais próxima a diferença absoluta de 90º, mais circular é a elipse.

CONCLUSÕES

A metodologia desenvolvida para caracterização do movimento elíptico da peneira vibratória, utilizando múltiplos acelerômetros e otimização por evolução diferencial, provou-se robusta. O *software* *VibraMap*, implementado com arquitetura cliente-servidor (C++/Python) e interface web, permitiu a análise em tempo real de parâmetros cruciais do movimento, como fator-g, frequência e forma da trajetória elíptica em diferentes pontos do cesto da peneira.

Os resultados obtidos com o *VibraMap* confirmaram o movimento elíptico progressivo da peneira *Mongoose Pro Shaker* e, fundamentalmente,

ISBN: 978-65-5222-057-8

revelam o impacto significativo e complexo da carga de material sobre as amplitudes de vibração e o perfil do fator-g ao longo do cesto. Foi observado que a presença de material tende a reduzir o fator-g na região de alimentação e pode alterar a forma da elipse vibratória, com implicações diretas na eficiência de transporte de sólidos e deságue do fluido.

A ferramenta *VibraMap* demonstrou ser capaz de fornecer informações valiosas para operadores, auxiliando na identificação de comportamentos anômalos da peneira e na tomada de decisões mais eficazes quanto à sua operação, contribuindo para a otimização do processo de controle de sólidos. A capacidade de monitorar a dinâmica da peneira em tempo real abre caminhos para diagnósticos de falhas e estratégias de controle mais avançadas.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras S. A. e à FAPEMIG pelo apoio e suporte financeiro à pesquisa desenvolvida.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CHAPMAN, B.; JOST, G.; PAS, R. V. D. *Using OpenMP: portable shared memory parallel programming*. Cambridge: MIT press, 2007.

CHEN, Z.; TONG, X.; LI, Z. Numerical investigation on the sieving performance of elliptical vibrating screen. *Processes*, MDPI, v. 8, n. 9, p. 1151, 2020.

FRIGO, M.; JOHNSON, S. G. The design and implementation of FFTW3. *Proceedings of the IEEE,* IEEE, v. 93, n. 2, p. 216-231, 2005.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS. *Avaliação de opções para a destinação do cascalho gerado na perfuração de poços marítimos no Brasil*. Rio de Janeiro: IBP, 2021. v. 1. (Caderno de boas práticas, v. 1).

NASCENTES, C. L. *Separação sólido-fluido de perfuração em peneiras vibratórias*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019.

NASCENTES, C. L.; MURATA, V. V.; OLIVEIRA-LOPES, L. C. Mathematical modeling of solids-drilling fluid separation in shale shakers in oil fields: A state of art review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Elsevier, v. 208, p. 109270, 2022.

ISBN: 978-65-5222-057-8

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.

YANG, X.-S. *Nature-inspired optimization algorithms*. [S.1.]: Elsevier, 2014.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MODELAGEM E CARACTERIZAÇÃO NUMÉRICA DA SEDIMENTAÇÃO EM BATELADA: IDENTIFICAÇÃO DE PARÂMETROS DE FLUXO PARA OTIMIZAÇÃO EM POÇOS DE PETRÓLEO

Fran Sérgio Lobato[1], Flávia Marques Fagundes[2], João Jorge Ribeiro Damasceno[3], Fábio de Oliveira Arouca[4]

[1-4]Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Av. João Naves de Ávila, 2121, Bairro Santa Mônica, CEP 38400-902, Uberlândia/MG, Brasil.[1]fslobato@ufu.br, [2]flavia.fagundes@ufu.br, [3]damasceno@ufu.br, [4]arouca@ufu.br.

RESUMO

Durante a operação de perfuração de poços de petróleo, os sólidos presentes no fluido de perfuração tendem a sedimentar, formando depósitos nos equipamentos e no fundo do poço. Como consequência direta desse fenômeno, tem-se a redução da eficiência da operação de perfuração, resultante de falhas na perfuração, danos aos equipamentos e obstrução de canais, comprometendo a segurança do processo. Neste contexto, simular o processo de sedimentação dessas partículas configura um campo de grande interesse para a indústria petrolífera. Do ponto de vista numérico, esse problema representa um grande desafio devido à presença de descontinuidades nas interfaces, caracterizadas por três regiões distintas, a saber: (i) livre de sólidos; (ii) concentração de sólidos constante; e (iii) concentração de sólidos variando de um valor inicial até um valor máximo. Para a modelagem desse fenômeno, é necessária a obtenção dos fluxos correspondentes às leis de conservação, dependentes da concentração de sólidos. Diante do que foi apresentado, o objetivo do trabalho é identificar os parâmetros que caracterizam o fluxo no termo difusivo durante o processo de sedimentação em batelada de uma suspensão aquosa com concentração volumétrica de 20% de carbonato de cálcio ($CaCO_3$), cujos perfis são obtidos via aplicação da Técnica de Atenuação de Raios Gama. Para a simulação do modelo matemático, foi considerado o Método da Captura de Interface por Tangente Hiperbólica. Os resultados obtidos demonstram que a metodologia proposta foi capaz de estimar o fluxo no termo difusivo considerando diferentes modelos ao longo de toda a coluna de sedimentação.

Palavras-chave: sedimentação de partículas, modelagem numérica; esquemas de alta resolução, problema inverso, evolução diferencial.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A eficiência do processo de perfuração de um poço de petróleo está diretamente relacionada à estabilidade e desempenho dos fluidos de perfuração. Esses fluidos são sistemas multifásicos complexos, compostos por uma mistura de líquidos e sólidos em suspensão, cuja função principal é transportar os detritos da perfuração, lubrificar e resfriar a broca, e manter a pressão hidrostática no poço (Mitchell e Miska, 2011). Contudo, em função das propriedades reológicas e das características físicas dos sólidos presentes, a sedimentação dessas partículas pode ocorrer de forma significativa, principalmente durante interrupções temporárias na circulação do fluido (Caenn e Chillingar, 1996).

O processo de sedimentação leva à formação de depósitos indesejados no fundo do poço e em equipamentos como tubos e válvulas, resultando em consequências severas, como o aprisionamento da coluna de perfuração, desgaste prematuro de componentes, aumento dos custos operacionais e risco de acidentes (Caenn e Chillingar, 1996; Santos *et al.*, 2018).

Do ponto de vista da modelagem matemática, a sedimentação de partículas em suspensões concentradas pode ser descrita por equações de conservação de massa e momento linear, cujos fluxos (convectiva e difusiva) dependem da concentração local de sólidos (Diehl, 2007). O desafio de simular um modelo desta natureza aumenta devido à presença de interfaces nítidas entre zonas com diferentes regimes de concentração, exigindo métodos numéricos capazes de lidar com tais descontinuidades (Diehl, 2015).

Para essa finalidade, o Método da Captura de Interface por Tangente Hiperbólica (THINC) tem se mostrado uma ferramenta promissora. Essa abordagem permite representar interfaces com alta fidelidade sem a necessidade de métodos complexos de reconstrução geométrica (Xiao *et al.*, 2005). Paralelamente, a estimação dos parâmetros do modelo – especialmente no termo difusivo – é essencial para garantir a aderência entre as previsões numéricas e os dados experimentais.

Neste trabalho propõe-se a utilização de pontos experimentais obtidos via aplicação da Técnica de Atenuação de Raios Gama (TARG) (Arouca, 2007), um método não invasivo que permite determinar, com precisão, o perfil de concentração de sólidos ao longo da coluna de sedimentação. A partir desses pontos pretende-se identificar os parâmetros característicos do fluxo no termo difusivo. Este trabalho está estruturado como segue. Na seção Modelagem Matemática é apresentada uma sucinta descrição do modelo matemático fenomenológico considerado. Já na seção Evolução Diferencial é apresentada, de forma concisa, a concepção conceitual do algoritmo de otimização considerado. A breve apresentação do procedimento experimental e da metodologia proposta para a identificação

ISBN: 978-65-5222-057-8

de fluxo das leis de conservação são descritos nas seções de mesmo nome, respectivamente. Por fim, nas últimas duas seções são apresentados os resultados e conclusões, respectivamente.

Modelagem Matemática do Processo de Sedimentação Batelada

O processo de sedimentação batelada descreve a ação da força da gravidade em partículas sólidas suspensas em um líquido (ou gás), fazendo com que essas se depositem, ao longo do comprimento e do tempo, na base de um recipiente (sedimentador). Neste processo, as partículas mais pesadas se depositam mais rapidamente que as mais leves, sendo que este pode se estender por horas a semanas (Diehl, 2007; 2015).

D'Ávila (1978) descreve esse fenômeno ao longo do tempo t como um problema de fronteira móvel, e que apresenta descontinuidades, sendo delimitado por três regiões distintas, a saber: (i) região livre de sólidos (Região I: a concentração volumétrica local da fase sólida (ε_s) é igual a zero); (ii) região de sedimentação livre (Região II: ε_s é igual à concentração volumétrica inicial (ε_{s0}); e (iii) região de compressão (Região III: a concentração volumétrica varia de seu valor inicial para um valor máximo, isto é; $\varepsilon_{s0} < \varepsilon_s \leq \varepsilon_{sm}$, onde ε_{sm} é a concentração volumétrica máxima) (ver a Figura 1).

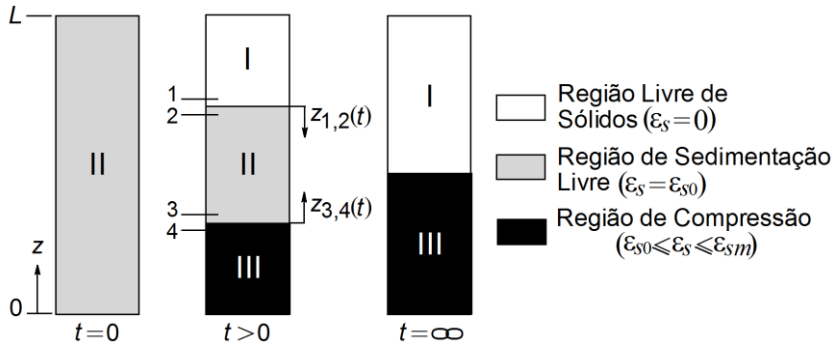


Figura 1: Regiões I, II e III da sedimentação batelada delimitadas por descontinuidades em um sedimentador de comprimento L: interface descendente (1,2) e interface ascendente (3,4) (Arouca, 2007).

É importante enfatizar que as descontinuidades se movem através do domínio espacial como funções do tempo, onde $z_{1,2}(t)$ e $z_{3,4}(t)$ representam as posições das interfaces descendente e ascendente em um dado instante de tempo t.

Do ponto de vista matemático, este processo pode ser modelado considerando as equações de continuidade e de momento linear. Para uma aplicação isotérmica, unidimensional e transiente com densidade do sólido constante, o modelo para a fase sólida, pode ser descrito em termos da concentração volumétrica (ε_s) como (Bürger, Concha; 1998):

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$\frac{\partial \varepsilon_s}{\partial t} + \frac{\partial (v_s \varepsilon_s)}{\partial z} = 0 \tag{1}$$

$$\rho_s \varepsilon_s \left(\frac{\partial v_s}{\partial t} + v_s \frac{\partial v_s}{\partial z} \right) = \frac{\partial T_s}{\partial z} + m_z + \varepsilon_s (\rho_s - \rho_f) g_z \tag{2}$$

$$\varepsilon_s = \varepsilon_{s0}, \quad t=0 \text{ e } 0 \leq z \leq L \tag{3}$$

$$v_s \varepsilon_s = 0, \quad t > 0 \text{ e } z=0 \tag{4}$$

$$v_s \varepsilon_s = 0, \quad t > 0 \text{ e } z=L \tag{5}$$

onde v_s é a velocidade da fase sólida, ρ_s e ρ_f representam as densidades das fases sólida e líquida, respectivamente, T_s é o tensor da fase sólida, m_z é a força resistiva e g_z é a aceleração da gravidade.

Para integrar esse modelo faz-se necessário definir equações auxiliares (constitutivas), empregadas para caracterizar as propriedades materiais dos constituintes sólido e líquido da suspensão, bem como o tensor da fase sólida e a força resistiva. Todavia, os trabalhos de Bürger e Concha (1998); Arouca (2007) e Diehl (2007; 2015) destacam uma simplificação importante nesse modelo, a saber, os termos inerciais (aceleração local e fluxo convectivo de momento linear) podem ser negligenciados na Equação (2) quando comparados com os outros. Neste caso, a velocidade da fase sólida pode ser representada por uma equação algébrica que é função da concentração volumétrica local da fase sólida e das equações constitutivas. Assim, de forma genérica, a Equação (2) pode ser reescrita como:

$$v_s = g(\varepsilon_s) \tag{6}$$

onde $g(\varepsilon_s)$ descreve a relação entre a velocidade e a concentração de sólidos.

Como consequência dessa hipótese, o modelo original pode ser representado pela seguinte equação diferencial parcial:

$$\frac{\partial \varepsilon_s}{\partial t} + \frac{\partial (g(\varepsilon_s)\varepsilon_s)}{\partial z} = 0 \rightarrow \frac{\partial \varepsilon_s}{\partial t} + \frac{\partial (f(\varepsilon_s))}{\partial z} = 0 \tag{7}$$

sujeita às condições iniciais e de contorno.

É importante mencionar que, embora o modelo tenha sido simplificado, as dificuldades relacionadas a descontinuidades e variações abruptas no perfil de concentração de sólidos ainda estão presentes (Bürger e Concha, 1998).

Método da Captura de Interface por Tangente Hiperbólica

Para resolver este modelo diferencial parcial, será utilizado o Método da Captura de Interface por Tangente Hiperbólica (THINC), proposto por Xiao *et al.* (2005). A ideia por trás desta abordagem é aproximar a variável dependente $u(t,z)$ considerando um perfil hiperbólico suave, de modo que representar a

ISBN: 978-65-5222-057-8

transição entre diferentes regiões que apresentem descontinuidades. Em linhas gerais, a solução no passo de tempo (n+1) é dada por:

$$u_i^{n+1} = u_i^n - \frac{\Delta t}{\Delta z}\left(f_{i+1/2} - f_{i-1/2}\right) \tag{8}$$

onde $f_{i+1/2}$ é o fluxo transportado através da fronteira $z_{i+1/2}$ durante o intervalo de tempo Δt, calculado como:

$$f_{i+1/2} = \begin{cases} -\int_{t^n}^{t^{n+1}} \Theta_i\left(z_{i+1/2} - u_{i+1/2}\left(\tau - t^n\right)\right) u d\tau, & \text{se } u_{i+1/2} \geq 0 \\ \int_{t^n}^{t^{n+1}} \Theta_{i+1}\left(z_{i+1/2} - u_{i+1/2}\left(\tau - t^n\right)\right) u d\tau, & \text{caso contrário} \end{cases} \tag{9}$$

onde Δz é o incremento na direção espacial, $\Theta_i(Z)$ é a função de interpolação de reconstrução.

O esquema THINC utiliza a função tangente hiperbólica por partes como função de interpolação:

$$\Theta_i(Z) = \frac{1}{2}\left(1 + \gamma \tanh\left(\beta\left(\frac{Z - z_{i-1/2}}{\Delta z} - \tilde{Z}_i\right)\right)\right) \tag{10}$$

onde γ é um parâmetro que é igual a 1 para $u_{i-1} < u_{i+1}$, caso contrário γ é igual a -1. β (= 1,5) é um parâmetro definido para controlar a inclinação e a espessura do salto. O parâmetro $\tilde{Z}_i$ é calculado como:

$$\tilde{Z}_i = \frac{1}{2\beta} \ln\left(\frac{\exp\left(\frac{\beta}{\gamma}\left(1 + \gamma - 2u_i\right)\right) - 1}{1 - \exp\left(\frac{\beta}{\gamma}\left(1 + \gamma - 2u_i\right)\right)}\right) \tag{11}$$

De acordo com Xiao *et al.* (2005), as principais vantagens da estratégia THINC são: (a) alta precisão na captura das interfaces, já que o uso da tangente hiperbólica fornece uma transição suave e precisa entre regiões com comportamentos distintos; (b) estabilidade numérica, isto é; a abordagem preserva a estabilidade mesmo quando a solução envolve descontinuidades fortes; e (c) aplicabilidade em problemas que apresentam características distintas. Por outro lado, como principal desvantagem pode-se citar o tempo de processamento requerido atender à condição de Courant–Friedrichs–Lewy (Courant *et al.*, 1928).

Evolução Diferencial

O algoritmo de Evolução Diferencial (ED), proposto por Storn e Price (1997), é uma estratégia de otimização baseada em população. Em linhas gerais, a ED consiste na realização de operações vetoriais para

ISBN: 978-65-5222-057-8

candidatos à solução do problema de otimização. Para essa finalidade, os autores desenvolveram um conjunto de estratégias para realizar a mutação de indivíduos pertencentes à população corrente.

O funcionamento básico da ED envolve as seguintes etapas: i) Inicialização da população (uma população de soluções candidatas (vetores) é gerada, de forma aleatória, dentro dos limites do espaço de busca estabelecidos pelo usuário; ii) Mutação (cada novo candidato é gerado a partir de três indivíduos distintos da população corrente. Para essa finalidade, considera-se um parâmetro, denominado de taxa de perturbação, que é responsável por ponderar a quantidade de informações que serão empregadas nesta operação); iii) Recombinação ou Cruzamento (este operador permite perturbar, a partir da definição de uma probabilidade de cruzamento, o candidato gerado durante a aplicação da mutação): iv) Seleção (consiste da avaliação de cada novo indivíduo gerado pela aplicação dos operadores de mutação e cruzamento. Neste caso, considera-se a função objetivo definida pelo usuário).

Maiores detalhes sobre o referido algoritmo podem ser encontrados em Storn e Price (1997).

METODOLOGIA

A metodologia proposta neste trabalho consiste nos seguintes passos:

- Formular a Função Objetivo (*FO*) considerando os pontos experimentais e os simulados pelo modelo de predição considerado. Esta consiste da minimização do somatório dos desvios quadráticos, conforme a seguinte equação:

$$FO = \sum_{i=1}^{N_{exp}} \left(\varepsilon_s^{Sim} - \varepsilon_s^{Exp} \right)^2 \tag{12}$$

  em que ε_s^{Sim} e ε_s^{Exp} representam os valores da concentração volumétrica simulados e experimentais, respectivamente, e N_{exp} é o número de pontos experimentais considerados.
- Definir os parâmetros do algoritmo de ED, bem como os limites laterais para cada variável de projeto.
- Para cada modelo de predição e para o conjunto de pontos experimentais em análise aplica-se o algoritmo de ED.
- A partir do conhecimento do domínio espacial de interesse (comprimento do sedimentador, isto é; 0,245 m), do número de pontos de discretização na direção espacial (*N*) (como consequência tem-se o incremento da direção espacial - Δz), do parâmetro *C* e da magnitude da variável dependente, a condição de Courant–Friedrichs–Lewy (Courant *et al.*, 1928) é avaliada para a determinação do incremento no tempo (Δt) como:

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$\Delta t = \frac{C\Delta z}{|\varepsilon_s|} \tag{13}$$

- Todas as rotinas numéricas foram implementadas utilizando o software Scilab® (versão 6.6.1).

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para formular a *FO* são considerados os pontos experimentais referentes a sedimentação de uma suspensão aquosa de concentração volumétrica de 20% de $CaCO_3$ (com massa específica é igual a 2,69 g/cm³). Para medir, indiretamente, a concentração de sólidos em diferentes pontos da coluna de sedimentação, foi utilizada a TARG (Arouca, 2007) considerando o radioisótopo Amerício-241 (por apresentar boa sensibilidade, longo tempo de meia-vida e alta penetrabilidade (Hamacher, 1978)). Para os testes realizados neste trabalho, foram realizadas 1000 contagens (a cada 20 segundos) para cada posição monitorada. Por meio da movimentação de uma plataforma elevatória, foram monitoradas cinco diferentes alturas da suspensão (z=[0,005 0,035 0,065 0,095 0,125] m) (definidos para uma melhor observação da região de sedimento e de uma posição na região de líquido clarificado). A suspensão foi homogeneizada por meio de agitação com o auxílio de um misturador mecânico. Em seguida, a suspensão foi vertida em uma vidraria cilíndrica, em que seguiu em agitação por meio de um agitador manual até que o sistema da TARG fosse iniciado, garantindo que a suspensão estivesse homogênea no início do monitoramento.

Para estimar o conjunto de parâmetros que caracterizam a velocidade do sólido v_s (Equação (6)), os seguintes modelos foram considerados:

- Modelo M-01

$$v_s = x_1 \exp\left(-x_2 \varepsilon_s\right) \tag{14}$$

- Modelo M-02

$$v_s = x_1 \exp\left(-x_2 \left(\varepsilon_s - x_3\right)^2\right) \tag{15}$$

- Modelo M-03

$$v_s = x_1 \varepsilon_s^3 + x_2 \varepsilon_s^2 + x_3 \varepsilon_s + x_4 \tag{16}$$

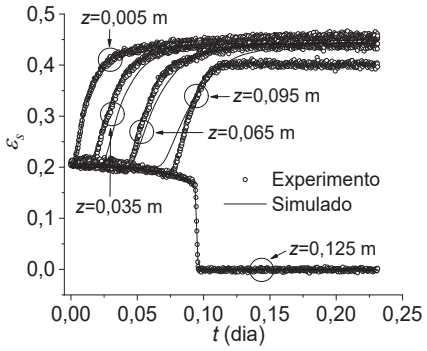
Para executar o algoritmo de ED foram considerados os seguintes parâmetros: tamanho da população (25); probabilidade de cruzamento (0,8); taxa de perturbação (0,8); estratégia de número 7 (Storn e Price, 1995) para gerar candidatos em potencial e 100 gerações. Para cada uma das variáveis de projeto (x_i, i=1, 2, 3, 4) foi adotado o intervalo [-10 10] como espaço de projeto. É importante ressaltar que, para cada modelo, o algoritmo de ED foi executado 10 vezes para a obtenção dos valores que serão apresentados a seguir.

ISBN: 978-65-5222-057-8

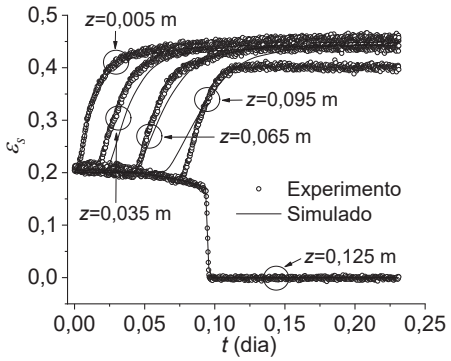
A Tabela 1 apresenta os parâmetros estimados (valores ótimos) para cada um dos modelos considerados via aplicação do algoritmo de ED. Nesta tabela é possível observar que, para cada modelo matemático considerado, o algoritmo de ED foi capaz de obter boas estimativas para os parâmetros em relação aos pontos experimentais, como pode ser observado na Figura 2. Além disso, como esperado, o aumento no número de parâmetros resulta em um melhor valor da *FO*. Neste caso, o melhor resultado foi obtido para o Modelo M-03. A partir das execuções do algoritmo de ED foi possível observar, para cada um dos modelos, um desvio padrão máximo da ordem de 10^{-4}. Isto significa que o algoritmo de otimização considerado sempre foi capaz de convergir para a mesma solução.

Tabela 1: Parâmetros estimados considerando cada modelo matemático e o conjunto de pontos experimentais (*C*=0,01 e *N*=75*). *Número de pontos experimentais na direção espacial.

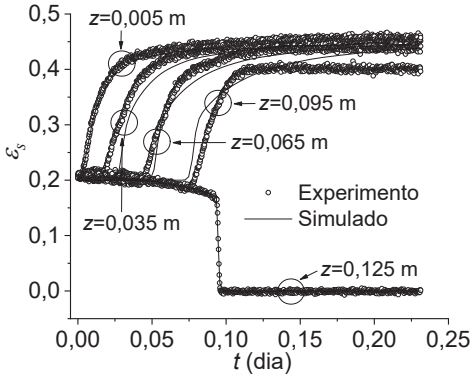
M-01	x_1 (m/dia)	x_2 (-)			*FO* (-)
	1,73859	0,61765			0,07425
M-02	x_1 (m/dia)	x_2 (-)	x_3 (-)		*FO* (-)
	1,20242	-0,72404	0,94740		0,07070
M-03	x_1 (m/dia)	x_2 (m/dia)	x_3 (m/dia)	x_4 (m/dia)	*FO* (-)
	-3,24133	-4,56972	5,25023	-0,29515	0,06474



(a) Modelo M-01.



(b) Modelo M-02.



(c) Modelo M-03.

Figura 2: Perfis experimentais e simulados para cada modelo considerado.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Na Figura 2 é possível observar duas regiões. A primeira (mais próxima à base da coluna, isto é; para menores valores de *z*, o sedimento se forma e sofre compressão). Além disso, as concentrações volumétricas aumentam ao longo do tempo. Já na segunda (mais próxima ao topo da coluna, isto é; para maiores valores de *z*, tem-se líquido clarificado, visto que a concentração volumétrica diminui). Para o tempo igual a, aproximadamente, 0,084 dia, observa-se uma queda brusca na concentração de sólidos, o que indica a passagem da interface descendente nesse ponto. Após isso, a concentração de sólidos se aproximou de zero e se manteve constante, indicando que na referida região tem-se a ausência de sólidos (líquido clarificado). Nesta figura também é possível observar que o processo tende ao regime estacionário, visto que as concentrações volumétricas se tornam constantes para os maiores valores da variável temporal.

Do ponto de vista numérico, percebe-se que o THINC foi capaz de simular o problema físico, vista a qualidade dos perfis obtidos. Isto indica que a abordagem numérica foi capaz de superar as dificuldades inerentes a esta aplicação. Finalmente, é importante ressaltar que a qualidade dos perfis de concentração estimados é função da complexidade dos modelos de predição considerados.

CONCLUSÕES

Na presente contribuição, foi formulado e resolvido um problema de estimação de parâmetros para a caracterização do processo de sedimentação batelada usando o algoritmo de ED. Para essa finalidade, foi considerada uma suspensão aquosa de concentração volumétrica de 20% de $CaCO_3$ e TARG para a aquisição dos pontos experimentais. Além disso, foi empregado o Método da Captura de Interface por Tangente Hiperbólica para simular o modelo fenomenológico que representa o processo físico. De forma geral, foi possível observar que a metodologia proposta foi capaz de obter boas estimativas para os parâmetros em cada um dos modelos considerados, visto os valores das funções objetivo encontrados.

A metodologia desenvolvida e apresentada neste artigo permite selecionar a melhor expressão que representa a velocidade do sólido e, consequentemente, o fluxo. Como esperado, os modelos com mais parâmetros são os que resultaram em melhores ajustes.

Como sugestão de trabalhos futuros pretende-se simular o modelo completo (balanços de massa e momento linear) usando Método da Captura de Interface por Tangente Hiperbólica, bem como estimar os parâmetros de equações constitutivas para fins da caracterização, por exemplo, da pressão dos sólidos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Capes, CNPq, Fapemig, Petrobras e Faculdade de Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia pelo apoio financeiro. Fran Sérgio Lobato agradece o suporte financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES), processo número 309178/2023-1.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arouca F.O. A Contribution to Study of Batch Gravitational Sedimentation. 2007, 162 pages. Federal University of Uberlândia, Brazil. 2007.

Bürger R.; Concha F. Mathematical Model and Numerical Simulation of the Settling of Flocculated Suspensions. International Journal of Multiphase Flow, 24, 1005–1023, 1998.

Caenn R.; Chillingar G.V. Drilling fluids: State of the art, Journal of Petroleum Science and Engineering, 14(3), 221-230, 1996.

Courant R.; Friedrichs K.; Lewy H. On the Partial Difference Equations of Mathematical Physics. AEC Research and Development Report. NYO-7689, New York: AEC Computing and Applied Mathematics Centre – Courant Institute of Mathematical Sciences, pp. V+76, 1928.

D'Ávila J.S. A Mathematical Model for Sedimentation. Federal University of Rio de Janeiro, 1978.

Diehl S. Estimation of the Batch-Settling Flux Function for an Ideal Suspension from Only Two Experiments. Chemical Engineering Science, 17, 4589-4601, 2007.

Diehl S. Numerical Identification of Constitutive Functions in Scalar Nonlinear Convection–Diffusion Equations with Application to Batch Sedimentation. Applied Numerical Mathematics, 95, 154-172, 2015.

Hamacher M.E. Um Estudo da Sedimentação Utilizando o Método da Atenuação de Raios Gama. Dissertação COPPE/UFRJ, 1978.

Mitchell R.F.; Miska S.Z. Fundamentals of Drilling Engineering, Society of Petroleum Engineers, Houston, 2011.

Santos N.B.C.; Fagundes F.M.; Arouca F.O.; Damasceno J.J.R. Sedimentation of Solids in Drilling Fluids used in Oil Well Drilling Operations. Journal of Petroleum Science and Engineering, 162, 137–142, 2018.

Storn R.; Price K. Differential Evolution - A Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces. Journal of Global Optimization. 11. 341-359, 1997.

Xiao, F.; Honma, Y.; Kono, Y. A Simple Algebraic Interface Capturing Scheme using Hyperbolic Tangent Function. International Journal for Numerical Methods in Fluids, 48, 2005.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RHEOLOGICAL AND FUNCTIONAL EFFECTS OF DIFFERENT HYDROCOLLOIDS IN INHIBITED WATER BASED DRILLING FLUIDS

Isabel Hernández Montoya[1], Fabian Ramos Maldonado[2], Nezia de Rosso[3], Cezar Ribeiro Negrão[4]

[1]*Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos não Newtonianos (CERNN), e-mail:* mariaisabelmontoya@alunos.utfpr.edu.br [2]*UTFPR, CERNN, e-mail:* fabianm@alunos.utfpr.edu.br
[3]*UTFPR, CERNN, e-mail:* nezia.rosso@gmail.com
[4]*UTFPR, CERNN, e-mail:* negrao@utfpr.edu.br

RESUMO

Hidrocoloides são amplamente utilizados como aditivos reológicos em fluidos de perfuração, para controlar a viscosidade, garantir a estabilidade, reduzir perdas de filtrado e melhorar a suspensão dos cascalhos, além de influenciar o escoamento e as propriedades viscoelásticas. Este estudo analisa o comportamento reológico e funcional da goma xantana (GX), goma guar (GG) e carboximetilcelulose de alta viscosidade (CMC) em soluções aquosas e em fluido de perfuração base água inibido, formulado segundo a API 13A com bentonita e cloreto de potássio. Foram realizados ensaios reológicos (curvas de escoamento, rampa de tensão, varreduras de amplitude e frequência) para avaliar viscosidade, escoamento, tensão limite e propriedades viscoelásticas. Modelos de viscosidade mostraram que a goma xantana e a goma guar apresentaram consistência e índice de comportamento de escoamento semelhantes em água e no fluido de perfuração. A GX exibiu tensão limite de escoamento em ambos os meios, enquanto a GG não apresentou e a CMC teve redução na consistência e aumento do índice de comportamento de escoamento no fluido, além de leve degradação estrutural por interações iônicas, sem tensão limite em solução aquosa. A GX apresentou comportamento viscoplástico mais marcado em comparação com GG e CMC. As varreduras de amplitude e frequência mostraram que a goma xantana demonstrou um comportamento predominantemente elástico até níveis moderados de deformação, enquanto a goma guar e a CMC apresentaram uma resposta mais viscosa na região viscoelástica linear. Essa característica viscoelástica dominante (elástica para a goma xantana e viscosa para a goma guar e a CMC) foi mais evidente no fluido de perfuração do que na solução aquosa.

Palavras-chave: Hidrocoloides, Comportamento reológico, fluido de perfuração base água, sistema inibido com sal.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração são elementos fundamentais na indústria de petróleo e gás (Benitez H.; Garaicochea P.; Reyes A., 1988). Entre suas múltiplas funções, destacam-se a remoção dos cascalhos gerados pela broca, o controle da pressão de formação, o resfriamento e a lubrificação da coluna de perfuração, bem como a estabilização das paredes do poço (Prieto, 1993). A formulação de fluidos de perfuração eficientes envolve uma cuidadosa seleção de aditivos que permitam o controle reológico e a minimização de perdas por filtrado (Hernández *et al.*, 2023). Dentro desse contexto, a busca por aditivos de origem natural, renováveis e menos agressivos ao meio ambiente tem ganhado espaço nas últimas décadas (Parate, 2021). Os hidrocoloides, especialmente aqueles utilizados como agentes viscosificantes, têm se mostrado alternativas promissoras para substituir ou complementar aditivos sintéticos tradicionalmente empregados. Hidrocoloides como a goma xantana (GX), a goma guar (GG) e a carboximetilcelulose (CMC) são amplamente utilizados em aplicações industriais (Ramos; Hernández, 2020) devido à sua capacidade de modificar a viscosidade de soluções aquosas e formar estruturas viscoelásticas. A goma xantana, um polissacarídeo aniônico produzido por fermentação bacteriana, é reconhecida por seu excelente desempenho em sistemas pseudoplásticos e por sua estabilidade em ampla faixa de temperatura e salinidade (Khalil; Mohamed Jan, 2012). Já a goma guar, derivada de sementes vegetais, apresenta comportamento reológico tende a exibir zonas newtonianas em baixas taxas de cisalhamento (Ramos-Maldonado; Hernández-Montoya; Rojas-Reyes, 2023). Por sua vez, a CMC, uma celulose modificada quimicamente, é um polieletrólito aniônico que, além de atuar como viscosificante (Van der Horst, 2007), pode interagir com argilas como a bentonita, contribuindo para a formação de filtros mais eficientes na barreira contra perda de fluido (Menezes *et al.*, 2010). Neste estudo, foram formuladas soluções aquosas e fluidos de perfuração base água contendo GX, GG e CMC, a fim de avaliar sua influência sobre o comportamento reológico e sobre as perdas por filtrado. Foram realizados ensaios de curva de viscosidade, varreduras de amplitude e frequência, além de testes de tensão de escoamento e perdas por filtrado. Os resultados permitiram identificar as diferenças no comportamento de cada hidrocolóide tanto em solução aquosa quanto incorporado em uma formulação completa de fluido de perfuração inibido.

METODOLOGIA

Foram utilizadas como matérias-primas goma xantana 200 mesh produzida pela Deosen Biochemical Ltd. (China), fornecida pela Labsynth Ltda (Brasil); goma guar 200 mesh fornecida pela Labsynth Ltda (Brasil); carboximetilcelulose de sódio Denvercel PPS 6000 fornecida pela Denver Especialidades Químicas (Brasil) e formaldeído a 40% em solução aquosa fornecido pela Sigma-Aldrich, utilizado para preservar as amostras contra-ataques microbiológicos. Adicionalmente, para a preparação dos fluidos de perfuração à base de água foram utilizadas as seguintes matérias-primas: bentonita Bentonil API fornecida pela Clariant (Brasil), cloreto de sódio grau industrial (sem iodo), cloreto de potássio

ISBN: 978-65-5222-057-8

grau purificado e bicarbonato de sódio adquiridos da Cloroquímica (Brasil). As soluções aquosas dos hidrocoloides foram preparadas com concentração de 0,55 % p/p em base seca. Cada goma foi pesada em balança analítica e dissolvida em 500 g de água destilada, a uma temperatura máxima de 25°C, adicionando-se lentamente sob agitação para evitar a formação de grumos. Após a dissolução, foi adicionado 1 ml de formaldeído a 40%. Por fim, a solução foi deixada em repouso por 24 horas para a eliminação de bolhas de ar. Os fluidos de perfuração base água foram preparados segundo o procedimento API 13A para fluidos de perfuração inibidos: 358 g de salmoura (contendo 42 g/L de NaCl) foram colocados em um misturador Hamilton Beach HMD-200 e, com a agitação ligada, foram adicionados o cloreto de potássio, o bicarbonato de sódio e a bentonita, respectivamente, em tempos controlados. Em seguida, o hidrocoloide foi adicionado e com agitação durante 20 minutos, limpando-se periodicamente o recipiente. A amostra foi armazenada por 16 horas em recipiente fechado. Antes das medições reológicas, a amostra foi agitada por 5 minutos. As análises reológicas rotacionais e oscilatórias das soluções aquosas foram realizadas no reômetro Anton Paar MCR-502 com geometria cone e placa (CP-35 2°), com diâmetro de 35 mm e ângulo de 2° e temperatura constante de 25 °C. Para os fluidos de perfuração base água, os testes reológicos foram realizados no reômetro Haake MARS-III com geometria de cilindros concêntricos (CC26), com cilindro de 26 mm de diâmetro e copo ranhurado de 27 mm de diâmetro. Em ambos os reômetros, os testes foram realizados sob as seguintes condições:

Curva de escoamento: As curvas de escoamento foram obtidas em 15 taxas de cisalhamento entre 1020 e 0,01 s^{-1}. Para cada taxa de cisalhamento, foram coletados 120 pontos (1 por segundo). O software do reômetro forneceu a taxa de cisalhamento, tensão de cisalhamento e viscosidade aparente. O comportamento do fluido foi ajustado utilizando diferentes modelos de acordo com os dados reológicos obtidos experimentalmente com o modelo de lei de potência ou com o modelo de Cross:

Lei de potência: $$\eta = k\dot{\gamma}^{n-1} \quad (1)$$

Modelo de Cross: $$\eta = \eta_\infty + \frac{\eta_0 - \eta_\infty}{1 + (\lambda_{Cr}\dot{\gamma})^n} \quad (2)$$

Onde η é a viscosidade em uma determinada taxa de cisalhamento. Na Eq. 1, k é o índice de consistência [mPa·sⁿ] e n é o índice de comportamento de escoamento. Na Eq. 2, η_0 e η_∞ são os valores assintóticos da viscosidade nas taxas de cisalhamento zero e infinita respectivamente [mPa·s], λ_{Cr} é uma constante com dimensão de tempo [s] e n é uma constante adimensional que indica o grau de dependência da viscosidade em relação à taxa de cisalhamento na região pseudoplástica. O recíproco da constante de tempo, 1/ λ_{Cr}, corresponde a uma taxa de cisalhamento crítica que fornece um indicador útil do início do afinamento por cisalhamento.

Rampa de tensão de cisalhamento controlada: O teste consistiu no aumento logarítmico da tensão de cisalhamento de 0,01 a 50 Pa, com 20 pontos de dados registrados por década e medições realizadas a cada 10 segundos, totalizando 74 pontos coletados. Para análise dos resultados obtidos, a

ISBN: 978-65-5222-057-8

tensão de cisalhamento e a deformação foram convertidas para um diagrama log/log e o ponto de escoamento foi determinado pelo método da interseção de tangentes. Varredura de amplitude: A varredura de amplitude com deformação controlada foi realizada a 25 °C em uma faixa de deformação (γ) entre 0,1 e 1000 %, com uma frequência angular constante (ω) de 6,28 rad/s (f = 1 Hz), sendo coletados 10 pontos de dados por década.

Varredura de frequência: A varredura de frequência foi realizada a 25 °C em uma faixa de frequência angular (ω) entre 100 e 0,1 rad/s, com deformação constante (γ) de 1 %. Foram coletados 6 pontos de dados por década. O software do reômetro forneceu o módulo elástico (G') e módulo viscoso (G").

Após os testes reológicos, o fluido de perfuração à base de água foi avaliado pelo teste de volume de filtração segundo a norma API, utilizando um filtro prensa com uma pressão de 0.69 kPa (100 psi) e temperatura do fluido entre 22 e 25 °C. O volume coletado entre 7,5 e 30 minutos multiplicado por 2, foi considerado como resultado da perda por filtração (FL).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na Figura 1 são apresentados os dados experimentais obtidos para determinar a curva de viscosidade das soluções aquosas (SA) e dos fluidos de perfuração inibidos (FP) preparados com três hidrocolóides diferentes: goma xantana (GX), goma guar (GG) e carboximetilcelulose (CMC). Em todos os casos, observa-se um comportamento pseudoplástico. As linhas pontilhadas representam os modelos reológicos que melhor se ajustam a cada fluido. Para a SA e o FP preparados com GX, o modelo que melhor descreve o comportamento reológico é o modelo da lei da potência, pois ambos apresentam uma diminuição logarítmica da viscosidade em função da taxa de cisalhamento. Os parâmetros obtidos para esse modelo indicam consistência no comportamento entre SA e FP, com valores de consistência de 4548,5 e 5542,7 mPa·s^n, respectivamente, e expoentes n semelhantes (0,168 e 0,171), reforçando que a presença dos aditivos no FP teve pouca influência sobre a estrutura de escoamento da GX. Os coeficientes de determinação elevados ($R^2 > 0,999$) confirmam a excelente qualidade do ajuste para ambos os casos. Por outro lado, as formulações com GG e CMC, tanto em SA quanto no FP, exibem uma região newtoniana em baixas taxas de cisalhamento, caracterizada por uma viscosidade constante. Em seguida, observa-se a redução da viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento. Diante desse comportamento, o modelo de Cross foi o que melhor se ajustou aos dados experimentais dessas formulações, como é observado na Tabela 1. No caso da GG, os parâmetros do modelo Cross indicam uma diminuição significativa da viscosidade zero-shear (η_0) ao passar da SA (5198,7 mPa·s) para o FP (2060,9 mPa·s), sugerindo que a presença de sais no FP compromete a integridade estrutural da GG. De maneira semelhante, a CMC apresentou queda de η_0 de 5007,8 mPa·s (SA) para 2089,5 mPa·s (FP). Além disso, os tempos característicos de relaxamento do modelo de Cross (λ_{Cr}) também diminuíram significativamente no FP: para GG, de 2,01 s na SA para

ISBN: 978-65-5222-057-8

0,21 s no FP; e para a CMC, de 0,87 s para 0,19 s. Esses valores mostram que, na presença dos sais do FP, tanto a GG quanto a CMC apresentam uma resposta mais rápida às deformações aplicadas, associada a uma estrutura menos coesa. Os altos valores de R^2 (>0,994) confirmam que o modelo de Cross é altamente representativo para descrever esse comportamento.

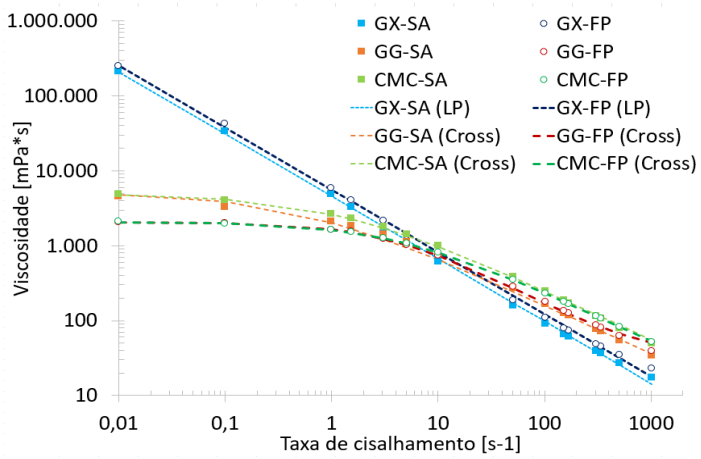


Figura 1. Curva de viscosidade para as soluções aquosas (SA) e os fluidos de perfuração (FP) preparados com GX, GG e CMC. Nas linhas pontilhadas, são mostrados os modelos de viscosidade adequados para cada fluido (Lei de Potência ou Modelo de Cross).

Tabela 1. Coeficientes dos modelos de Lei de Potência e Cross para as SA e FP preparados com GX, GG e CMC

Modelo	Parâmetro	GX		GG		CMC	
		SA	FP	SA	FP	SA	FP
Lei de Potência	k	4548,4	5542,7	1403,9	1046,1	1744,0	1103,6
	n	0,168	0,171	0,531	0,607	0,560	0,642
	R^2	0,9998	0,9996	0,7834	0,6966	0,7203	0,7039
Cross	η_0	---	---	5198,7	2060,9	5007,8	2089,5
	η_∞	---	---	0	28,48	0	6,77
	λ_{Cr}	---	---	2,013	0,206	0,866	0,186
	n	---	---	0,651	0,849	0,664	0,722
	R^2	---	---	0,9946	0,9998	0,9993	0,9999

Na curva de tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento mostrada na Figura 2, mostra que, em baixas taxas de cisalhamento (0,01 a 1 s^{-1}), as soluções com GX exibem uma tensão limite de escoamento (entre 2 e 3 Pa), indicando uma alta resistência ao escoamento e a formação de uma estrutura interna coesa. Esse comportamento é significativamente mais pronunciado do que o observado nas formulações com GG e CMC, que apresentam um comportamento quase newtoniano e valores de tensão muito baixos (0,01 a 0,1 Pa). Em altas taxas de cisalhamento, a CMC mostra os maiores valores de tensão, seguida pela GG e, por último, pela GX. Além disso, todos os FP apresentaram valores de tensão de cisalhamento superiores aos de suas respectivas SA, reforçando que a presença de outros aditivos aumenta a resistência ao escoamento. Esses resultados indicam que o desempenho reológico dos fluidos é predominantemente determinado pelo tipo de agente viscosificante utilizado, mesmo na presença dos aditivos inibidores e que os

ISBN: 978-65-5222-057-8

diferentes comportamentos estão associadas às características estruturais de cada hidrocoloide e sua resposta ao aumento da taxa de deformação (Grisel et al., 2015).

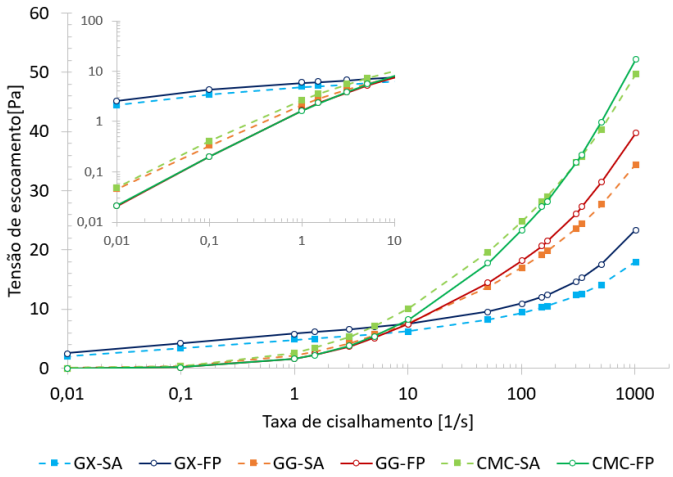


Figura 2. Curva de escoamento para as SA e os FP preparados com GX, GG e CMC

Com base nos resultados obtidos anteriormente, foi realizada uma rampa de tensão de cisalhamento em função da deformação, conforme apresentado na Figura 3. Nesta curva, a tensão limite de escoamento pode ser identificado no ponto em que a deformação aumenta subitamente ou ocorre uma mudança significativa na inclinação da curva.

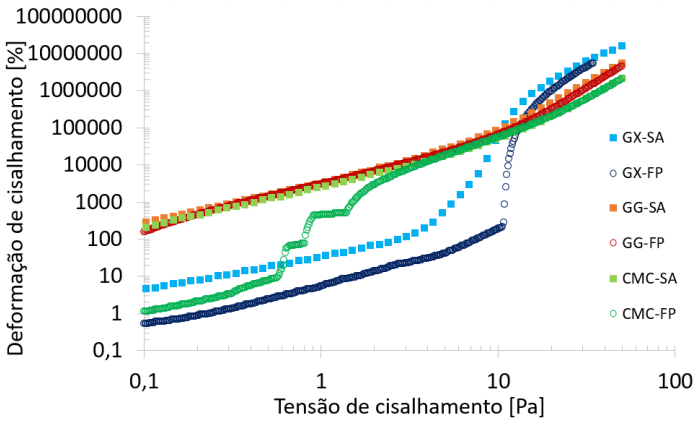


Figura 3. Rampa de tensão de cisalhamento controlada para as SA e os FP preparados com GX, GG e CMC

Observa-se na Figura 3 que tanto a SA quanto o FP preparados com GX apresentam valores de tensão limite de escoamento bem definidos, de aproximadamente 4,3 Pa e 12,2 Pa, respectivamente. Por outro lado, nas amostras preparadas com GG, tanto na SA quanto no FP, não é observado uma alteração pronunciada na inclinação das curvas, o que indica a ausência de um comportamento típico de escoamento plástico. No caso da CMC, a SA também não apresenta evidências da tensão limite de escoamento. Entretanto, no FP preparado com CMC, verifica-se uma diminuição na deformação e uma leve mudança na inclinação da curva entre

ISBN: 978-65-5222-057-8

0,6 e 2 Pa, embora essa transição não ocorra de forma linear. Este comportamento sugere uma possível interação entre a CMC e os aditivos presentes no FP. Sabe-se que a CMC, sendo um polieletrólito aniônico, pode interagir com argilas como a bentonita, promovendo a formação de estruturas físicas. Embora neste caso a estrutura formada pareça ser fraca, tal interação pode ter contribuído para a variação observada no comportamento reológico.

Na Figura 4, são mostrados os resultados do ensaio de amplitude com deformação controlada para determinar o comportamento viscoelástico por meio dos módulos elástico (G') e viscoso (G") das SA e dos FP preparados com GX, GG e CMC.

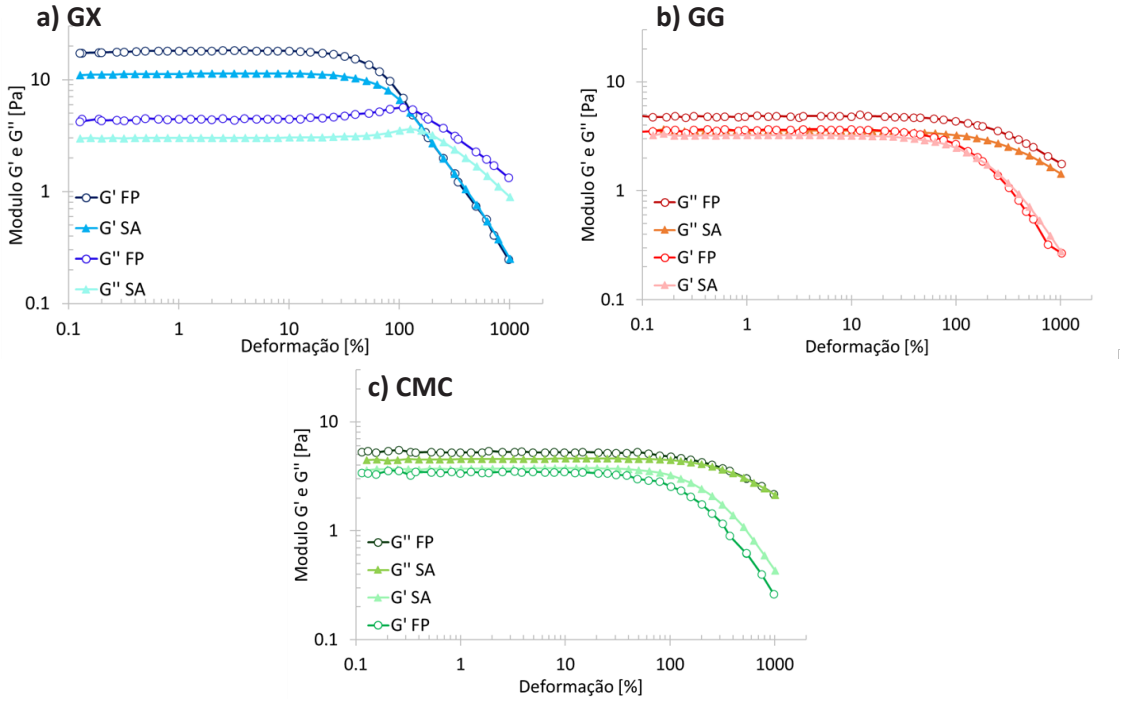


Figura 4. Comportamento viscoelástico em função da deformação das SA e os FP preparados com a) goma xantana, b) goma guar e c) carboximetilcelulose.

Conforme mostrado na Figura 4, tanto as soluções aquosas quanto os fluidos apresentaram uma região linear viscoelástica em baixos níveis de deformação, com valores constantes de G' e G" entre 0,1% e 10%. No entanto, foram observadas diferenças significativas dentro desse intervalo. A SA e o FP preparados com GX apresentaram comportamento predominantemente elástico, com G' significativamente maior que G", registrando valores aproximados de 11 e 18 Pa para G', e 3 e 4,5 Pa para G", respectivamente. Em contraste, a SA e o FP formulado com GG exibiram comportamento majoritariamente viscoso, com G" superior a G', registrando valores de aproximadamente 3,5 e 4,9 Pa para G", e 3,2 e 3,6 Pa para G', respectivamente. Já a SA e o FP com CMC mostraram comportamento semelhante ao da GG, com G" também superior a G', apresentando valores de cerca de 4,5 e 5,3 Pa para G", e 3,7 e 3,5 Pa para G', respectivamente. Em todos os casos, o comportamento predominante de cada hidrocoloide (elástico com GX e viscoso com GG e CMC) foi ligeiramente mais

ISBN: 978-65-5222-057-8

acentuado no fluido de perfuração do que na solução aquosa. Esse aumento está relacionado à presença dos demais aditivos no fluido, especialmente a bentonita, que, no caso do fluido inibido, contribui para o aumento da concentração de sólidos dispersos no sistema. Ainda assim, destaca-se que o comportamento viscoelástico observado nos três fluidos de perfuração é fortemente influenciado pelo tipo de agente viscosificante utilizado.

Na Figura 5 é mostrado o comportamento dos módulos elástico e viscoso em função da frequência angular das soluções aquosas e os fluidos de perfuração.

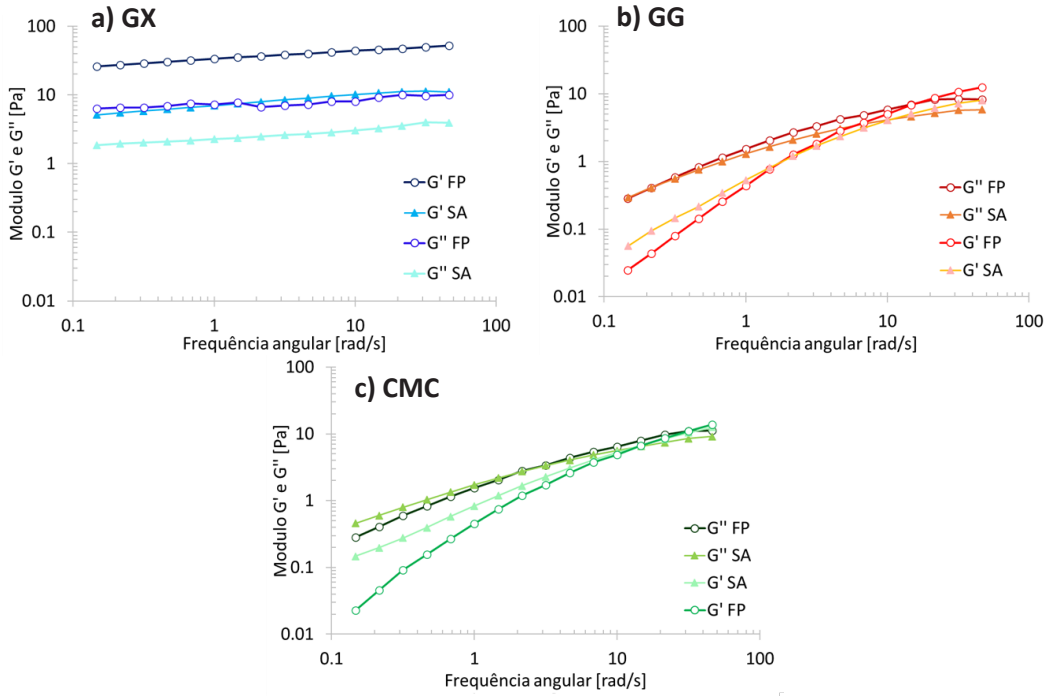


Figura 5. Comportamento viscoelástico em função da frequência das SA e os FP preparados com a) goma xantana, b) goma guar e c) carboximetilcelulose.

A GX apresentou comportamento predominantemente elástico em toda a faixa de frequência analisada. Arelação entre o módulo de armazenamento (G′) e o módulo de perda (G″) manteve-se praticamente constante, com G′ sendo cerca de três vezes maior que G″ na solução aquosa e quase cinco vezes maior no fluido de perfuração, o que evidencia a predominância das propriedades elásticas nesse material. Em contraste, a GG mostrou um perfil distinto. Em altas frequências, os módulos G′ e G″ foram similares, com valores de aproximadamente 7,5 Pa e 5,5 Pa na solução aquosa, e 12 Pa e 8,5 Pa no fluido de perfuração, indicando um equilíbrio entre os comportamentos elástico e viscoso. O ponto de cruzamento entre G′ e G″ ocorreu em torno de 12 rad/s para a solução aquosa e 15 rad/s para o fluido, com ângulo de fase de 45°, marcando a transição entre os regimes elástico e viscoso. Abaixo dessas frequências, G″ passou a predominar, caracterizando um comportamento mais fluido. A CMC apresentou um comportamento semelhante ao da GG. Em altas frequências, os módulos G′ e G″ foram

ISBN: 978-65-5222-057-8

próximos, com 12 Pa e 9 Pa na solução aquosa, e 14 Pa e 11 Pa no fluido de perfuração. O ponto de crossover foi identificado em torno de 13 rad/s para a solução aquosa e 30 rad/s para o fluido, indicando igual contribuição dos componentes elástico e viscoso. A menores frequências desse ponto, o comportamento passou a ser dominado por G″. Neste caso, assim como observado nos testes de varredura de amplitude, os ensaios de varredura em frequência também evidenciaram que o comportamento dominante de cada hidrocoloide (elástico para a GX e viscoso para a GG e a CMC) foi mais acentuado no fluido de perfuração do que na solução aquosa.

Os ensaios de perdas por filtrado realizados nos fluidos de perfuração mostrados na Figura 6, revelaram volumes de 10,4 mL para a goma xantana (GX), 8,8 mL para a goma guar (GG) e 7,6 mL para o fluido formulado com CMC. Esses resultados reforçam a hipótese de que a CMC, por ser um polieletrólito aniônico, apresenta maior capacidade de interação com a bentonita, mesmo em condições em que se encontra inibida. A interação favorece a formação de uma barreira mais eficiente contra o escoamento de fluido, resultando em menores perdas por filtrado. Apesar de o mecanismo de viscosificação da CMC ser semelhante ao da GG e mais fraco em condições estáticas quando comparado à GX, sua interação com os sólidos do sistema parece conferir um desempenho superior na contenção de filtrado.

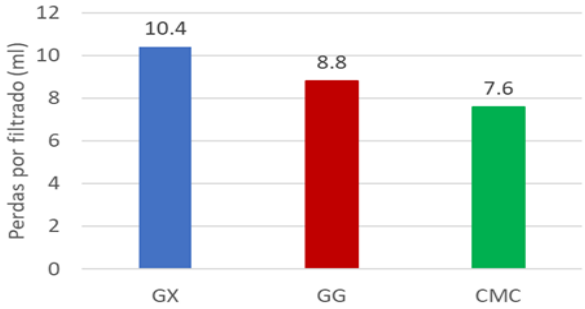


Figura 6. Perdas por filtrado para os fluidos de perfuração preparados com GX, GG e CMC.

CONCLUSÕES

A goma xantana é o viscosificante que proporciona maior estabilidade estrutural e resistência ao escoamento, mantendo um comportamento pseudoplástico característico em fluidos de perfuração base água, mesmo na presença de sais inibidores. A goma guar e a carboximetilcelulose apresentaram maior sensibilidade à presença de sais, com redução da viscosidade em baixas taxas de cisalhamento e uma estrutura menos coesa, o que impacta na estabilidade do fluido. A presença dos sais inibidores causa a inibição da bentonita, reduzindo sua contribuição para a estrutura do fluido, tornando o viscosificante o principal responsável pelo comportamento reológico do fluido inibido. Compreender o comportamento reológico do viscosificante permite extrapolar e prever o comportamento do fluido de perfuração inibido, facilitando o desenvolvimento e a otimização das formulações. Os resultados viscoelásticos indicam que o comportamento predominantemente elástico da goma xantana favorece a coesão e a

ISBN: 978-65-5222-057-8

estabilidade do fluido, enquanto as outras gomas conferem um comportamento mais viscoso e flexível. A seleção adequada do viscosificante é fundamental para formular fluidos de perfuração base água com propriedades reológicas desejadas, principalmente em ambientes com alta salinidade e presença de agentes inibidores. Estes resultados fornecem diretrizes importantes para a formulação de fluidos de perfuração base água inibidos, destacando o papel fundamental do viscosificante na obtenção de um desempenho estável e eficiente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BENITEZ H., Miguel Angel; GARAICOCHEA P., Francisco; REYES A., Ciro. Apuntes de Fluidos de Perforación. Ciudad de México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, 1988.

GRISEL, Michel *et al.* Impact of fine structure of galactomannans on their interactions with xanthan: Two co-existing mechanisms to explain the synergy. Food Hydrocolloids, [*s. l.*], v. 51, p. 449–458, 2015.

HERNÁNDEZ, Rosa de Jesús *et al.* Manual de prácticas del laboratorio de Fluidos de perforación de pozos. 03. ed. México: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, Área de Laboratorio de fluidos de perforación, 2023.

KHALIL, Munawar; MOHAMED JAN, Badrul. Herschel-Bulkley rheological parameters of a novel environmentally friendly lightweight biopolymer drilling fluid from xanthan gum and starch. Journal of Applied Polymer Science, [*s. l.*], v. 124, n. 1, p. 595–606, 2012.

MENEZES, R.R. *et al.* Use of statistical design to study the influence of CMC on the rheological properties of bentonite dispersions for water-based drilling fluids. Applied Clay Science, [*s. l.*], v. 49, n. 1–2, p. 13–20, 2010.

PARATE, Nachiket Bhupat. A review article on drilling fluids, types, properties and criterion for selection. Journal of Emerging Technologies and Innovative Research, [*s. l.*], v. 8, n. 9, p. 463–484, 2021.

PRIETO, Ali. Tecnología aplicada a los fluidos de perforación. Maracaibo: [*s. n.*], 1993.

RAMOS, Fabian; HERNÁNDEZ, Isabel. Synergic Effects on the Viscosity of Sodium Carboxymethylcellulose in Mixtures with Xanthan, Guar and Tara Gum. Springer Proceedings in Materials, [*s. l.*], p. 113–117, 2020.

RAMOS-MALDONADO, Fabian; HERNÁNDEZ-MONTOYA, Isabel; ROJAS-REYES, Néstor. Rheological modeling of cellulose gum, xanthan gum, and guar gum mixtures in aqueous solutions. DYNA, [*s. l.*], v. 90, n. 229, p. 66–74, 2023.

VAN DER HORST, Peter Marten. Use of CMC in drilling fluids. US 2007/0135311 A1. Concessão: 2007.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MONITORAMENTO DE PERFIS DE CONCENTRAÇÃO DE SÓLIDOS EM POÇOS INCLINADOS POR ATENUAÇÃO DE RADIAÇÃO GAMA

Raquel Stavale Schimicoski[1,2], Flávia Marques Fagundes[3], João Jorge Ribeiro Damasceno[4], Fábio de Oliveira Arouca[5]

[2-5]Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Química, Av. João Naves de Ávila, 2121, Bairro Santa Mônica, CEP 38400-902, Uberlândia/MG, Brasil.
[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná- UTFPR
[1]schimicoscki@yahoo.com.br, [3]flavia.fagundes@ufu.br,[4] damasceno@ufu.br, [5]arouca@ufu.br

RESUMO

A perfuração direcional de poços inclinados, em contraste com as técnicas verticais tradicionais, aumenta a produtividade dos reservatórios e possibilita a exploração de campos petrolíferos em áreas de difícil acesso. No entanto, esse tipo de operação está sujeito à sedimentação de partículas presentes nos fluidos de perfuração, tanto em função da formulação desses fluidos quanto pela incorporação de cascalhos gerados durante o processo. Quando o fluxo do fluido é interrompido, os sólidos tendem a sedimentar, o que pode comprometer a retomada da operação e causar danos aos equipamentos. Este trabalho investigou experimentalmente o efeito da inclinação do poço e da reologia do fluido nos perfis de concentração de sólidos durante a sedimentação, utilizando a Técnica de Atenuação de Radiação Gama (TARG). Foram realizados ensaios com duas partículas distintas — carbonato de cálcio e microesferas de vidro (212–800 µm) — em fluidos newtonianos (água/glicerina) e não newtoniano (goma xantana), empregando um equipamento com inclinação ajustável de 0° a 90°. A TARG permitiu a obtenção de perfis de concentração dos sólidos ao longo do tempo, evidenciando que a inclinação do sistema intensifica a sedimentação, principalmente devido ao efeito *Boycott*, e que a estrutura reológica do fluido influencia a dinâmica do processo. Ademais, o tipo de partícula afetou o padrão de sedimentação: observou-se que o carbonato de cálcio formou uma camada sedimentada mais compacta e densa do que as microesferas de vidro, especialmente nos ensaios com fluido newtoniano. Este estudo contribui para o entendimento dos mecanismos de sedimentação em poços inclinados, destacando o papel combinado da reologia do fluido, da inclinação do sistema e das propriedades das partículas. Os resultados reforçam o potencial da TARG como ferramenta experimental precisa e eficaz para a análise da sedimentação em condições complexas.

Palavras-chave: sedimentação de partículas, poços inclinados, reologia, técnica de atenuação de raios gama.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Avanços tecnológicos possibilitaram a construção de poços não apenas verticais, mas também inclinados ou direcionais, nos quais o ponto de entrada na superfície é diferente da posição do reservatório no subsolo (Zhao et al., 2013). Essa técnica tornou-se essencial tanto em campos offshore, onde é possível acessar múltiplos reservatórios a partir de uma única plataforma, quanto em regiões onshore, ao permitir o desvio de obstáculos geológicos e geográficos como rios, cidades e falhas (Silva et al., 2020).

A perfuração de poços, seja qual for a direção de sua construção, necessita do uso de fluidos de perfuração formulados de acordo com as características da região e as condições específicas em que serão empregados (Amorim, 2003). Além dos cascalhos gerados durante o processo, os fluidos de perfuração apresentam sólidos insolúveis em sua composição, como agentes obturantes e adensantes, os quais podem sedimentar (Caenn et al., 2011). Embora em muitas indústrias o objetivo seja diminuir o tempo de sedimentação, na indústria petrolífera, especialmente na etapa de perfuração, o interesse é manter os fluidos de perfuração com um fluxo constante (Silva et al., 2020). Isso ajuda a evitar a sedimentação de cascalhos e detritos que podem danificar o equipamento (Caenn et al., 2011). Por isso, compreender os mecanismos de sedimentação em diferentes condições geométricas e reológicas é essencial para o desenvolvimento de fluidos mais estáveis.

A literatura destaca que fatores como o tamanho, forma e densidade das partículas, bem como a inclinação do poço, influenciam fortemente o processo de sedimentação (Boycott, 1920; Burger et al., 2012 e Omland, 2009). Em particular, a inclinação pode acelerar esse processo devido ao chamado efeito Boycott (Boycott, 1920). Esse fenômeno foi amplamente explorado em sistemas industriais, por facilitar a formação de camadas sedimentares mais rapidamente em recipientes inclinados (Burger et al., 2012). Modelos e simulações apontam que a velocidade de sedimentação aumenta com o ângulo de inclinação e que existe a formação de vórtices e padrões distintos de deposição ao longo da parede inclinada (Reyes et al., 2022).

Apesar dos avanços teóricos, ainda há uma lacuna importante de dados experimentais quantitativos sobre o comportamento da sedimentação em poços inclinados. Para contribuir com esse campo, este trabalho propõe a análise experimental com duas partículas distintas — carbonato de cálcio e microesferas de vidro (212–800 μm) — em fluidos newtonianos (água/glicerina) e não newtoniano (goma xantana). A variação da concentração volumétrica de sólidos ao longo do tempo foi monitorada por meio da Técnica de Atenuação de Raios Gama (TARG), um método não intrusivo que permite avaliar o processo sem interferir na estabilidade do sistema (Moreira et al., 2017). Os experimentos foram realizados em

ISBN: 978-65-5222-057-8

diferentes ângulos de inclinação (0°, 30°, 45° e 60°), buscando evidenciar como a geometria do poço e a reologia do fluido influenciam a cinética da sedimentação (Bürger et al., 2012; Reyes et al., 2022).

METODOLOGIA

Neste estudo foi realizado a análise quantitativa da sedimentação em três suspensões aquosas com partículas sólidas dispersas utilizando a TARG. O intuito foi investigar a influência das diferentes inclinações do tubo no processo de sedimentação. Para isso, foram realizados experimentos em quatro diferentes inclinações em relação ao eixo vertical: 0°,30°, 45° e 60°.

A primeira suspensão consistiu em uma solução aquosa de glicerina (GL) a 92% v/v, adensada com 20% v/v de microesferas de vidro (MV). A segunda foi composta por uma solução aquosa de goma xantana (GX) a 0,2% m/m, também adensada com 20% v/v de MV. Já a terceira suspensão foi preparada com água destilada como fase contínua e 10% v/v de carbonato de cálcio ($CaCO_3$) como fase dispersa.

Para a caracterização do material sólido, foi usado o picnômetro a gás hélio (Picnômetro AccuPyc 1330), um granulômetro (Malvern Mastersizer Microplus MAF 5001) e o microscópio eletrônico de varredura (MEV) EVO® MA 10, com uma tensão de aceleração de 20 kV.

Para caracterizar as soluções foram realizados testes reológicos a 25 °C, em triplicata. A solução de GL foi avaliada em um reômetro Brookfield R/S Plus, equipado com spindle coaxial e banho termostático do mesmo fabricante (modelo TC-602). As medições foram feitas aplicando-se deformações variando de 0,1 a 100 s^{-1}. Já a solução de GX foi caracterizada com um viscosímetro Brookfield DV2TLV, utilizando o spindle SC4-18. Em dois testes, sendo que o primeiro consistiu na aplicação de um pré-cisalhamento a 100 s^{-1}, seguido pela imposição de deformações constantes até atingir o regime de escoamento estacionário. As taxas de deformação aplicadas foram 1, 5, 10, 25 e 50 s^{-1}. Os dados obtidos foram utilizados para o ajuste do modelo de Power-law.

O segundo teste reológico avaliou a tixotropia por meio do processo de gelificação da solução de GX. Foi aplicado um pré-cisalhamento em 100s^{-1} por 1 minuto, seguido de um repouso com duração pré-estabelecida e uma deformação constante em 1s^{-1} até a estabilidade do material. Esse experimento ocorreu com os tempos de repouso de 10 segundos, 10 minutos e 30 minutos.

O monitoramento da concentração volumétrica dos sólidos foi realizado pela TARG, uma técnica de medição não invasiva que permite a obtenção indireta da concentração local de sólidos em uma suspensão. Nessa técnica, um feixe de raios-gama foi emitido por uma fonte radioativa (Amerício-241). Para converter

ISBN: 978-65-5222-057-8

o sinal obtido pelo sistema de detecção em concentração volumétrica de sólidos, utilizou-se a Equação modificada de Lambert (Eq. 1):

$$ln\left(\frac{I_0}{I}\right) = \beta\varepsilon_s \quad (1)$$

em que I_0 e I representam a intensidade do feixe antes e depois da passagem pelo material, respectivamente, β é uma constante experimental que deve ser ajustada para cada sistema e ε_s representa a concentração volumétrica de sólidos. Nos experimentos deste estudo, foi determinado o valor de 0,0178 ± 0,002 para a constante β por meio da calibração do sistema utilizando os pontos experimentais do início da sedimentação e no final da sedimentação.

Foi adicionada à unidade de aplicação da TARG uma estrutura de madeira para permitir o posicionamento do tubo nas diferentes inclinações. Tanto a fonte quanto o detector puderam ser movimentados tanto horizontalmente quanto verticalmente para possibilitar a análise em diferentes posições. O monitoramento foi realizado em alturas adimensionalizadas.

Para isso, foi utilizada a Equação 2:

$$H = \frac{h}{H_{max}} \quad (2)$$

Em que h é a altura monitorada, H é a altura adimensionalizada e H_{max} é a altura do fluido. A adimensionalização das alturas monitoradas foi necessária para permitir a comparação das curvas de sedimentação por regiões semelhantes nas quatro inclinações estudadas.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

- Caracterização

As MV apresentaram massa específica de 2,460 ± 0,001 g/cm³ e distribuição granulométrica simétrica. O $CaCO_3$ apresentou a massa específica média de 2,693 ± 0,0017 g/cm^3 e distribuição assimétrica mais acentuada para os diâmetros de partículas maiores. Na Tabela 1 são apresentados os diâmetros característicos e o de Sauter de cada uma das partículas.

Tabela 1: Diâmetro característicos das partículas.

Sólido	$D_{0,1}$ (µm)	$D_{0,5}$ (µm)	$D_{0,9}$ (µm)	$D_{3,2}$ (µm)
$CaCO_3$	1,9	15,4	38,9	5,131
MV	229,6	381,4	632,4	354,1

A solução aquosa de GL, como esperado, apresentou comportamento newtoniano, com a constante de proporcionalidade de 0,15 Pa.s. Já a solução

ISBN: 978-65-5222-057-8

de GX apresentou comportamento pseudoplástico, conforme indicado pela curva apresentada na Figura 1 (a) e pelo índice de comportamento menor que 1 no ajuste de Power-law (Tabela 2). Além da avaliação da tixotropia da solução de GX, mostrada na Figura 1 (b).

Tabela 2: Parâmetros e coeficiente de determinação de Power-law.

Solução	m (Pa.s^n)	n (-)	R^2(-)
GX 0,2% m/m	1,086	0,317	0,998

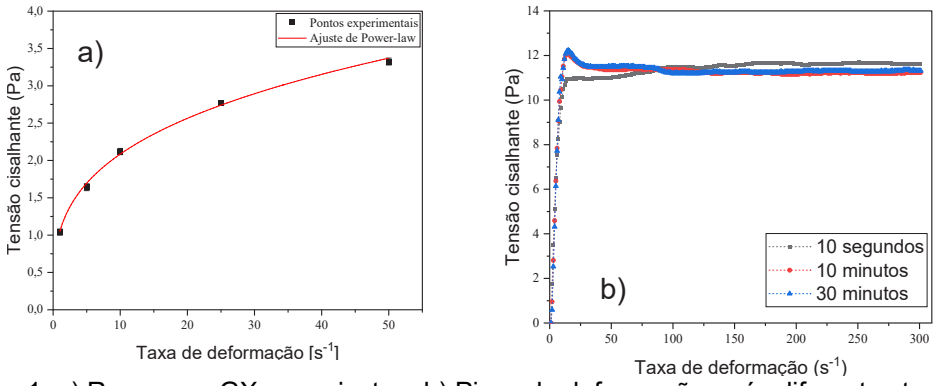


Figura 1: a) Reograma GX com ajuste e b) Picos de deformação após diferentes tempos de repouso na solução de GX.

Na Figura 1 (b) é possível observar que o fluido apresentou diferentes graus de gelificação após diferentes tempos de repouso, sendo a gelificação após 10 e 30 minutos maior do que a de 10 segundos. Este comportamento, até certo grau, é desejado para fluidos de perfuração, pois ao cessar o fluxo de fluido no interior do anular do poço que está sendo perfurado, as suas estruturas internas se restabelecem, o que contribui para manter os sólidos suspensos por maior tempo (Fagundes et al., 2021).

-Monitoramento da concentração volumétrica dos sólidos

- $CaCO_3$

Os resultados da suspensão de água com $CaCO_3$ foram organizados em duas categorias, conforme a proximidade das regiões inferior e superior do tubo, como ilustrado nas Figuras 2 (a) e 2 (b).

Os perfis de sedimentação (Figura 2 (a)) mostram o aumento da concentração dos sólidos nas regiões inferiores do tubo. Todos os quatro perfis exibem um comportamento semelhante, com dois pontos de inflexão. Esses pontos indicam um aumento inicial rápido na concentração, seguido por uma elevação moderada e, então um novo crescimento acentuado. Após essa fase, a concentração atinge seu valor máximo, caracterizando a formação do sedimento.

ISBN: 978-65-5222-057-8

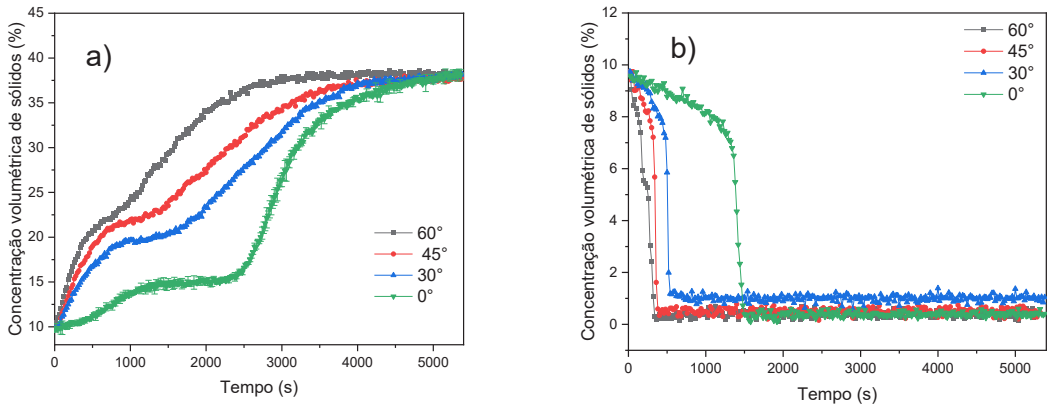


Figura 2: Concentração volumétrica de $CaCO_3$ ao longo do tempo a) H =0,14 b) H= 0,71, para as quatro inclinações.

Na r~egião superior, foi observada uma redução da concentração de sólidos, atingindo valores próximos de zero (Figura 2 (b)). A separação completa da suspensão ocorreu primeiro no tubo de ensaio com maior inclinação em relação ao eixo vertical.

As curvas de equiconcentração da suspensão de $CaCO_3$ são representadas na Figura 3 para a inclinação de 0° e 60°.

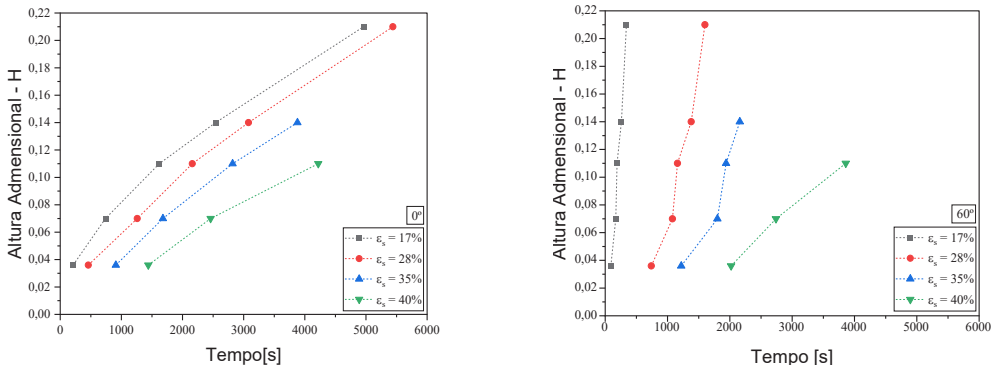


Figura 3: Curvas de concentração constante a) 0° b) 60°.

Para a suspensão de $CaCO_3$ (Figura 3), as curvas foram semelhantes na posição vertical (0°), mas apresentaram comportamento não linear e maiores variações na inclinação de 60°.

A velocidade de sedimentação livre (v_s) foi calculada com base na inclinação da curva da interface descendente (Figura 4). Essa curva foi obtida seguindo o procedimento utilizado para a obtenção das curvas de concentração constante. Os valores de v_s estão detalhados na Tabela 3.

ISBN: 978-65-5222-057-8

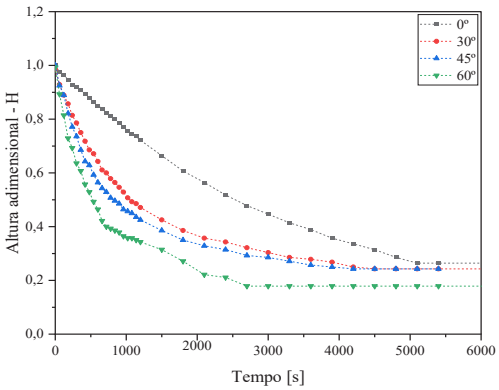


Tabela 3: Velocidade de sedimentação livre.

Inclinação	[m/s]
0º	$6{,}51 \times 10^{-5}$
30º	$1{,}53 \times 10^{-4}$
45º	$2{,}01 \times 10^{-4}$
60º	$2{,}81 \times 10^{-4}$

Figura 4: Interface descendente na suspensão de água e CaCO3.

Os resultados apresentados na Tabela 3 demonstram uma tendência clara de aumento da velocidade de sedimentação livre com a inclinação do tubo de ensaio. Isso indica que o ângulo de inclinação afeta significativamente a taxa de sedimentação das partículas de $CaCO_3$.

- MV

Ao comparar a sedimentação das MV nos dois fluidos estudados, observa-se que os sedimentos apresentaram características distintas nas suspensões Newtoniana (GL) e não Newtoniana (GX). A Figura 5 mostra o perfil de sedimentação na altura H = 0,43 para as inclinações de 0°, 30º, 45° e 60º.

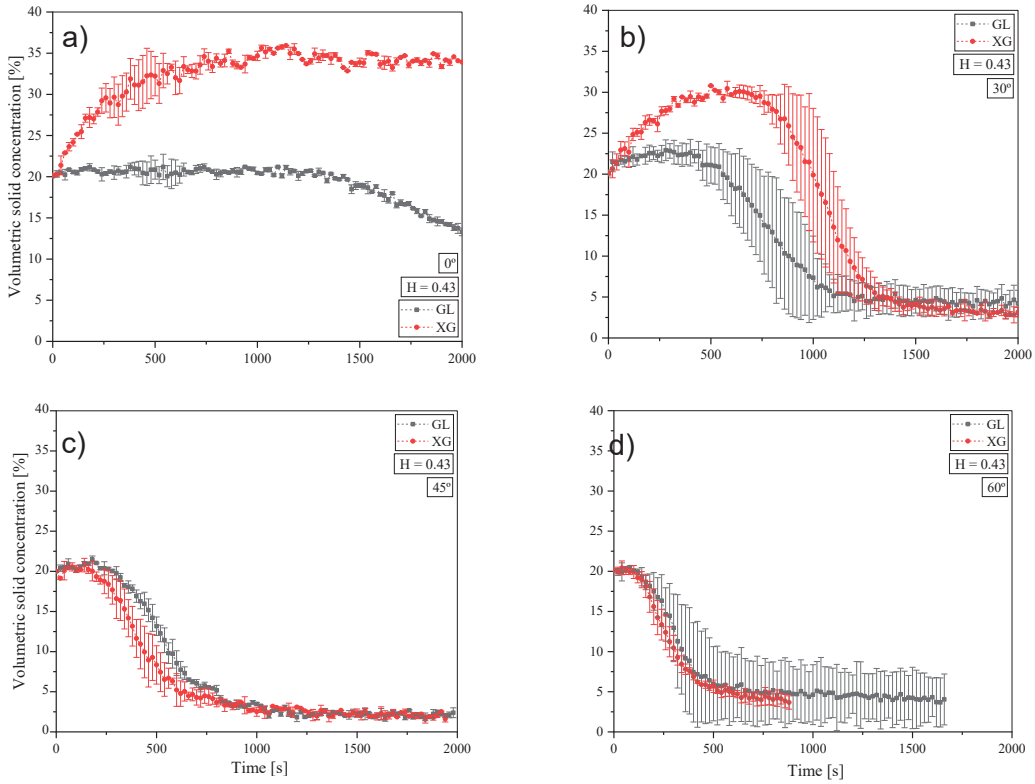


Figura 5: Perfis de concentração de sólidos na altura adimensional H = 0,43 para as suspensões GL e GX, nas inclinações de 0°, 30°, 45° e 60°.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Na altura adimensional H = 0,43, os perfis de sedimentação mostraram diferenças entre os fluidos. A suspensão de GL clareou mais rapidamente que a de GX nas inclinações de 0° e 30°, enquanto em 45° e 60° os comportamentos foram semelhantes (Figura 5).

Os resultados da Figura 5 mostram a combinação do efeito Boycott com a gelificação da GX. O efeito Boycott, que acelera a sedimentação com o aumento da inclinação (Bürger et al., 2012), foi observado nas suspensões. Porém, a gelificação reduziu a taxa de ascensão do líquido, aumentando a viscosidade e dificultando o deslocamento das partículas, o que reduziu a velocidade de sedimentação. Em maiores inclinações, o efeito Boycott se sobrepôs ao comportamento shear-thinning e tixotrópico da GX, resultando em taxas semelhantes de sedimentação. Já em menores inclinações, a influência reológica foi mais significativa que o efeito da inclinação.

As curvas de concentração constante foram utilizadas para analisar o processo de formação do sedimento, e são representadas pela inclinação de 0°e 60° na Figura 6 (a-d).

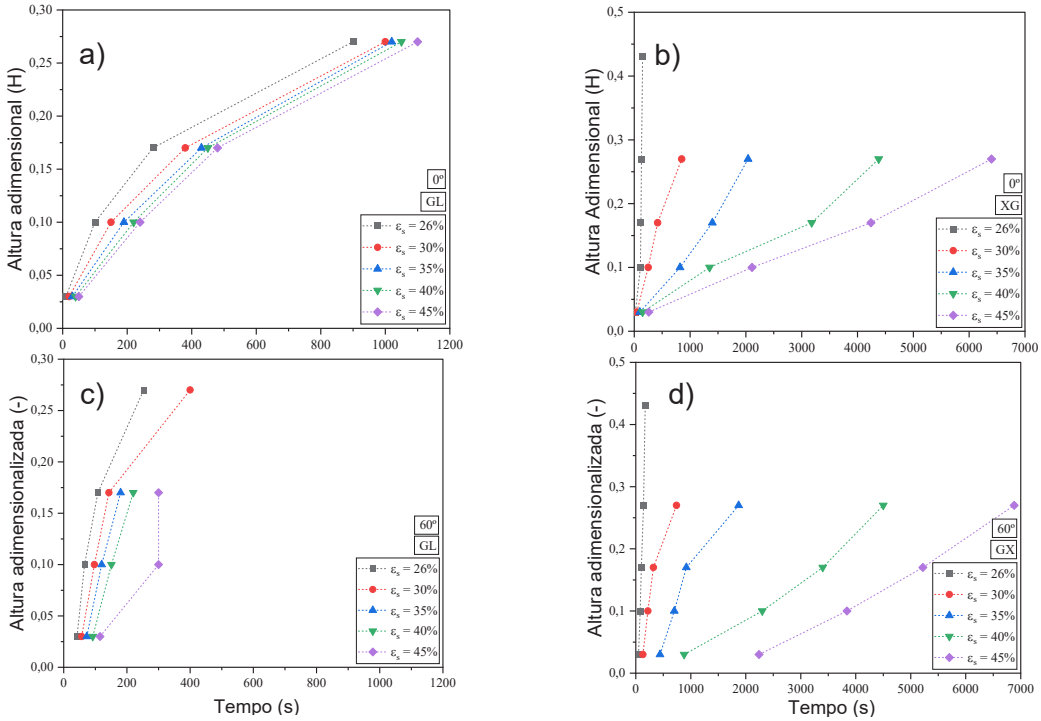


Figura 6: Curvas de concentração constante a) 0° GL, b) 0° GX, c) 60° GL e d) 60° GX.

Na posição vertical (0°), as curvas das suspensões GL e GX partiram da origem do gráfico, em concordância com a proposta de Kynch (1952), indicando baixa compressibilidade do sedimento, como esperado para partículas esféricas (MV). Para inclinações diferentes de 0°, como as curvas para 60° (Figura 6 (c) e (d)) os perfis de concentração indicaram sedimentação não uniforme.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A velocidade de sedimentação livre das partículas foi calculada com base na altura adimensional da interface do sedimento ao longo do tempo (Figura 7) e seus valores estão apresentados na Tabela 4.

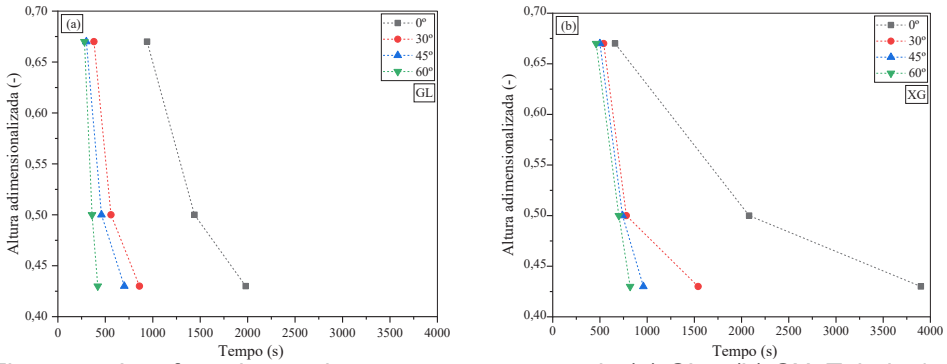


Figura 7 – Interface descendente nas suspensões de (a) GL e (b) GX. Tabela 4:

Velocidade de sedimentação livre.

Inclinação	GL	XG
	v_s (m/s)	v_s (m/s)
0º	1,30 x 10^{-4}	3,85 x 10^{-5}
30º	2,33 x 10^{-4}	9,2 x 10^{-5}
45º	2,92 x 10^{-4}	3,18 x 10^{-4}
60º	1,17 x 10^{-3}	5,83 x 10^{-4}

Os resultados da tabela 4 mostraram que, embora as partículas sedimentem mais rapidamente na suspensão de GL nas menores inclinações, na inclinação de 45º, as velocidades são próximas, sugerindo que não houve diferença significativa na taxa de sedimentação entre as duas suspensões nessa inclinação.

CONCLUSÕES

Os resultados mostraram que quanto maior a inclinação do tubo de ensaio, maior foi a velocidade de sedimentação das partículas. Nas três suspensões estudadas, o recipiente com inclinação de 60° apresentou o menor tempo para estabilização do sedimento, evidenciando o efeito Boycott.

O efeito Boycott contribuiu para o aumento da velocidade de sedimentação em ambos os fluidos. Contudo, na suspensão de GX, observou-se que, com o aumento da inclinação da vidraria, a capacidade do fluido de manter as partículas em suspensão por mais tempo foi reduzida.

As curvas de concentração constante também mostraram que a inclinação influenciou a dinâmica do processo, sendo a sedimentação mais uniforme quando o tubo estava na posição vertical. Além disso, o tipo de partícula afetou padrão de sedimentação: observou-se que o carbonato de cálcio formou uma camada sedimentada mais compacta e densa do que as

ISBN: 978-65-5222-057-8

microesferas de vidro. Portanto, é fundamental levar em conta tanto o efeito Boycott quanto as propriedades reológicas do fluido de forma integrada ao planejar operações em poços inclinados.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer aos órgãos CAPES, CNPq, FAPEMIG e à empresa Petrobrás pelo apoio financeiro. Agradecem também à Faculdade de Engenharia Química, ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Química e a Universidade Federal de Uberlândia pela infraestrutura para o desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BOYCOTT, A. E. Sedimentation of Blood Corpuscles. **Nature**, v. 104, n. 2621, p. 532–532, 1920. Disponível em: <https://www.nature.com/articles/104532b0>.

BURGER, R.; RUIZ-BAIER, R.; SCHNEIDER, K.; TORRES, H. a Multiresolution Method for the Simulation of. **International Journal for Numerical Analysis and Modeling**, v. 9, n. 3, p. 479–504, 2012.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. Gulf professional publishing, 2011.

FAGUNDES, F. M.; GIL, G. DE O.; BRANDÃO, N. C. S.; DAMASCENO, J. J. R.; AROUCA, F. O. Gravitational settling of calcium carbonate in different non-Newtonian carboxymethyl cellulose concentrations using the gamma-ray attenuation technique. **Chemical Engineering Science**, v. 232, 2021.

MOREIRA, B. A.; DE OLIVEIRA AROUCA, F.; DAMASCENO, J. J. R. Analysis of suspension sedimentation in fluids with rheological shear-thinning properties and thixotropic effects. **Powder Technology**, v. 308, p. 290–297, 2017. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0032591016309032>. .

OMLAND, T. H. **Particle Settling in non-Newtonian Drilling Fluids**, 2009. University of Stavanger. Disponível em: <http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/id/179394/Omland,>. .

REYES, C.; APAZ, F.; NIÑO, Y.; et al. A review on steeply inclined settlers for water clarification. **Minerals Engineering**, v. 184, n. April 2023, 2022.

SILVA, J. V. C.; EVARISTO, G. S.; DA SILVA, N. G. síntese e otimização de poços de petróleo direcionais e horizontais. 20° Cong. Nac. IC. **Anais...** . p.1–11, 2020. São Paulo.

ZHAO, Y.; YEUNG, H.; ZORGANI, E. E.; ARCHIBONG, A. E.; LAO, L. High viscosity effects on characteristics of oil and gas two-phase flow in horizontal pipes. **Chemical Engineering Science**, v. 95, p. 343–352, 2013. Elsevier. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ces.2013.03.004>. .

ISBN: 978-65-5222-057-8

PREVISÃO DE MASSA INCRUSTADA COM ALGORITMOS DE APRENDIZADO DE MÁQUINA

Edmilson M.D. Morais[1], Helder R.O. Rocha[1], Jair A.L Silva[1]
Filipe Có[1], Luila Abib Saidler[1], Bruno Venturini Loureiro[1]

[1]UFES - Universidade Federal do Espírito Santo, edmilson.morais@edu.ufes.br, helder.rocha@ufes.br, jair.silva@ufes.br, lusaidler@gmail.com , bruno.loureiro@ufes.br,

RESUMO

A incrustação é sem dúvida um dos problemas encontrados no processo da extração petrolífera. O crescimento da camada incrustante ocorre principalmente devido à precipitação do carbonato de cálcio ($CaCO_3$) que deposita e solidifica nas paredes interiores de tubulações e equipamentos, aumentando assim a frequência de intervenções e substituição de equipamentos. Neste cenário, estimar a massa que depositada em função das variáveis operacionais é de grande importância na tomada de medidas de mitigação. A previsão de massas depositadas pode ser conseguida a partir da implementação de algoritmos de Aprendizado de Máquina (ML: *Machine Learning*) utilizando-se dados obtidos das variáveis operacionais. O objetivo deste trabalho é o de propor uma estrutura de Aprendizado Máquina para prever massa de carbonato cálcio susceptível de ser depositado em células de testes, com e sem efeito do campo magnético, e consequentemente, prever a intensidade do campo e a quantidade de imãs necessários para minimizar a incrustação. A técnica implementada é baseada no conceito de Regressão SVR (*Support Vector Regression*) para prever as massas incrustadas. O algoritmo genético e o coeficiente correlação Pearson também são aplicados para otimizar hiper parâmetros do SVR e selecionar variáveis operacionais que mais correlacionam-se com a massa depositado. Os testes realizados com os algoritmos propostos demonstraram a confiabilidade da proposta mediante a obtenção de uma precisão acima dos 50% na previsão das massas depositadas.

Palavras-chave: Incrustação de $CaCO_3$, Aprendizado de Máquinas, *Support Vector Regression* (SVR), Algoritmo Genético, Coeficiente Correlação Pearson.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O petróleo é a matéria-prima mais usada na sociedade moderna na medida em que é aplicado na produção de combustíveis, asfalto, lubrificantes e plásticos, entre outros. Portanto, a indústria do petróleo é importante no desenvolvimento econômico de um país, e para obtê-lo é necessário alocar recursos para sua exploração que por vezes é dispendiosa devido aos entraves encontrados na sua exploração. A formação de incrustações inorgânicas (principalmente a de carbonato de cálcio) é um dos principais problemas encontrados nas operações *offshore* do pré-sal. Essas incrustações depositam-se nas paredes internas de tubulações e equipamentos, reduzindo a eficiência da produção, aumentando a frequência de manutenções e, em casos extremos, levando a paradas não programadas, bem como a perdas econômicas significativas (Costa et al., 2019; Hamid et al., 2013).

A solução deste problema tem despertado interesse de pesquisadores, nomeadamente naquilo que diz respeito `previsão da formação da incrustação. A Inteligência Artificial (IA), mais especificamente na vertente relacionada a Aprendizado de Máquina (ML: *Machine Learning*), pode ser uma das ferramentas computacionais úteis para a resolução desta tarefa. Os autores do trabalho descrito em (L.DROGUETT. e ET.AL, 2014) apresentam um estudo em que prevê-se a taxa de crescimento da incrustação com ML. Em (Nasser, 2020) detalhou-se os procedimentos baseados em aArendizado de Máquina para prever a precipitação de incrustação de CaCO3 em poços de petróleo e gás ,com dados de análise geoquímica e inspeção física de poços de petróleo.

Portanto, as técnicas de ML surgem como ferramentas promissoras para prever a formação de incrustações com precisão, o que motivou o desenvolvimento deste trabalho com um modelo baseado em *Support Vector Regression (SVR)*, com otimização de hiper parâmetros com *o software* Optuna, e utilizando-se a coeficiente de correlação de Pearson para selecionar as variáveis que mais impactam a formação da incrustação por carbonato de cálcio. Para estimar a massa de $CaCO_3$ depositada em testes laboratoriais foi usado o modelo de *ML* treinado com dados experimentais coletados em um circuito que possibilita o controle das condições de temperatura, pressão, vazão e pH. No processo de validação do modelo proposto, as métricas de avaliação estatística MSE (*Mean Squared Error*) e o coeficiente de determinação (R^2) apresentaram bons resultados, uma vez que o R^2 demonstrou uma exatidão superior a 50% na previsão de massas de incrustação. Esses resultados não apenas validam a eficácia do SVR em problemas de escala industrial, mas também fornecem insights para a implementação de manutenção preditiva, reduzindo custos operacionais e aumentando assim a disponibilidade de poços.

Esta pesquisa contribui para o avanço da engenharia de produção de petróleo ao integrar técnicas de Machine Learning com dados empíricos, oferecendo um modelo replicável para otimização de processos em ambientes desafiadores, como os campos do pré-sal brasileiro.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

O presente estudo, apresenta um fluxo de trabalho que usa a técnica de aprendizado máquina baseada em SVR para prever as quantidades de massas de carbonato de cálcio depositadas em cupons de teste. A base de dados utilizados nos testes foi gerada a partir de experimentos conduzidos em laboratório.

2.1 Regressão de Suporte de Vetores

Máquina de Vetores de Suporte (SVM: *Support Vector Machine*) representa uma ferramenta de aprendizado de máquinas utilizado para tarefas de classificação e regressão. Já a SVR nada mais é que uma técnica não paramétrica que pode ser formalizada considerando como resposta a variável Y gerada pelo modelo $Y = \mu_Y(X) + u(X)$, sendo $\mu_Y(X)$ determinístico e $u(X)$ um termo do erro randômico com média 0 e variância $\sigma_u^2(X)$ > 0. A Figura 1 apresenta uma ilustração visual do processo executado por esta técnica.

O SVR centra na estimativa do $\mu_Y(X)$ usando um conjunto de dados de treino obtido de testes práticos ou simulados que possui as variáveis preditoras com os valores das respostas observadas, cujo o principal objetivo é encontrar uma função $f(x) = w^T\Phi(x) + b$ que desvia de Yn por um valor não maior que ε para cada ponto de treinamento x (L.DROGUETT. e ET.AL, 2014), (VAPNIK, 2000). Os valores de w e b são obtidos a partir da solução do problema de optimização quadrática e convexa formulada da seguinte forma:

$$max_{\alpha,\alpha*}\left[-\frac{1}{2}\sum_l\sum_o(\alpha_l-\alpha_l^*)(\alpha_o-\alpha_o^*)\Phi(x_l)^T\Phi(x_o)-\sum_l[\varepsilon(\alpha_l+\alpha_l^*)+y_l(\alpha_l-\alpha_l^*)]\right],$$

Sujeito a seguinte restrição

$\sum_l(\alpha_l-\alpha_l^*)=0$, com $0 \le \alpha_l, \alpha_l^* \le c$;

onde $o = 1, \dots, l$; α e α^* são os vetores de l-dimensão dos multiplicadores de Lagrange. O parâmetro c controla a relação entre a capacidade do modelo em prever novos dados com o erro do treino, enquanto ε representa o desvio aceitável de $f(x_l)$ em relação a y_l.

A solução do problema de treinamento dual fornece a seguinte equação de regressão ajustada:

$$f_0(x) = w^T\Phi(x) + b = \sum_l(\alpha_{l0}-\alpha_{l0}^*)\Phi(x_l)^T\Phi(x) + b_0 \ ,$$

onde b_0 representa as soluções ótimas (L.DROGUETT. e ET.AL, 2014).

ISBN: 978-65-5222-057-8

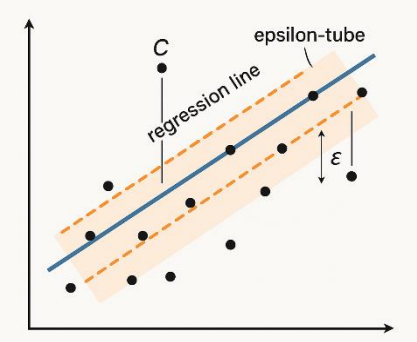


Figura 1: Regressão com SVR. Fonte: Gerado por IA

O modelo descrito anteriormente pode não descrever adequadamente todos os problemas de regressão devido ao produto matricial $\Phi(x_l)^T\Phi(x)$ que pode ser computacionalmente intenso. Nestes casos, a formulação dual de Lagrange permite que a técnica descrita anteriormente seja expandida para funções não lineares, onde produto vetorial é substituída pela função kernel $G(xl, xo)$, que pode ser do tipo (VAPNIK, 2000):

- Gaussiana (o mais usado): $G(xl, xo) = \exp(-\|x_l - x_o\|^2)$;
- Linear: $G(xl, xo) = \exp(-\|x_l - x_o\|^2)$;
- Polinomial: $G(xl, xo) = \exp(-\|x_l - x_o\|^2)$.

2.2 Coeficiente Correlação de Pearson

O Coeficiente de Correlação de Pearson (PCC: *Pearson Correlation Coefficient*) é uma métrica estatística que mede a força e a direção de uma relação linear entre duas variáveis aleatórias (frequentemente denominadas de variável explicativa e variável dependente). É amplamente aplicado a várias áreas de estudo como a de classificação e análise de dados, clusterização, análise financeira, entre outros (HAOMIAO e ET.AL, 2016), (YU-CAI e ET.AL, 2025). Matematicamente, PCC é definido como o coeficiente de correlação entre as variáveis de classificação expressa da seguinte forma

$$\mathrm{PCC} = \frac{\sum(x_i - \bar{x})\,(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2 \sum(y_i - \bar{y})^2}}$$

considerando-se as seguintes variáveis:

- x_i - valor da variável x na amostra;
- x_i - média dos valores de x;
- y_i - valor da variável y na amostra;
- $\bar{y}$ - média dos valores em y.

ISBN: 978-65-5222-057-8

O valor de PCC deve estar no intervalo [-1,1]. Se PCC > 0, significa que as duas variáveis são correlacionadas positivamente, caso contrário, as duas variáveis estão negativamente correlacionadas, logo, quanto maior for o seu valor absoluto maior será a força de correlação. Isto significa que estas variáveis devem ser as mais importantes no processo.

2.3 Aparato Experimental

O aparato experimental utilizado para gerar os dados consiste em um circuito aberto em que se investiga o fenômeno de incrustação carbonática em condições de temperatura e pressão mais próximas da realidade de poços. O experimento inicia com o bombeio em separado das soluções de bicarbonato de sódio ($NaHCO_3$) com concentração de 12,60 g/L e cloreto de cálcio ($CaCl_2$) com concentração 7,35 g/L. Simultaneamente, faz-se a injeção de dióxido de carbono (CO_2) líquido ou gasoso nas soluções.

As soluções são misturadas em alta pressão, posteriormente despressurizadas no trecho onde são posicionados os corpos de prova para avaliação da incrustação, como pode ser visto nas Figuras 2 e 3. No final de cada teste os corpos de provas são retirados para quantificar a massa de $CaCO_3$ que depositou-se, através da diferença da massa antes e depois do teste.

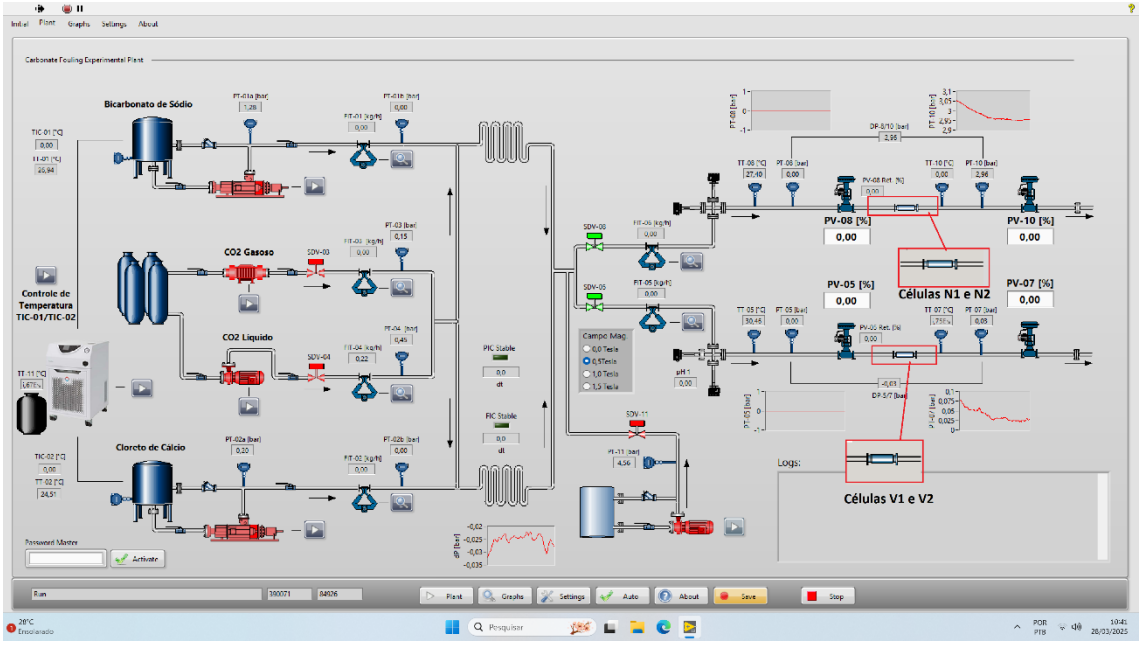


Figura 2: Tela principal - Sinóptico da planta do LaMEFT. Fonte: Próprio autor.

Em posições estratégicas da linha do experimento foram instalados sensores/medidores de pressão, vazão, temperatura e pH, conforme ilustrado na Figura 3. No decorrer de cada teste os valores destas variáveis foram guardados a cada 5s. A base de dados usada para treino e teste do modelo de ML proposto foi elaborada a partir da média e do desvio padrão dos valores armazenados de cada sensor na planilha; da massa que incrustou e a duração total de cada teste, o que totalizou-se em 101

ISBN: 978-65-5222-057-8

101 amostras (testes) com 21 variáveis sendo estas: temperatura, vazão, pressão, duração do teste, pH e as massas incrustadas nas células que estão nas posições P1 e P2. A variável P1 é a concatenação de V1 com N1, que são células com corpos de prova que estão mais pertos do ponto da ocorrência da despressurização, enquanto a P2 é junção de V2 com N2, que estão mais próximas do descarte (vide Figura 3).

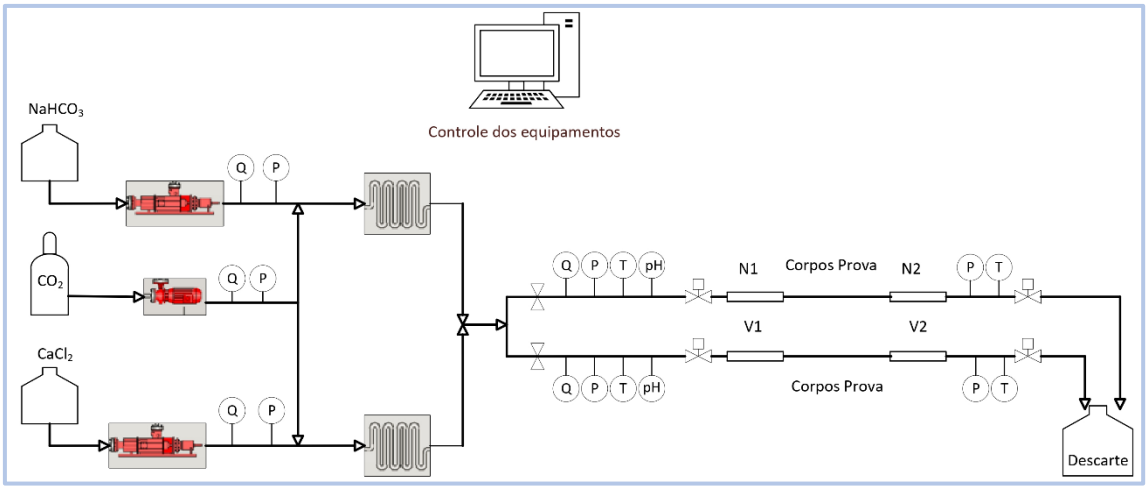


Figura 3: Diagrama geral da planta experimental.

O fluxograma de execução do modelo SVR proposto para previsão das massas incrustadas é apresentado nas Figuras 4 e 5, onde na etapa de Extração e Pré-processamento de dados faz-se a leitura da base de dados que foi armazenada no arquivo original, e extrai-se os dados repetitivos dos sensores, sendo a variável de saída a massa incrustada e as outras variáveis (temperatura, pressão, vazão e pH) são as de entrada.

Após a leitura de dados, estes são filtrados, normalizados e separados de acordo com a localização das células. Na etapa de seleção das variáveis é realizado o cálculo do coeficiente de correlação de Pearson para construção da nova base de dados. Após essas etapas faz-se a divisão dos dados em 65% para treino (65 amostras), sendo que das 36 amostras restantes (35%) foram reservadas 14 para teste e 22 para validação.

Na etapa final faz-se a otimização dos hiper parâmetros do modelo SVR minimizando o erro médio quadrático (MSE: *Mean Squared Error*) com auxílio do *framework* de optimização de hiper parâmetros, denominado de Optuna.

Feito isso, o modelo é treinado com os melhores parâmetros devolvidos pelo otimizador, e depois é avaliado pelas métricas MSE e R^2, bem como pela métrica RMSE (*Mean Squared Error*).

ISBN: 978-65-5222-057-8

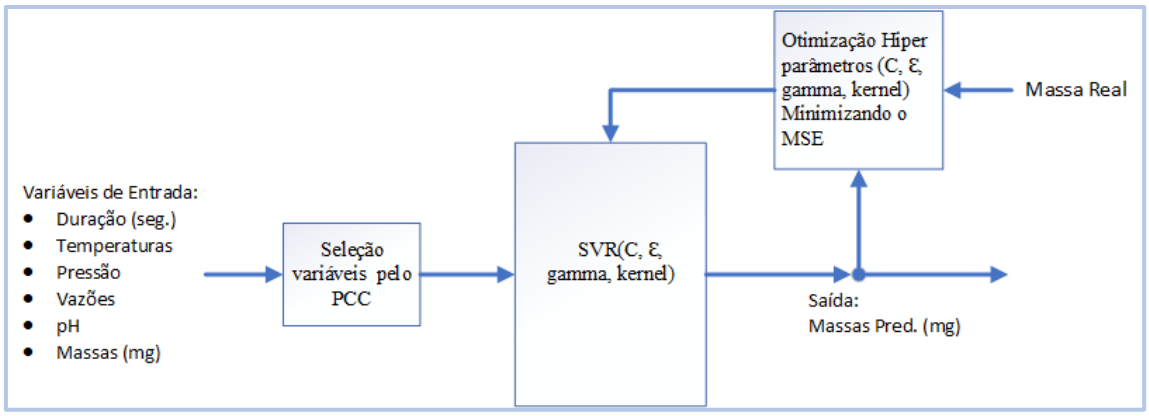


Figura 4: Diagrama da implementação do modelo preditivo proposto. Fonte: do autor.

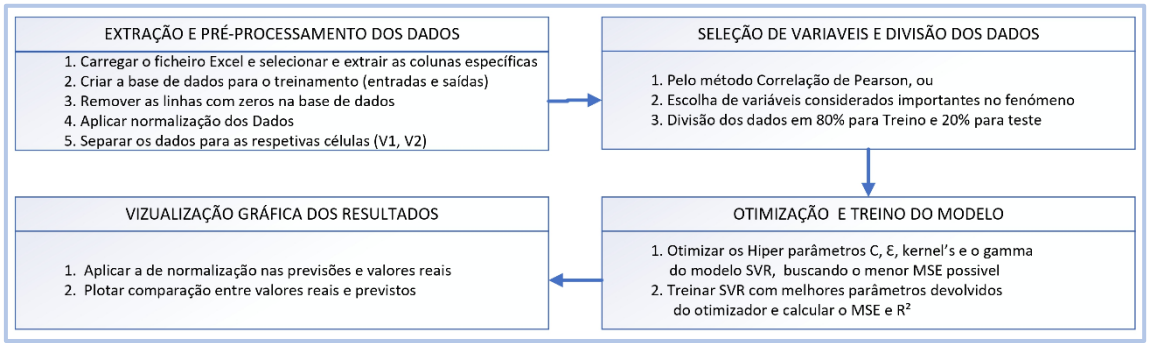


Figura 5: Fluxograma do modelo de aprendizado de máquina proposto.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A previsão das massas depositadas em cupons devido ao fenômeno da incrustação carbonática foi concebida com o algoritmo SVR treinado e validado com dados reais do experimento descrito na Seção 2. As variáveis de entrada do modelo de ML proposto são descritos a seguir.

- dtime [s]: duração do teste
- TT-01 [°C]: Temperatura da solução de $NaHCO_3$
- TT-02 [°C]: Temperatura da solução de $CaCl_2$
- TT-05 [°C]: Temperatura no trecho da reação
- PT-01b [bar]: Pressão disponibilizado pela eletrobomba de $NaHCO_3$
- PT-01a [bar]: Pressão na saída da eletrobomba de $NaHCO_3$
- PT-02b [bar]: Pressão disponibilizado pela eletrobomba de $CaCl_2$
- PT-02a [bar]: Pressão na saída da eletrobomba de $CaCl_2$
- PT-04 [bar]: Pressão na saída da eletrobomba de CO_2
- FIT-04 - Flow R. [kg/h]: Vazão mássica do CO_2
- FIT-01 – Flow R. [kg/h]: Vazão mássica do $NaHCO_3$
- FIT-02 – Flow R. [kg/h]: Vazão mássica do $CaCl_2$

ISBN: 978-65-5222-057-8

- pH 1: pH da solução após a mistura

Para saída considerou-se as massas (em miligramas) depositadas nas células do ponto P1 (V1 e N1) e P2 (V2 e N2).

Tendo essas variáveis em consideração, lançou-se mão do cálculo do coeficiente de correlação Pearson para a selecionar as mais importantes (de maior contribuição) no fenómeno da incrustação. As variáveis selecionadas foram: dtime, TT-01, TT-02, TT-05, PT-01a, PT-02a, FIT-01- Flow R., FIT-02 – Flow R., FIT-04 – Flow R. e o pH. Este método apresentou bons resultados no processo de seleção das variáveis tendo em conta o tempo de processamento ser muito menor em comparação com o *framework* de otimização. Além disso, este permitiu melhorar as métricas de avaliação do modelo, o MSE e o R^2. Após a seleção das variáveis encaminhou-se o processo de otimização dos parâmetros c, ε, gamma e o *kernel* do modelo SVR onde procurou-se minimizar a métrica MSE com auxílio do *framework* de optimização de hiper-parâmetros (Optuna).

Encontrado os melhores parâmetros procedeu-se ao treino e ao teste do modelo, cujo a avaliação de desempenho obtido pelo método de validação cruzada é resumida na Tabela 1.

Tabela 1: Resumo dos valores das métricas de avaliação usadas.

Grupo Células \ Métricas	MSE	RMSE	R^2
P1	0.026	0.156	0.50
P2	0.019	0.131	0.46

CONCLUSÕES

Este trabalho demonstrou a eficácia da Regressão por Vetores de Suporte combinada com técnicas de otimização como algoritmos genéticos e seleção de variáveis via coeficiente de Pearson para prever a formação de incrustações de carbonato de cálcio ($CaCO_3$) em condições de laboratório. O modelo proposto alcançou uma exatidão superior a 50% (com R^2 de 0.5 para P1 e 0.46 para P2). Com os resultados obtidos consegue-se concluir que:

- variáveis operacionais como temperatura, pressão e vazão têm correlação significativa com a deposição de massas, validando a importância do pré-processamento de dados e seleção de variáveis;

- a otimização de Hiper parâmetros do SVR (via *Optuna*) foi crucial para melhorar a generalização do modelo, especialmente em conjuntos de dados limitados;

ISBN: 978-65-5222-057-8

- a metodologia desenvolvida pode ser aplicada para prever incrustações em tempo real, auxiliando na tomada de decisões para mitigação como ajustes de injeção de água ou aplicação de campos magnéticos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

HAOMIAO, Z.; ET.AL. A new sampling method in particle filter based on Pearson correlation coefficient. Neurocomputing, 2016. 208-215.

L.DROGUETT., E.; ET.AL. Variable selection and uncertainty analysis of scale growth rate under pre-salt oil wells conditions using support vector regression, 07 fev. 2014. 1-8.

VAPNIK, V. N. The Nature of Statistical Learning Theory. 2º. ed. USA: Springer, 2000.

YU-CAI, W.; ET.AL. Multi-strategy fusion binary SHO guided by Pearson correlation coefficient for feature selection with cancer gene expression data. Egyptian Informatics Journal, 2025.

COSTA, Z. S. et al. Influence of magnetic field on barium sulfate incrustation from aqueous solutions. Heliyon, 2019.

HAMID, S. et al. A practical method of predicting chemical scale formation in well completions. In: Khobar, Saudi Arabia: Society of Petroleum Engineers, maio 2013.

NASSER, M. Al-Hajri. Scale-Prediction/Inhibition Design Using Machine-Learning Techniques and Probabilistic Approach. SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference, maio 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONDUTIVIDADE ELÉTRICA DE CLORETOS DE SÓDIO, DE CÁLCIO, DE MAGNÉSIO E DE POTÁSSIO EM METANOL, ÁGUA E MISTURAS HIDROALCOÓLICAS EM BAIXAS CONCENTRAÇÕES DE SAIS E DIFERENTES TEMPERATURAS

Thuyline Dyandra Stroparo[1], Larissa Carião da Silva Loeser de Oliveira[1], Luiz Augusto da Cruz Meleiro[2], Cláudia Miriam Scheid[2], Filipe Arantes Furtado[2], André Luiz Martins Compan[3]

[1]Laboratório de Escoamento de Fluidos / Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, thuylinestroparo@gmail.com, larissaloeser@ufrrj.br, [2]Departamento de Engenharia Química / Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, meleiro@ufrrj.br, scheid@ufrrj.br, ffurtado@ufrrj.br, [3]Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello, e-mail do autor: andrecompan@petrobras.com.br

RESUMO

A caracterização do escoamento multifásico em meios porosos de reservatórios necessita do entendimento da interação rocha-fluido. Para isso, diversos ensaios de petrofísica básica e especial são necessários. Ao se obter amostras rochosas do reservatório, hidrocarbonetos e salmoura tem sua condição termodinâmica modificada, fazendo com que haja separação de fases, evaporação e precipitação de sais. Para realizar as análises de petrofísica, é necessário um processo de limpeza para remoção de sais e óleo. Usualmente, a limpeza em fluxo apresenta maior eficiência. Isso se dá pela possibilidade de operar em elevada pressões, o que facilita o acesso dos solventes a poros menores. A avaliação da remoção de sais no processo de limpeza se dá pela aferição da concentração de cloretos no efluente metanólico, que deve estar abaixo de 0,5 mg/L para ser considerada limpa, após diversos ciclos alternando-se a limpeza com tolueno e metanol. Uma vez que a análise dos efluentes de forma contínua exige equipamentos de alto custo, este trabalho propõe a determinação da condutividade elétrica das soluções metanólicas como forma de quantificação. A condutividade de soluções salinas de NaCl, CaCl2, MgCl2 e KCl em metanol, água e água(1)-metanol(2) em diferentes frações mássicas ($w1$ = 0,000; 0,200; 0,500; 0,800 e 1,000), foram medidas separadamente com o sensor *Cond probe InLab* 741, em baixas concentrações de sais (0,1 mg/L – 2 mg/L), e em três temperaturas (15, 25 e 35°C). Os modelos de Casteel-Amis e amplitude Gaussiana não ajustaram bem os dados. Um terceiro modelo foi proposto, mostrando boa correlação com a condutividade elétrica dos sistemas estudados. De acordo com os resultados obtidos, a metodologia proposta pode ser utilizada para determinação precisa de sais em soluções metanólicas

ISBN: 978-65-5222-057-8

utilizando como variável medida a condutividade elétrica. Esse resultado indica a possibilidade da construção de sensores on-line simples para esse tipo de operação.

Palavras-chave: condutividade elétrica, soluções diluídas, análise de traços, soluções metanólicas, modelagem.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A petrofísica é o ramo da ciência que estuda as propriedades das rochas de reservatório e sua interação rocha-fluido (gases, salmoura e hidrocarbonetos) (Tiab & Donaldson, 2015). Propriedades como a porosidade, permeabilidade, pressão capilar e molhabilidade são importantes para caracterização dessas rochas. No entanto, tais propriedades podem ser alteradas durante etapas como perfuração, injeção de água, cimentação e recuperação avançada, resultando em obstrução dos poros, mudanças na estrutura física e química da rocha e alterações nas condições termodinâmicas e interfaciais (Peters, 2012). Adicionalmente, variações de pressão e temperatura influenciam na saturação dos fluidos. Com isso, possíveis precipitações de sais podem ocorrer, o que compromete diretamente as condições de permeabilidade da formação (Tiab & Donaldson, 2015).

Assim, com o intuito de restaurar as condições originais da amostra, a etapa de limpeza da rocha é de grande importância, pois permite que a realização dos ensaios de petrofísica básica e especial sejam conduzidos com uma maior confiabilidade, garantindo a aquisição de dados precisos, que são fundamentais para o gerenciamento e desempenho do reservatório (Gant & Anderson, 1988). O procedimento padrão envolve a utilização de, ao menos, dois solventes: um apolar, como tolueno, para remoção das frações mais leves do óleo, e um polar, como o metanol, para remoção de sais (Rios, 2012). Conforme recomentado pela API (1998), a limpeza é considerada satisfatória caso a concentração de sais no efluente menor do que 0,5 mg/L. Além disso, vale o comentário de que após o processo de limpeza, a amostra se torna fortemente molhável à água (Gant & Anderson, 1988).

O método "*flow-through*" é amplamente utilizado para a limpeza de amostras de reservatório. Este consiste na injeção contínua de solventes sob pressão numa amostra rochosa confinada em um *Core Holder*. Esse método permite maior penetração em poros menores e maior eficiência na remoção dos fluidos (Gant & Anderson,1988). Durante esse processo, o efluente gerado na saída contém metanol e sais dissolvidos, cuja concentração de sais deve ser monitorada até que este atinja o limite mínimo desejado para considerar a rocha limpa.

A análise da concentração de sais por métodos automáticos convencionais exige equipamentos de alto custo. Considerando que sais iônicos fortemente dissociáveis, como cloreto de sódio (NaCl), cloreto de cálcio ($CaCl_2$), cloreto de magnésio ($MgCl_2$) e cloreto de cálcio (KCl), conduzem eletricidade quando solvatados em solventes polares como metanol e água, a análise da condutividade do efluente surge como uma alternativa viável para quantificar tais sais. Dessa forma, este trabalho visa obter dados de condutividade das soluções metanólicas salinas diluídas como método simplificado para monitoramento da eficiência da limpeza. Este estudo possui um caráter inovador, devido à possibilidade de sua aplicação em experimentos automatizados de limpeza de rochas. Para atingir o objetivo, foram avaliadas as

ISBN: 978-65-5222-057-8

condutividades desses sais em metanol, água e misturas binárias em várias frações mássicas e diferentes temperaturas. Os modelos de Casteel-Amis, amplitude Gaussiana e um polinômio proposto pelos autores foram testados para ajuste dos dados experimentais.

METODOLOGIA

Os materiais utilizados nos procedimentos experimentais estão descritos na Tabela 1. Somente o KCl foi seco em estufa por 4 horas, a 105 ºC. Todos os sais foram pesados em uma balança analítica (*SHIMADZU ATX224R*). Soluções à base de água foram preparadas em balões volumétricos de 250 mL, utilizando água deionizada, enquanto balões de 100 mL foram empregados para preparar as soluções à base de metanol. As concentrações de sais nas soluções à base de água, metanol e misturas metanol-água foram fixadas em 0,1; 0,3; 0,6; 0,8; 1,0; 1,3; 1,6; 1,8 e 2,0 mg/L.

Para a aferição da condutividade elétrica, se empregou o eletrodo *Cond probe InLab* 741 da marca *Mettler Toledo*, com limite de detecção de 0,001 a 500 µS/cm e precisão igual ± 2% do valor medido. Nos ensaios experimentais, o eletrodo foi inserido diretamente na solução. As temperaturas dos experimentos foram 15, 25 e 35°C, sendo controladas por meio de um banho termostático (*LAUDA, ALPHA RA 8),* com estabilidade da temperatura de ± 0,05 K.

Todos os dados de condutividade foram obtidos com temperatura controlada com uma variação observada de ± 0,3 °C em torno do valor nominal, para todos os ensaios. Para uma mesma solução, as medições de condutividade foram realizadas em triplicata. Vale ressaltar que a aferição das condutividades foi feita subtraindo a condutividade dos solventes utilizados (metanol, água e misturas metanol-água).

Tabela 1: Especificações dos sais e solventes utilizados

Material	Fórmula	Código	Marca	Pureza	Método de Purificação Adicional
Cloreto de sódio	NaCl	SLCM7227	Merck	≥ 99,0%	Utilizado como adquirido
Cloreto de cálcio	$CaCl_2$	223506	Merck	≥ 99,0%	Utilizado como adquirido
Cloreto de magnésio	$MgCl_2$	M8266	Merck	≥ 98,0%	Utilizado como adquirido
Cloreto de potássio	KCl	P3911	Merck	99,0 - 100,5%	Secagem em estufa
Água	H_2O		Produzida por dispositivo de deionização	$\kappa \leq 1$ $\mu S \cdot cm^{-1}$	Deionização
Metanol	CH_3OH	34860	Merck	≥ 99,9%	Utilizado como adquirido

ISBN: 978-65-5222-057-8

Resultados e Discussão

A maior condutividade elétrica avaliada neste estudo foi de 6,83 µS/cm para a solução aquosa de MgCl2 em concentração de 2,00 mg/L a 35 ºC. Foi observado que os resultados experimentais apontam que a condutividade elétrica das soluções é influenciada pela concentração, temperatura e pelas propriedades do soluto e do solvente.

A relação entre a concentração do sal e a condutividade elétrica é diretamente proporcional, uma vez que o aumento da concentração promove uma maior disponibilidade de íons livres na solução, o que favorece o transporte de cargas elétricas.

No que diz respeito à temperatura, o aumento dessa variável reduz a viscosidade da solução, aumentando a mobilidade dos íons. (Wu, *et al*, 2019). Além disso, temperaturas elevadas favorecem a solubilização dos sais estudados, ou seja, a dissociação de moléculas é favorecida. Portanto, esses dois fatores combinados fazem com que o aumento da temperatura seja traduzido como um aumento da condutividade das soluções de água pura e das misturas água-metanol (Barron & Ashton, 2005).

Para as soluções contendo apenas metanol puro, a condutividade é inferior do que em uma solução aquosa sob as mesmas condições de temperatura e concentração, devido ao maior poder de solvatação da água. Em misturas de metanol e água, a condutividade apresenta valores intermediários, sendo influenciada pelas constantes dielétricas dos solventes, que é de aproximadamente 80 para a água e 33 para o metanol (Wu *et al*, 2019). Assim, quanto maior a fração de água na mistura, maior a condutividade elétrica (Wu *et al*, 2019).

Os dados experimentais relativos à condutividade foram ajustados testando o modelo de Casteel-Amis (Equação 1) que representa a variação de condutividade elétrica em função da temperatura, e de um modelo baseado na equação de amplitude gaussiana (Equação 2), que descreve o comportamento da condutividade elétrica em função da concentração em sistemas binários (Wu *et al*, 2019). Os ajustes dos dados utilizando ambos os modelos não apresentaram resultados satisfatórios, sendo incapazes de correlacionar os dados experimentais.

$$k = k_{max} \left(\frac{x}{x_{max}}\right)^{a} \exp\left[b(x - x_{max})^2 - \frac{a}{x_{max}}(x - x_{max})\right] \quad (1)$$

Em que κ é a condutividade elétrica, k_{max} é a condutividade máxima, x é a molalidade, x_{max} é a molalidade na condutividade máxima, a e b são coeficientes empíricos

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$k = A_1 \cdot T + A_2 \cdot T \cdot X exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{w_x - w_{max}}{A_3 \cdot T}\right)^2\right) \quad (2)$$

Em que k é a condutividade elétrica A_1, A_2 e A_3 são, respectivamente, os coeficientes de deslocamento, amplitude e largura, w_{max} é a porcentagem em massa na condutividade máxima e w_x é porcentagem em massa atual da solução.

Uma vez que as Equações 1 e 2 não correlacionaram os dados de forma satisfatória, um terceiro modelo foi proposto (Equação 3), que leva em consideração as tendências experimentais observadas na faixa de concentração e temperatura utilizadas. Tais tendências revelaram um comportamento linear para a concentração enquanto observou-se um comportamento quadrático para dependência da condutividade com a temperatura. O uso desse modelo tem a capacidade de auxiliar a previsão da condutividade para um dado par de temperatura (em Kelvin) e concentração (em μg/cm³), ou determinar a concentração de sal a partir de uma medida de condutividade à temperatura constante.

$$k = A_1 X T^2 + A_2 T X + A_3 X + A_4 T^2 + A_5 T + A_6 \quad (3)$$

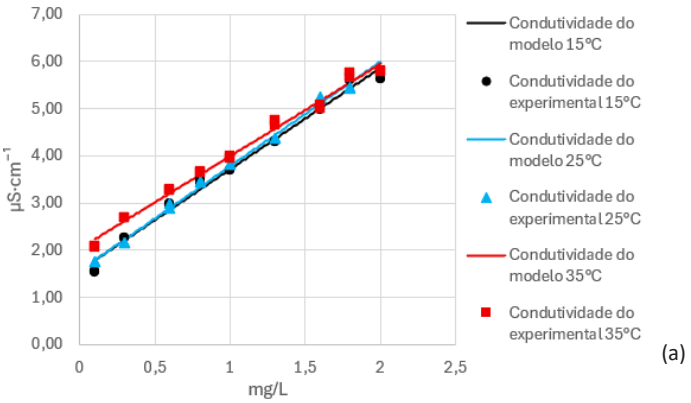
Em que k é a condutividade elétrica (μS·cm^{-1}), A_1 (μS·cm^2/μg·K^2), A_2 (μS·cm^2/μg·K), A_3 (μS·cm^2/μg), A_4 (μS/cm·K^2), A_5 (μS/cm·K) e A_6 (μS/cm) são parâmetros, T é a temperatura em Kelvin e X é a concentração (μg/cm³).

Tabela 2: Resultado da Modelagem: Parâmetros referentes a Equação (3) para as concentrações de 0,1 a 2,0 mg/L e temperaturas de 15, 25 e 35 °C.

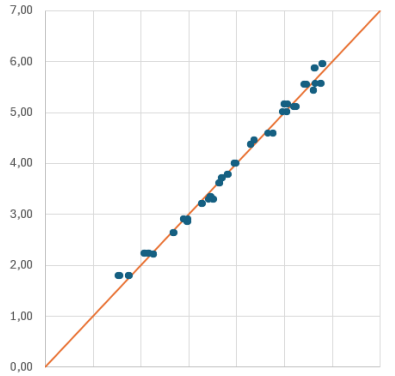
Solução	$A_1 \cdot 10^3$	A_2	A_3	$A_4 \cdot 10^5$	$A_5 \cdot 10^2$	A_6	Erro Absoluto Médio (%)
NaCl-H_2O	-1,640	0,970	-141,0	238,00	-140,00	207,00	3,04
NaCl-Metanol	0,059	-0,054	12,9	0,44	-1,34	4,44	4,52
NaCl-Metanol 20% (V/V)	0,185	-0,100	15,1	-3230,00	18,60	-25,60	4,86
NaCl-Metanol 50% (V/V)	0,118	-0,067	18,0	-13,10	8,71	-13,60	4,79
NaCl-Metanol 80% (V/V)	0,104	-0,060	10,0	9,90	-5,59	8,75	3,38
$CaCl_2$+H_2O	-2,370	-1,410	212,0	-238,00	1,42	-211,00	4,59
$CaCl_2$-Metanol	0,410	-0,260	42,8	4,91	-3,49	6,74	9,74
$MgCl_2$+H_2O	-0,270	0,169[1]	-23,5	149,00	-89,90	137,00	2,27
$MgCl_2$-Metanol	0,675	-0,427	69,5	-21,10	11,00	-12,90	2,82
KCl+H_2O	0,767	-0,458	70,2	-11,70	7,48	-10,30	2,78
KCl-Metanol	0,199[4]	-0,020	1,64	-7,12	0,41	44,60	2,89

A análise dos erros absolutos médios mostrados na Tabela 2, em conjunto com os gráficos das Figuras 1 e 2 corroboram a precisão do ajuste proposto neste trabalho.

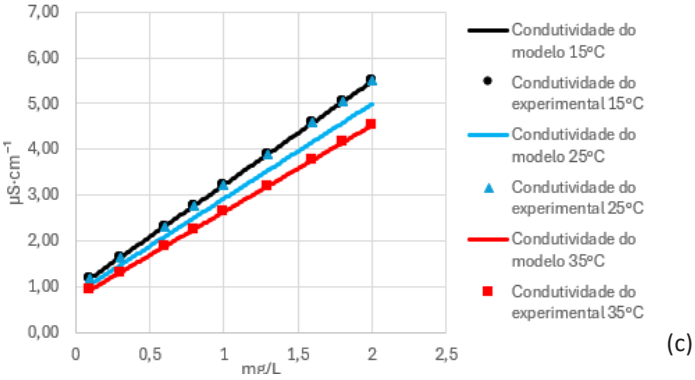
ISBN: 978-65-5222-057-8



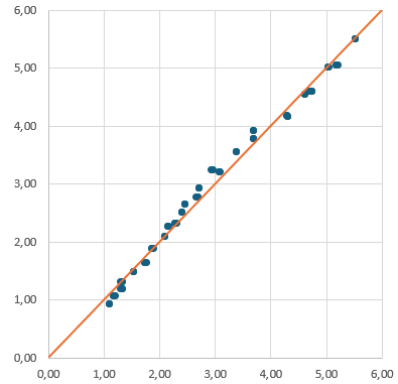
(a)



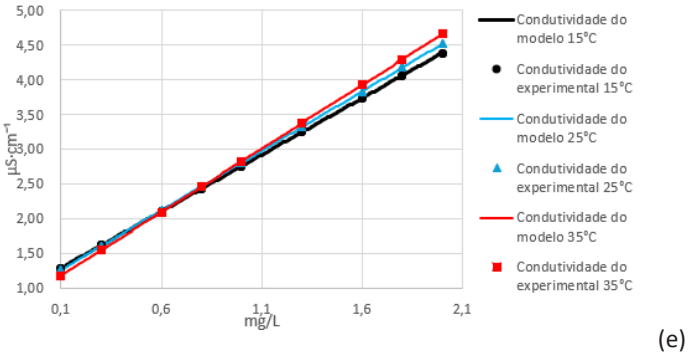
(b)



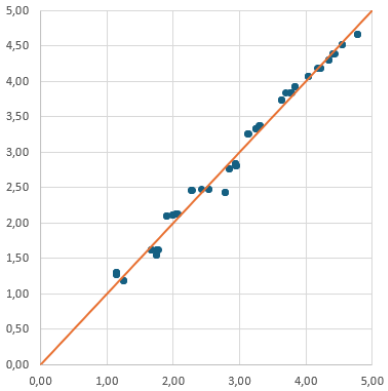
(c)



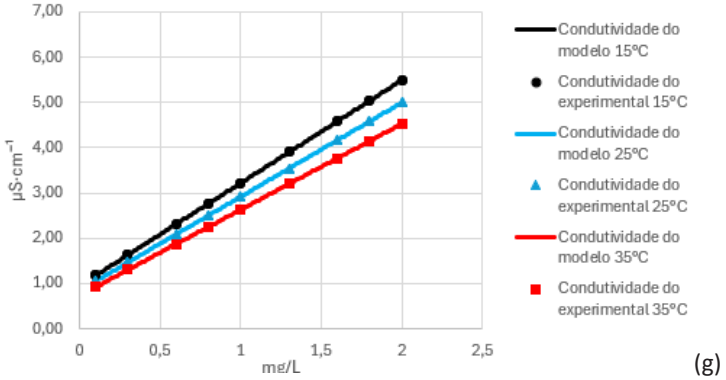
(d)



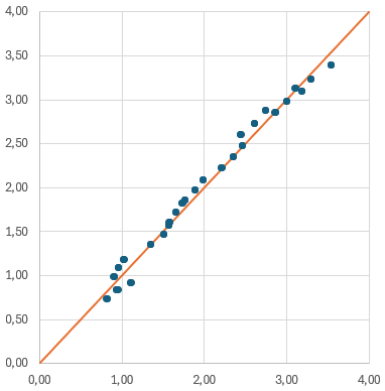
(e)



(f)



(g)



(h)

ISBN: 978-65-5222-057-8

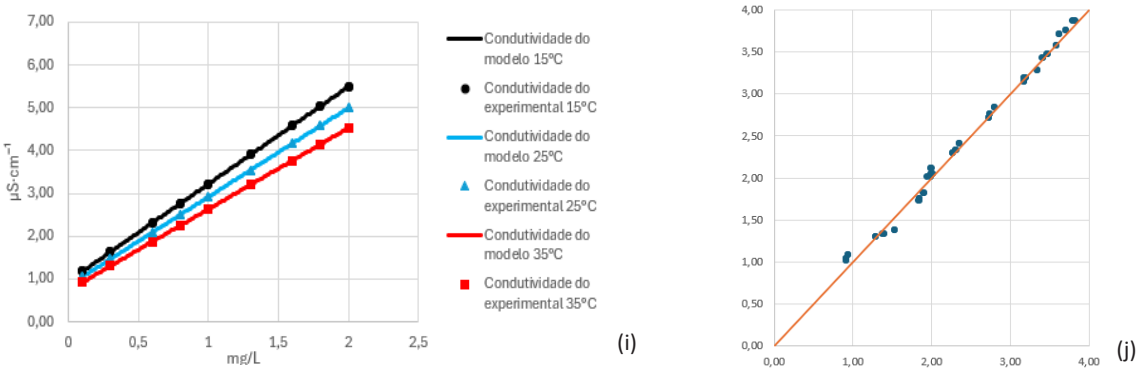
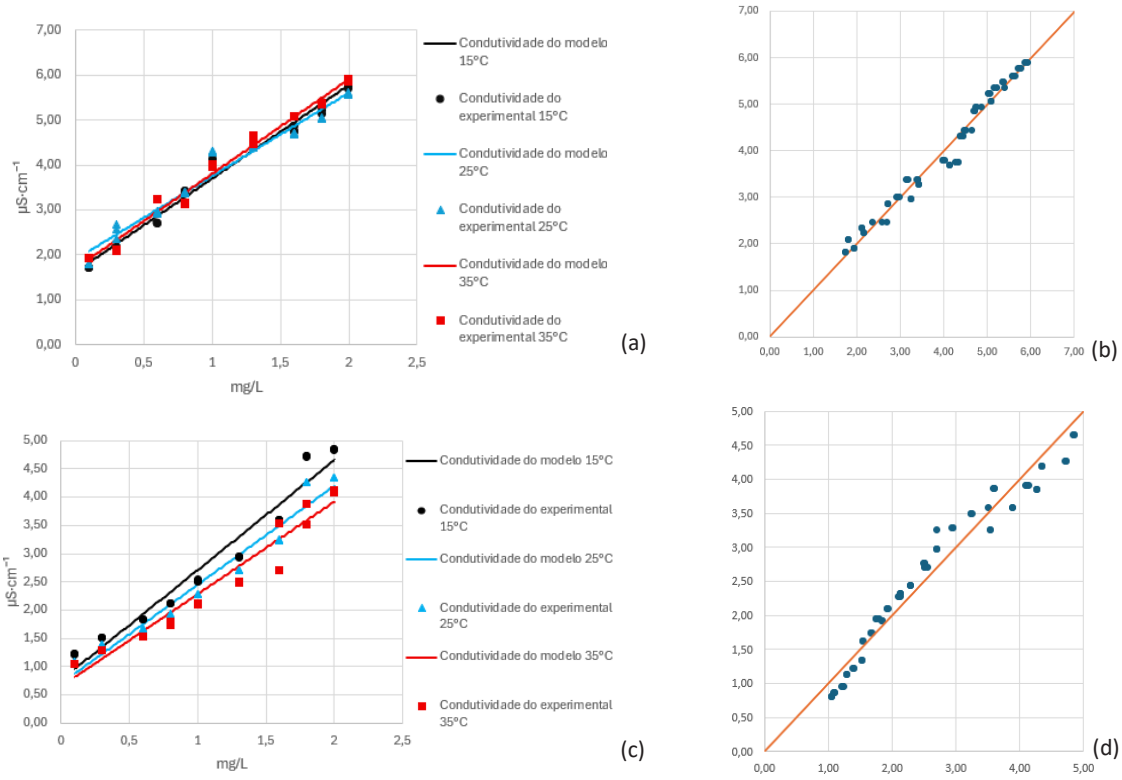


Figura 1: Correlação dos dados de condutividade elétrica do modelo com a concentração de sal, em 3 temperaturas, para as soluções: (a) solução de NaCl- H2O; (b) comparação dos dados experimentais e do modelo para solução de NaCl-H2O; (c) solução de NaCl-metanol; (d) comparação dos dados experimentais e do modelo para solução de NaCl-metanol; (e) solução de NaCl- metanol (20% v/v); (f) comparação dos dados experimentais e do modelo para solução de NaCl-metanol (20% v/v); (g) solução de NaCl-metanol (50% v/v); (h) comparação dos dados experimentais e do modelo da solução de NaCl-metanol (50% v/v); (i) solução de NaCl-metanol (80% v/v); (j) comparação dos dados experimentais e do modelo para solução de NaCl-metanol (80% v/v).



ISBN: 978-65-5222-057-8

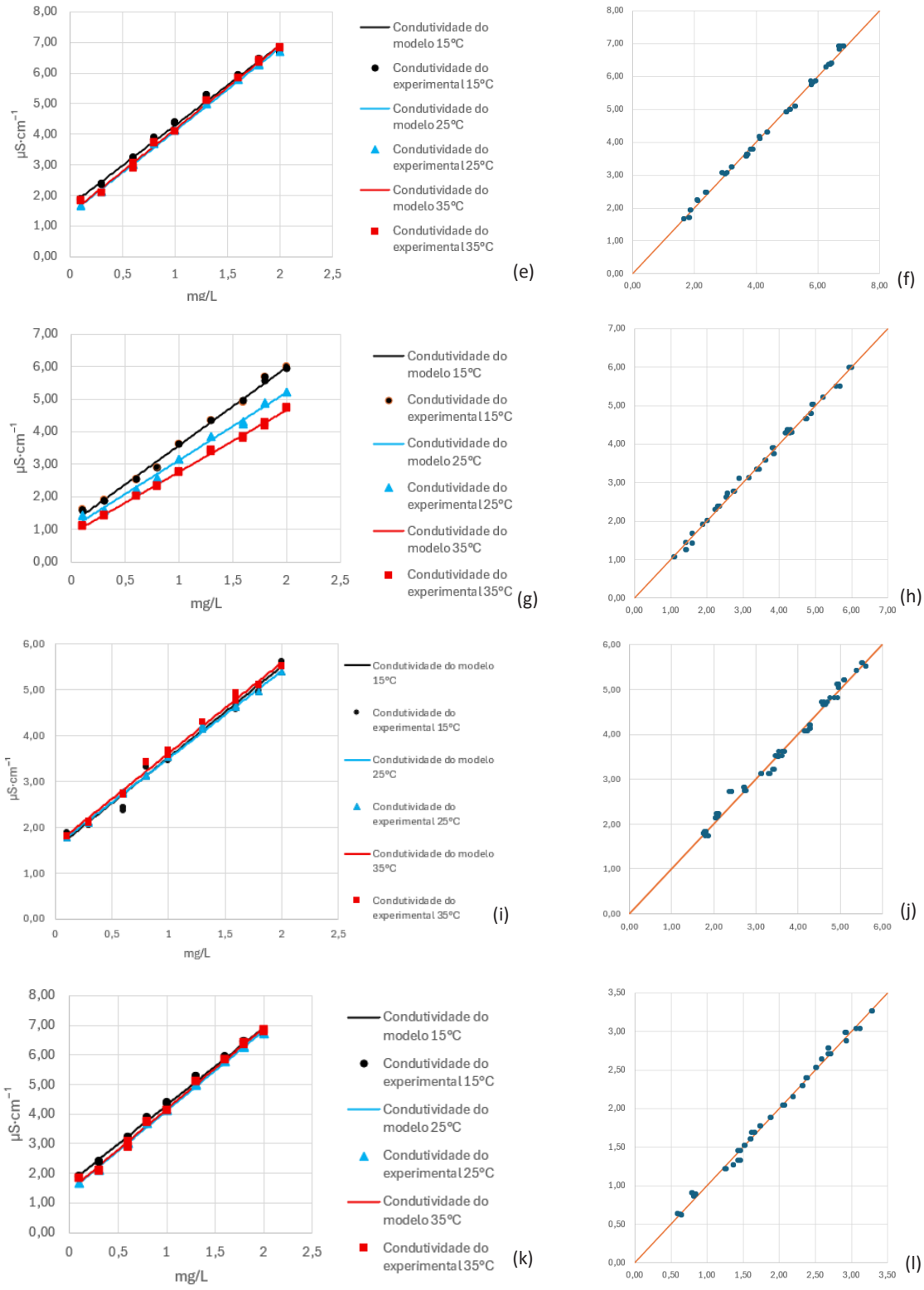


Figura 2: Correlação dos dados de condutividade elétrica do modelo com a concentração de sal, em 3 temperaturas, para as soluções: (a) solução de CaCl2-H2O; (b) comparação dos dados experimentais e do modelo para solução de CaCl2-H2O; (c) solução de CaCl2-metanol; (d) comparação dos dados experimentais e do modelo para solução de CaCl2-metanol; (e) solução de MgCl2-H2O; (f) comparação dos dados experimentais e do modelo para solução de MgCl2-H2O; (g) solução de MgCl2-metanol; (h) comparação dos dados experimentais e do modelo para solução de MgCl2-metanol; (i) solução de KCl-H2O; (j) comparação dos dados experimentais e do modelo para solução de KCl-H2O; (k) solução de KCl-metanol; (l) comparação dos dados experimentais e do modelo para solução de KCl-metanol.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Pela análise das Figuras 1 e 2, observa-se que o modelo reproduz a tendência de aumento da condutividade com o aumento da temperatura e concentração. Os resultados demonstram que o modelo é capaz de reproduzir o comportamento da condutividade elétrica, validando sua aplicabilidade. Ainda, em processos contínuos, o uso de um sensor de condutividade elétrica pode ser utilizado para determinar as concentrações de sais, mesmo em concentrações abaixo do limite considerado na metodologia padrão (API, 1998).

CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi avaliado como a condutividade elétrica de soluções de NaCl, $CaCl_2$, $MgCl_2$ e KCl em água, metanol e misturas hidroalcoólicas são influenciadas pela concentração desses sais e temperatura da mistura. Para as mesmas condições de temperatura, de concentração do soluto e de solvente, a maior condutividade elétrica foi observada para soluções de $CaCl_2$, seguidas, nessa ordem, das compostas por $MgCl_2$, KCl e NaCl. Para soluções com o mesmo soluto, a condutividade mais alta é das soluções à base de água pura, seguida das misturas água-metanol, enquanto as soluções de metanol puro apresentaram as menores condutividades. Além disso, foi observado que o aumento da temperatura fez com que a condutividade elétrica das soluções aumentasse, com exceção das soluções compostas por metanol puro, cujas condutividades diminuíram com o aumento da temperatura.

Não foi possível utilizar as Equações 1 e 2, pois o ajuste dos dados em ambos os modelos não apresentou resultados satisfatórios. Por outro lado, foi possível ajustar os dados de condutividade elétrica utilizando a Equação 3, proposta pelos autores. Os erros absolutos médios variaram de 2,27 a 9,74%.

Uma vez que o modelo proposto foi capaz de correlacionar a condutividade elétrica de soluções salinas em diferentes temperaturas e concentrações de sais, este pode ser utilizado para determinar a concentração de sais a partir de medidas de condutividade à temperatura constante.

As soluções utilizadas nesse trabalho simulam o efluente líquido obtido de processos de limpeza de rochas de reservatórios. Dessa maneira, o modelo proposto também pode ser utilizado para monitorar o processo de limpeza dessas rochas utilizando sensores on-line de condutividade posicionados à jusante do equipamento de limpeza. Isso possibilita o monitoramento da qualidade do processo de limpeza em tempo real.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à Petrobras (SAP 4600670740) e à UFRRJ pelo financiamento e apoio, bem como ao Laboratório de Escoamento de Fluidos pelo suporte no desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

American Petroleum Institute (API). Recommended practices for core analysis. Recommended Practice 45, 3nd ed., 1998.

ATKINS, P., JONES, L. **Princípios de Química**. 5ª ed., Editora Bookman, 2014.

BARRON, J. J.; ASHTON, C. **The effect of temperature on conductivity measurement**. *Reagecon Diagnostics Ltd*, Shannon Free Zone, County Clare, Ireland, 2005. Disponível em: < https://knowledge.reagecon.com/wp-content/uploads/2021/09/Technical-Paper_The-Effect-of-Temperature-on-Conductivity-Measurement.pdf>. Acesso em: 08 mai. 2025.

GANT, P.L., ANDERSON, W.G. **Core Cleaning for Restoration of Native Wettability**. Paper SPE 14875, Billings, 1988.

PETERS, E. J. **Advance Petrophysics**. Volume 1. Live Oak, 2012.

RIOS, E. H. *et al*. **Petrofísica laboratorial no suporte à exploração e caracterização de reservatórios**. Sociedade Brasileira de Geofísica, 2012.

TIAB, D., DONALDSON, E.C. **Petrophysics**. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. 4º Edição. 2015.

WU, X. et al. Electrical Conductivity of Lithium Chloride, Lithium Bromide, and Lithium Iodide Electrolytes in Methanol, Water, and Their Binary Mixtures. **Journal of Chemical Engineering**, 2019.

ZHANG, Q., et al. Electrical conductivity of solutions of ionic liquids with methanol, ethanol, acetonitrile, and propylene carbonate. **Journal of Chemical Engineering**, v. 56, p. 4659-4664, 2011.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AVALIAÇÃO DE MODELOS DE PLN NA CLASSIFICAÇÃO DE EVENTOS EM RELATÓRIOS DIÁRIOS DE PERFURAÇÃO

Erasmo Augusto Bezerra Silva[1], Antonio Paulo Amancio Ferro[1], Francisco de Assis Viana Binas Júnior[1], Jadson César da Silva Santos1, Marcos Antonio Barbosa Lima[1], Lucas Pereira de Gouveia[1]

[1]Laboratório de Computação Científica e Visualização, Universidade Federal de Alagoas, erasmo.bezerra@lccv.ufal.br, antonio.ferro@lccv.ufal.br, francisco.junior@lccv.ufal.br, jadson.santos@lccv.ufal.br, marcoslima@lccv.ufal.br, lucasgouveia@lccv.ufal.br

RESUMO

Os relatórios diários de perfuração registram detalhadamente as atividades realizadas pela sonda. Esses documentos contêm informações valiosas para a retroanálise das operações, servindo como insumos para análise de dados, e contribuindo para o aumento da previsibilidade dos projetos. No entanto, o formato frequentemente não estruturado desses textos pode dificultar a extração e aproveitamento dos dados. Nesse contexto, técnicas de Processamento de Linguagem Natural (PLN) são empregadas para o processamento eficiente de grandes volumes de registros históricos não estruturados. Este trabalho propõe a avaliação de diferentes modelos voltados à classificação de eventos de perfuração. Os algoritmos considerados incluem *Support Vector Machine* (SVM), *Random Forest* (RF), Regressão Logística (RL), *Long Short-Term Memory* (LSTM) e *Bidirectional Encoder Representations from Transformers* (BERT). A análise foi conduzida a partir de dados textuais extraídos de relatórios diários de perfuração disponibilizados por uma empresa petrolífera, com o objetivo de classificar três eventos relacionados a tempo não produtivo: estolamento, vibração e prisão de coluna. Os resultados demonstram que os modelos são eficazes na identificação dos eventos analisados, demonstrando potencial para auxiliar a otimização de recursos da perfuração.

Palavras-chave: processamento de linguagem natural, redes neurais artificiais, anomalias, dados de perfuração, classificação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A indústria de óleo e gás têm investido consideravelmente na extração e no processamento de dados de documentos técnicos para aprimorar o planejamento de novos poços (Pillai et al., 2022). Os relatórios diários de perfuração fornecem o histórico das atividades realizadas, incluindo o uso de equipamentos e eventos operacionais significativos. Essas informações são essenciais para a otimização de projeto, em que dados de poços de correlação são usados na estimativa de parâmetros operacionais e na identificação do risco de anomalias.

A ocorrência de eventos anômalos na perfuração representa uma causa significativa de tempo não produtivo (NPT) e de custos adicionais (Vos et al, 2022; Montes, 2025). Para mitigar esses impactos, modelos baseados em dados têm sido amplamente utilizados para a otimização do fluido de perfuração e de componentes do *Bottom Hole Assembly* (BHA) na fase de projeto. Assim como, para gerar alertas e detectar eventos em tempo real, por meio de correlações entre dados operacionais, como registros de *mud logging*, e de eventos descritos em relatórios de perfuração (Altindal et al., 2024).

No entanto, a extração e classificação desses eventos é um desafio diante do grande volume de dados e da variedade de formatos textuais. Nesse contexto, técnicas de processamento de linguagem natural (PLN) têm sido empregadas com foco na classificação de eventos anômalos, com ênfase em ocorrências relacionadas à geomecânica da formação e falhas de equipamentos. Entre as técnicas empregadas, inclui-se abordagens baseadas em regras, *Random Forest* (RF), *Support Vector Machine* (SVM), *Naive Bayes, Perceptrons* Multicamadas (MLP), Redes Neurais Recorrentes (RNN) como *Long Short-Term Memory* (LSTM), Redes Neurais Convolucionais (CNN) e modelos baseados em *Transformers* (Cinelli et al., 2021; Asif et al., 2024; Zhang et al., 2020; Hoffimann et al., 2018).

Este trabalho avalia modelos de classificação aplicados a dados textuais fornecidos por uma empresa petrolífera, voltados a identificar três classes: estolamento, vibração e prisão de coluna. Modelos de diferentes complexidades, incluindo Regressão Logística (LR), SVM, RF, LSTM e *Bidirectional Encoder Representations from Transformers* (BERT), são avaliados, considerando o *trade-off* entre performance e custo computacional.

EVENTOS DE PERFURAÇÃO RELACIONADOS A NPT

A minimização do NPT é de grande interesse na perfuração, podendo resultar em economias significativas. Prisão de coluna, perda de circulação, desgaste excessivo, falha de equipamentos e problemas de instabilidade do poço estão entre os principais eventos a serem evitados ou mitigados para aumentar a eficiência da operação. A obtenção e análise do histórico de ocorrências é fundamental para tornar as perfurações futuras mais previsíveis.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A seguir, são descritos os eventos de perfuração abordados neste estudo.

Estolamento. Refere-se à incapacidade de rotação da coluna quando a demanda de torque, devido à resistência da broca ao corte, excede a capacidade do sistema. Em configurações com motor de fundo, o torque é gerado pelo diferencial de pressão na seção de potência, resultante do bombeamento do fluido e da resistência ao escoamento. Quando a demanda pelo torque excede a capacidade do motor, o diferencial de pressão pode romper a vedação entre o rotor e estator, vazando fluido sem gerar rotação e causando o estolamento. O diferencial de pressão excessivo causa danos aos componentes do motor, podendo levar à falha. Para evitar esse problema, devem-se adotar parâmetros que equilibrem eficiência e durabilidade, dentro dos limites operacionais (Guidroz; Barton, 2012).

Prisão de coluna. Condição na qual a coluna de perfuração é impossibilitada de mover-se axialmente com os pesos livres (peso de levantamento e de decida), podendo vir acompanhada de perda parcial ou total de circulação e/ou rotação, dependendo do mecanismo de aprisionamento envolvido (Montes et al., 2025). Mitchell (2014) apud Montes (2025) classificou os mecanismos de aprisionamento em três tipos: obstrução anular, causada pelo acúmulo de material no espaço entre a coluna e a parede do poço; prisão diferencial, resultante da forma exercida pela diferença de pressão hidrostática do fluido e a pressão dos poros; e a prisão geométrica, decorrente da incompatibilidade entre as geometrias da coluna e do poço. Sintomas de comprometimento da coluna incluem redução ou perda de circulação, torque irregular e estolamento.

Vibração. A resposta dinâmica gerada pela interação entre a coluna de perfuração e o poço é uma causa comum de instabilidade e falhas em equipamentos; sendo influenciada por diversos fatores, como as propriedades da formação, o projeto do BHA, desalinhamentos, energia aplicada e atrito. Existem três modos principais de vibração: axial, torcional e lateral. A vibração axial, como o bit bounce, ocorre da direção longitudinal e pode danificar ferramentas de measuring while drilling (MWD) e reduzir a taxa de penetração (ROP). A vibração torcional é caracterizada pelo stick-slip, em que a rotação da broca se alterna entre a parada e aceleração súbita, causando fadiga em conexões e danos à broca. A vibração lateral é a mais severa, e ocorre quando movimento da coluna entra em ressonância com sua frequência natural, provocando o fenômeno de whirling, que pode causar falhas catastróficas na coluna e desgaste acentuado na parede do poço (Das et al., 2023).

METODOLOGIA

Um conjunto de dados com 1450 registros de relatórios diários de perfuração, correspondentes à 91 poços, foi usado na análise dos modelos. Os dados foram rotulados por um especialista de acordo com o evento descrito: estolamento, com 796 ocorrências; prisão de coluna, 167; e vibração, 605. Em seguida, aplicaram-se as etapas de pré-processamento e vetorização.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Para lidar com o problema de múltiplas classes, foram treinados múltiplos classificadores binários, cada um responsável por distinguir uma classe específica das demais, estratégia conhecida como um contra todos (*one-versus-rest*). Em cada classificador, as quantidades de amostras positivas (1) e negativas (0) foram igualadas para contornar o desbalanceamento dos dados. 80% das amostras foram utilizadas para o treinamento e 20% para a validação dos modelos. Após o treinamento com configurações padrão, os melhores classificadores por classe foram selecionados para a otimização de hiperparâmetros e avaliação final. A seleção levou em consideração a performance preliminar e o custo computacional dos modelos.

O fluxograma da metodologia é ilustrado na Figura 1.

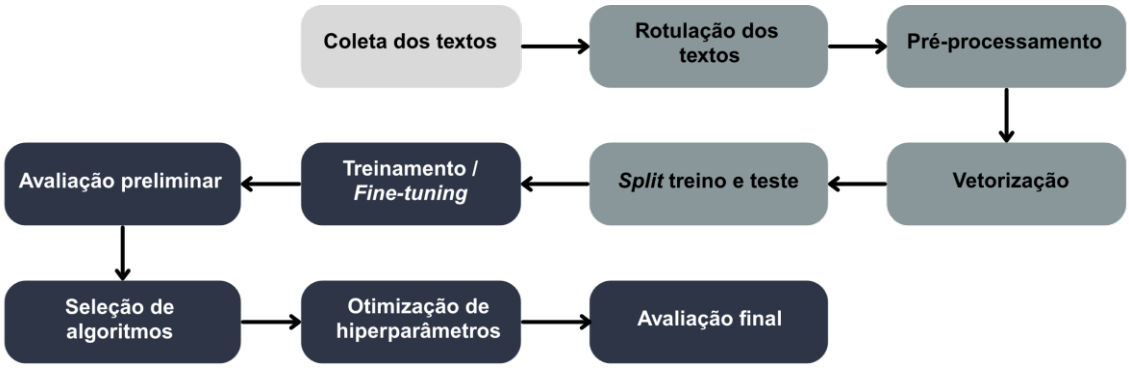


Figura 1: Fluxograma da metodologia.

Pré-processamento e vetorização

Para reduzir a dimensionalidade dos dados e destacar os termos mais relevantes foram adotadas as seguintes estratégias de pré-processamento: remoção de caracteres especiais, preservando apenas letras e espaços; tokenização, para dividir o texto em palavras; remoção de *stopwords*, para eliminar palavras irrelevantes e lematização, para reduzir palavras à sua forma base ou canônica.

O método *CountVectorizer* foi utilizado para transformar os textos em formato numérico adequado ao processamento por algoritmos tradicionais de *Machine Learning*. Essa técnica converte uma coleção de textos em uma matriz esparsa, na qual as linhas representam as amostras de dados, as colunas correspondem às palavras no vocabulário e os valores indicam a frequência com que a palavra aparece no texto.

Para o modelo baseado em LSTM, foi adotado o método *Tokenizer*, que converte o texto em sequências de inteiros a partir do vocabulário previamente construído. Essa abordagem preserva a ordem das palavras, sendo, portanto, adequada à análise de relações sequenciais.

No BERT, o pré-processamento é embutido, com tokenização automática, adição de tokens especiais e preparação para *embeddings* contextuais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Algoritmos de *Machine Learning*

Regressão Logística (LR). Amplamente utilizado para tarefas de classificação categórica e binária, a LR funciona transformando uma combinação linear das variáveis de entrada em uma probabilidade da instância pertencer à classe positiva, utilizando a função sigmoide, que garante que os valores previstos fiquem entre 0 e 1. A previsão de cada instância é feita a partir de um limiar, geralmente definido como 0,5, de modo que valores acima desse limiar indicam a classe positiva, e valores abaixo indicam a classe negativa. O treinamento do modelo envolve a otimização dos coeficientes das combinações lineares usando algoritmos como o gradiente descendente. Para garantir uma boa generalização e evitar o *overfitting*, técnicas de regularização podem ser aplicadas, como L1 e L2; na qual, o parâmetro C controla a intensidade da regularização: quanto maior for C, menor será a regularização aplicada ao modelo. O LR parte do pressuposto que a relação entre as variáveis de entrada e a resposta é linear, de modo que o desempenho e a interpretabilidade do modelo dependem da validade dessa suposição para o problema analisado (Géron, 2019).

***Random Forest* (RF).** O RF é um algoritmo baseado em *ensemble*, formado por um conjunto de árvores de decisão independentes. Para aumentar a diversidade e diminuir a correlação entre as árvores, cada uma delas é treinada com uma amostra aleatória do conjunto de dados, em um processo chamado *bagging*. Além disso, em cada divisão da árvore, apenas um subconjunto aleatório das variáveis é considerado. O treinamento consiste em determinar, para cada nó das árvores que formam o conjunto, a variável e o limiar de divisão que promovem a melhor separação dos dados e minimiza a métrica de erro utilizada. Para classificar uma nova instância, cada árvore faz sua previsão, e a classe final é determinada pela votação majoritária. Os principais parâmetros que podem ser ajustados são relacionados a quantidade e características de árvores, como a profundidade máxima e o tamanho mínimo das divisões. A função de avaliação da qualidade das divisões é geralmente definida como a impureza de Gini ou a entropia em problemas de classificação. Entre as vantagens do RF incluem a capacidade de lidar com relações não lineares e a resistência ao *overfitting* (Géron, 2019).

***Support Vector Machine* (SVM).** Esse é um modelo de classificação que determina um hiperplano que separa o conjunto de dados em diferentes classes, de modo a maximizar a margem, isto é, a menor distância entre os dados de uma classe e o hiperplano. As variáveis de cada classe que delimitam a margem são chamadas de vetores de suporte. A função de decisão usada para classificar uma amostra de entrada é dada pela combinação linear das similaridades entre esta amostra e os vetores de suporte, ponderada pelos respectivos multiplicadores de Lagrange e pelos rótulos dos vetores de suporte, somada a um termo de viés. Essa similaridade é calculada por uma função de kernel, escolhida de acordo com a complexidade do problema, podendo ser linear, polinomial, sigmoide

ISBN: 978-65-5222-057-8

sigmoide, entre outros. O uso de kernels não lineares realizam uma transformação implícita nos dados para um espaço de maior dimensionalidade, onde se torna possível encontrar uma fronteira linear para separação dos dados. Durante o treinamento, o SVM resolve um problema de otimização que minimiza a função de perda, balanceando a maximização da margem e a penalização de erros por meio do C. Esse parâmetro regulariza o modelo ao permitir alguns erros de classificação nos dados de treino, equilibrando sua complexidade e evitando o *overfitting* (James et al., 2023).

***Long-Short Term Memory* (LSTM).** LSTM é um tipo de arquitetura de RNN criada especificamente para lidar com dados sequenciais e séries temporais, pois consegue reter ou descartar informações de forma seletiva por meio de seus mecanismos de porta, capturando de maneira eficiente as dependências de longo prazo. A estrutura de uma célula LSTM inclui um estado interno, que retém informações de longo prazo; e um estado oculto, que captura dependências de curto prazo nas sequências. A célula LSTM opera por meio de três mecanismos de porta: a porta de esquecimento decide quais informações devem ser eliminadas do estado interno; a porta de entrada avalia se novos dados devem ser incorporados à memória; e a porta de saída controla quais informações do estado interno serão passadas para o próximo passo. Essas portas usam funções de ativação, como a *sigmoide* e a *tanh*, para filtrar e atualizar os estados de maneira seletiva. Esses passos são realizados de forma iterativa até que todas as células LSTM processem os dados de entrada de todas as sequências temporais (Altindal et al., 2024).

***Bidirectional Encoder Representations from Transformers* (BERT).** O BERT é um modelo de representação de linguagem que se destaca por sua capacidade de pré-treinar representações profundas a partir de texto não rotulado. Ele condiciona o contexto em ambas as direções em todas as camadas, permitindo uma compreensão mais completa do contexto de cada palavra na sentença. A arquitetura central do BERT é um *encoder Transformer* multi-camada direcional, detalhada em Devlin et al. (2019). O seu processo de treinamento é dividido em duas etapas: o pré-treinamento e *fine-tuning*. O pré-treinamento é realizado em dados não rotulados usando duas tarefas não supervisionadas: o *Masked Language Model* (MLM) e o *Next Sequence Prediction* (NSP), o que permite ao modelo aprender representações profundas e bidirecionais da linguagem. Para isso, são usados grandes corpora e recursos computacionais significativos. Já o *fine-tuning* é o processo pelo qual conhecimento pré-treinado é transferido e adaptado para executar tarefas específicas de PNL. Esse processo envolve inicializar o modelo com os parâmetros pré-treinados, adicionar poucos parâmetros específicos para a tarefa e ajustar todos os parâmetros usando dados rotulados da tarefa específica. O BERT pode ser utilizado em diversas tarefas PNL, tendo alcançado resultados de ponta em 11 delas no momento do seu lançamento (Devlin et al., 2019).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Métricas de desempenho

Precisão. Adotada especialmente quando falsos positivos têm alto custo, a precisão mede a proporção de previsões positivas corretas em relação a todas as previsões positivas feitas pelo modelo:

$$precisão = \frac{TP}{TP + FP} \quad (1)$$

em que TP é o número de verdadeiros positivos (previsões corretas de eventos) e FP, o de falsos positivos (previsões incorretas de eventos).

Cobertura. Também conhecida como *recall*, mede a proporção de previsões positivas corretas em relação a todos os casos positivos reais:

$$cobertura = \frac{TP}{TP + FN} \quad (2)$$

em que FN é o número de falsos negativos. A cobertura é especialmente importante quando a falha em detectar eventos é inaceitável.

F_1-score. Combina a precisão e cobertura por meio de sua média harmônica. É ideal quando ambos falsos negativos e falsos positivos são relevantes para o problema:

$$F_1 = 2 \times \frac{precisão \times cobertura}{precisão + cobertura} \quad (3)$$

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Avaliação preliminar

Os modelos foram inicialmente avaliados utilizando seus hiperparâmetros padrão, com o objetivo de obter uma visão preliminar do desempenho nas três classes de interesse. As simulações foram realizadas em um computador equipado com processador Intel Corei5-11400H, 24GB de RAM e GPU NVIDIA GeForce GTX 1650 com 4GB de memória dedicada.

Conforme apresentado na Tabela 1, os algoritmos tradicionais de *Machine Learning*, LR, RF e SVM, apresentaram desempenhos satisfatórios, com baixos tempos de treino e predição. Dentre eles, LR e RF se destacaram pelo bom equilíbrio entre precisão de cobertura, com *F_1-score* superior a 0,9 em todas as classes. Esses resultados indicam que são adequados para aplicações que exigem eficiência computacional e bom desempenho em tempo real.

O LSTM obteve precisão, cobertura e *F_1-score* inferiores a 0,9 em todas as classes, caracterizando-se como o modelo menos eficaz na tarefa de classificação. Já o BERT, embora tenha superado marginalmente os modelos tradicionais nas classes estolamento e vibração, apresentou um custo computacional elevado, com tempos de treinamento e

ISBN: 978-65-5222-057-8

e predição muito superiores aos demais.

Tabela 1: Avaliação inicial.

Classe	Modelo	Precisão	Cobertura	F_1-score	Tempo de treino (s)	Tempo de predição (s)
Estolamento	LR	0,984	0,984	0,984	0,030	9,39E-4
	RF	0,941	0,984	0,962	0,591	0,018
	SVM	0,976	0,961	0,969	0,625	0,023
	LSTM	0,794	0,854	0,823	5,563	0,388
	BERT	0,977	1,000	0,988	231,212	42,111
Prisão de coluna	LR	0,966	0,852	0,906	0,012	0,000
	RF	0,969	0,941	0,955	0,285	0,008
	SVM	0,935	0,852	0,892	0,053	0,003
	LSTM	0,607	1,000	0,755	3,758	0,481
	BERT	0,937	0,909	0,923	91,053	48,324
Vibração	LR	0,991	0,938	0,964	0,012	0,000
	RF	0,991	0,938	0,964	0,478	0,015
	SVM	0,983	0,923	0,952	0,484	0,017
	LSTM	0,960	0,753	0,844	4,646	0,407
	BERT	0,969	0,969	0,969	89,279	40,279

Assim, embora o BERT ofereça pequenos ganhos em desempenho, sua complexidade pode limitar a aplicação em cenários com restrições de recursos computacionais ou necessidade de respostas rápidas. Nessas condições, LR e RF demonstram melhor equilíbrio entre performance e custo computacional.

Otimização de hiperparâmetros e avaliação dos modelos

Com base na avaliação inicial, optou-se por realizar a otimização de hiperparâmetros apenas nos modelos que apresentaram melhor desempenho preliminar, considerando as métricas de erro e o custo computacional. Desse modo, o modelo baseado em LR foi selecionado para a classificação do estolamento e RF, para a classificação da prisão de coluna e vibração.

O ajuste de hiperparâmetros foi realizado por meio do *GridSearch*, que avalia as diferentes combinações de parâmetros em relação à validação cruzada com 5 divisões *(5-fold cross-validation)*. O espaço de busca considerado e os valores selecionados são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Otimização de hiperparâmetros.

Classe	Modelo	Hiperparâmetro	Grade	Selecionado
Estolamento	LR	C	1, 10, 12, 15	10
		Regularização	L1, L2	L2
Prisão de coluna	RF	Número de estimadores	50, 100, 200	200
		Profundidade máxima	*None**, 10, 20	20
Vibração	RF	Número de estimadores	50, 100, 200	100
		Profundidade máxima	*None**, 10, 20	20

**None*: indica que não há restrição no crescimento da árvore, podendo atingir a profundidade máxima possível.

ISBN: 978-65-5222-057-8

O desempenho final dos modelos é apresentado na **Error! Reference source not found.**. Os resultados mostram que a otimização de hiperparâmetros foi eficaz, melhorando a performance em relação aos resultados preliminares e elevando o *F_1-score* para valores entre 0,985 e 1,000.

Tabela 3: Avaliação final.

Classe	Modelo	Precisão	Cobertura	*F_1-score*
Estolamento	LR	1,000	1,000	1,000
Prisão de coluna	RF	1,000	0,970	0,985
Vibração	RF	0,992	0,992	0,992

CONCLUSÕES

Este trabalho avaliou a aplicação de diferentes modelos na classificação de eventos de perfuração, utilizando dados textuais de relatórios diários de uma empresa petrolífera. Foram analisados os modelos LR, RF, SVM, LSTM e BERT para classificar três eventos relacionados a NPT: estolamento, prisão de coluna e vibração.

Os modelos LR, RF e SVM apresentaram desempenhos semelhantes, com baixo custo computacional; destacando-se LR e RF, que alcançaram *F_1-scores* superiores a 0,9 nas três classes. O BERT resultou em métricas de erro similares, porém com um custo computacional elevado. Com a otimização de hiperparâmetros, LR e RF mostram-se opções eficientes para diferentes cenários, ao equilibrar alta performance e custo computacional.

A construção de modelos precisos de classificação de texto contribui para a extração de informações relevantes para a retroanálise da perfuração, permitindo a avaliação de desempenho, a identificação de padrões e a incorporação de lições aprendidas em novos projetos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALTINDAL, M. C., NIVLET, P., TABIB, M., RASHEED, A., KRISTIANSEN, T. G., KHOSRAVANIAN, R. Anomaly detection in multivariate time series of drilling data. Geoenergy Science and Engineering, v. 237, p. 212778, 2024.

ASIF, W., AL SALT, A. B., AL SULAIMANI, T., AL NOUFLI, N. Multi-label classification of daily drill reports (DDR) utilizing large language models (LLM). In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi: ADIPEC, 2024.

CINELLI, L. P., OLIVEIRA, J. F., PINHO, V. M., PASSOS, W. L., PADILHA, R., BRAZ, P. F., GALVES, B., DALVI, D. P., LEWENFUS, G., FERREIRA, J. O., JI, A. Y., OLIVEIRA, F. L., GONÇALVES, C. J., NETTO, S. L., SILVA, E. A., CAMPOS, M. L. Automatic event identification and extraction from daily drilling reports using an expert system and artificial intelligence. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 205, p. 108939, 2021.

ISBN: 978-65-5222-057-8

DAS, S. K., ALBAHRANI, H., BATHIJA, A. P., FINKBEINER, T. Minimizing drill-string-induced wellbore instability. In: Middle East Oil, Gas and Geosciences Show, Manama, Bahrain, February 2023.

DEVLIN, J., CHANG, M. W., LEE, K., TOUTANOVA, K. BERT: pre-training of deep bidirectional transformers for language understanding. Proceedings of the 2019 Conference of the North American Chapter of the Association for Computational Linguistics: Human Language Technologies, v.1, p. 4171 – 4186, 2019.

GÉRON, A. Mãos à Obra Aprendizado de Máquina com Scikit-Learn & TensorFlow: Conceitos, Ferramentas e Técnicas Para a Construção de Sistemas Inteligentes. Rio de Janeiro: Alta Books, 2019.

GUIDROZ, B., BARTON, S. Can you protect your motor without sacrificing performance? In: IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, San Diego, California, USA, March 2012.

HOFFIMANN, J., MAO, Y., WESLEY, A., TAYLOR, A. Sequence mining and pattern analysis in drilling reports with deep natural language processing. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, Septemper 2018.

JAMES, G., WITTEN, D., HASTIE, T., TIBSHIRANI, R., TAYLOR, J. An Introduction to Statistical Learning with Applications in Python. Springer, 2023.

MONTES, A. C., ASHOK, P., VAN OORT, E. Review of stuck pipe prediction methods and future directions. SPE Journal, p. 1 – 30, 2025.

PILLAI, P., RYALI, S., MANIAR, H., MANGSULI, P., ABUBAKAR, A. NLP applications in the oil and natural gas industry. Second International Meeting for Applied Geoscience & Energy, p.1956-1960, 2022.

VOS, K., PENG, Z., JENKINS, C., SHAHRIAR, M. R., BORGHESANI, P., WANG, W. Vibration-based anomaly detection using LSTM/SVM approaches. Mechanical System and Signal Processing, v. 169, p. 108752, 2022.

ZHANG, H., ZENG, Y., BAO, H., LIAO, L., SONG, J., HUANG, Z., CHEN, X., WANG, Z., XU, Y., JIN, X. Drilling and completion anomaly detection in daily reports by deep learning and natural language processing techniques. In: SPE/AAP/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Virtual, July 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTERFACES 3D: SIMULAÇÃO DE ALTO DESEMPENHO PARA OPERAÇÕES DE CIMENTAÇÃO DE POÇOS

Sergio Santiago Ribeiro[1], Rodrigo Lipparelli Fernandez[1], Lucas Constantino[1], Stélio Henrique Lopes Neto[1], Márcio da Silveira Carvalho[1], Carlos Pessanha Costa Carvalho[2]

[1]Departamento de Eng. Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rua Marquês de São Vicente 225, Gávea, Rio de Janeiro, RJ, CEP: 22453-900, msc@puc-rio.br, [2]CENPES/PDIDP/EPOCOS/PERF Petrobras, R. Horácio Macedo, 950, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, RJ, CEP: 21941-915, carlos.pessanha@petrobras.com.br

RESUMO

A eficiência no deslocamento de fluidos durante operações de cimentação é essencial para garantir a integridade estrutural e a segurança dos poços. Com esse foco, foi desenvolvido o Interfaces 3D, um simulador computacional tridimensional que modela o escoamento transiente de múltiplos fluidos — newtonianos e não newtonianos — em geometrias complexas, como colunas e espaços anulares com variações de inclinação, direção, excentricidade e diâmetro. O software resolve numericamente as equações de conservação de massa e de quantidade de movimento, utilizando a equação constitutiva de fluido Newtoniano Generalizado, com propriedades que podem depender da pressão e temperatura. O comportamento turbulento é tratado por modelo de viscosidade equivalente, e a malha computacional é gerada automaticamente. O simulador permite ainda a presença de tampões na coluna. Um dos principais diferenciais é a simulação acoplada do escoamento na coluna e no anular, possibilitando avaliar a interação entre regiões e os efeitos de contaminação entre fluidos. Implementado em C++ com computação paralela e encapsulado em uma aplicação web desenvolvida em Python e JavaScript, o sistema possui interface responsiva, amigável e acessível a usuários não especialistas em Fluido Dinâmica Computacional (CFD). A aplicação permite importar dados em formato JSON e está sendo integrada ao ambiente Petrobras, com interoperabilidade com o PoçoWeb. Os resultados incluem visualização das interfaces, eficiência de deslocamento e previsão do topo de cimento ao longo do tempo, e também a geração de relatório em PDF com os resultados finais de cada injeção. Testes experimentais estão em andamento para validação da metodologia, complementados por simulações em softwares comerciais e dados de campo. O projeto adota diversas estratégias de computação de alto desempenho (HPC) na modelagem e na implementação, que garantem ganhos significativos em velocidade de simulação sem perda de representatividade física, tornando o Interfaces 3D uma ferramenta robusta e eficiente para aplicação em campo.

Palavras-chave: cimentação de poços, deslocamento de fluidos, simulação numérica tridimensional, integração com PoçoWeb, cenários complexos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A eficiência no deslocamento de fluidos durante as operações de cimentação é um dos principais fatores que determinam a integridade do poço ao longo de sua vida útil. A remoção eficaz do fluido do poço e o posicionamento preciso do cimento são fundamentais para evitar problemas como canais de gás, falhas de isolamento e outras complicações operacionais de alto custo, como mostrado na Figura 1. O desempenho da cimentação depende de diversos fatores, incluindo geometria do poço, condições operacionais e propriedades dos fluidos envolvidos — como reologia e densidade — entre outros (ETRATI et al., 2020; AKBARI et al., 2022; FARAMARZI et al., 2024).

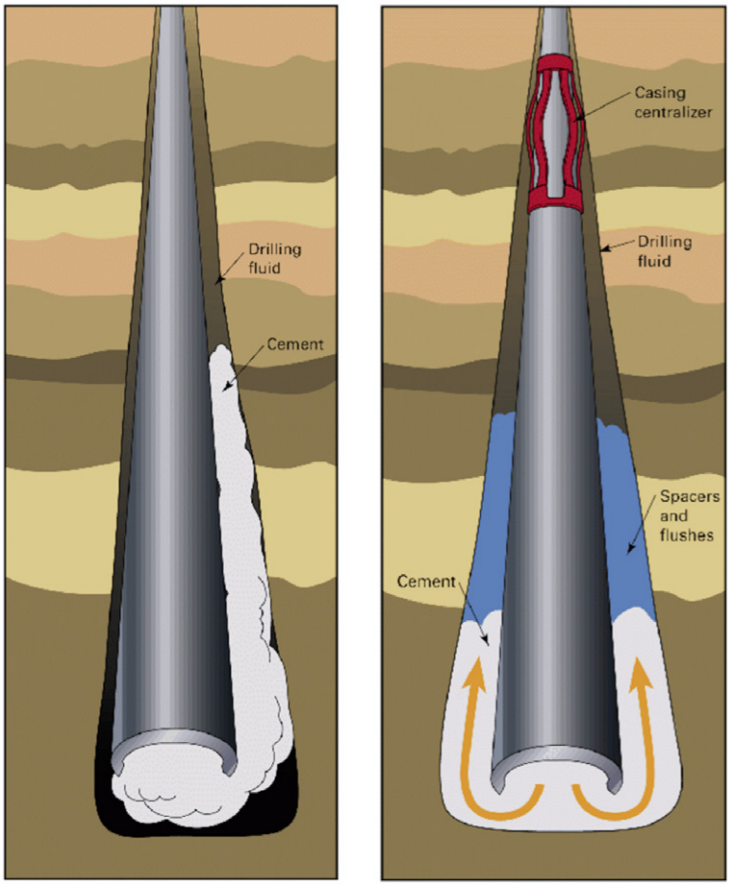


Figura 1: Página de resultados da interface web do Interfaces 3D.
Fonte: LabSC website

Simuladores bidimensionais (2D) tradicionais têm desempenhado um papel importante na modelagem dessas operações. No entanto, muitas vezes falham em representar a física do problema, especialmente em poços com inclinação acentuada, grandes variações de diâmetro e poços excêntricos. Os recentes avanços computacionais possibilitaram o

ISBN: 978-65-5222-057-8

Apesar disso, a razão de aspecto do espaço anular em poços de petróleo ainda impõe limitações às simulações 3D na escala real, restringindo-as a intervalos curtos e seções de poços. Como alternativa, modelos assintóticos baseados na teoria da lubrificação têm ganhado destaque por sua maior eficiência computacional e boa predictibilidade. Diversas versões desses modelos têm sido desenvolvidas com o objetivo de aperfeiçoar essa abordagem, incorporando aspectos como rotação e reciprocação da coluna, excentricidade e reologia de fluidos não newtonianos (BITTLESTON et al., 2002; DE PINA & CARVALHO, 2006; CARRASCO-TEJA & FRIGAARD, 2009; GOMES & CARVALHO, 2009; MALEKI & FRIGAARD, 2017, 2018, 2019).

Nesse contexto, o Interfaces 3D surge como uma proposta inovadora para superar esses desafios, aplicando uma modelagem otimizada, capaz de simular cenários de campo em minutos. Com foco em alto desempenho e interface gráfica amigável, a aplicação está disponível no ambiente web Petrobras. O sistema se apoia em simplificações inteligentes e no suporte à infraestrutura de computação de alto desempenho (*High-Performance Computing* - HPC) disponível.

METODOLOGIA

O escoamento no espaço anular é o foco de operações de cimentação primária. Esse escoamento é particularmente desafiador devido à geometria estreita e alongada entre a parede do poço e a coluna de revestimento. No Interfaces 3D, esse cenário é tratado por meio de uma formulação híbrida que combina os benefícios da Teoria da Lubrificação (De Pina e Carvalho, 2006), tratando de forma 2D os escoamentos em regiões com pequenas espessuras, com discretização tridimensional para o transporte de fluidos. Essa combinação (2,5D) possibilita a captura dos efeitos mais relevantes para a movimentação das interfaces entre os fluidos envolvidos, sem a necessidade de uma malha excessivamente refinada e computacionalmente onerosa.

Buscando o equilíbrio entre a acurácia e a eficiência operacional, a formulação do escoamento modela os diversos fluidos como uma mistura contínua, cujas propriedades (como viscosidade e densidade) são calculadas com base na composição local e nas concentrações dos diferentes fluidos presentes. Essa abordagem permite rastrear a contaminação entre fluidos e simular sua evolução temporal, auxiliando na tomada de decisão quanto à qualidade da cimentação.

O Interfaces 3D utiliza o conceito de viscosidade equivalente (Gomes e Carvalho, 2009) — uma estratégia que incorpora no modelo o comportamento de fluidos não newtonianos, como espaçadores e pastas de cimento, por meio de uma viscosidade ajustada que reproduz os efeitos observados em campo. Isso torna possível simular ambos os regimes de escoamento, laminar e turbulento, de forma ágil e sem a necessidade de modelos excessivamente complexos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Além disso, o modelo proposto incorpora a aplicação de condições operacionais reais, como a movimentação da coluna por rotação e reciprocação, e o uso da condição de deslizamento nas paredes, permitindo simular perfis de escoamento do tipo *plug flow*, característicos de alguns cenários. Essa flexibilidade torna o simulador útil para avaliar diferentes estratégias de bombeio, identificar regiões com risco de canalização e estimar a eficiência global da operação.

O software possui ainda um módulo de escoamento na coluna, desenvolvido com o objetivo de representar com fidelidade o deslocamento descendente dos fluidos pelo interior do revestimento ou de outras geometrias tubulares típicas, como Flex-tubo — usado em operações de tamponamento e retrabalho. Esse módulo pode ser simulado de forma isolada ou acoplado ao anular, de forma a representar as operações reais de forma integral.

Diferentemente do escoamento anular, onde a Teoria da Lubrificação pode ser aplicada, o escoamento na coluna exige uma abordagem mais abrangente e completamente tridimensional. Nesta parte do domínio são resolvidas as equações de Navier-Stokes linearizadas, de forma acoplada e no sistema de coordenadas cilíndricas (3D). As técnicas de linearização utilizadas possibilitam agilizar as simulações, sem comprometer a representatividade física do problema.

No processo de cimentação, a região de transição entre a extremidade da coluna e o início do anular é conhecida como sapata. Esse ponto é o limite de separação dos domínios computacionais do módulo da coluna (3D) e do anular (2,5D), e o acoplamento garante a continuidade da vazão entre dois domínios de dimensionalidade distinta. A estratégia adotada consiste na transferência de informações de concentração dos fluidos por meio de médias radiais ponderadas, calculadas para cada fatia angular. Essa média elimina a necessidade de compatibilidade rígida entre as malhas do tubo e do anular, permitindo que a interpolação entre os domínios seja realizada mesmo com discretizações diferentes.

Nas operações, separadores mecânicos, chamados de plugues, são utilizados na descida dos fluidos pela coluna, visando evitar contaminações. No entanto, sabe-se que devido a problemas operacionais, muitas vezes os plugues podem ter seu lançamento atrasado ou até mesmo nem ocorrer. Desta forma, este módulo permite ao usuário comparar a qualidade das interfaces dos fluidos que chegam na sapata, em cenários com ou sem separadores.

O usuário pode inserir separadores entre quaisquer fluidos na sequência de bombeio, especificando suas propriedades, como posição de ruptura e diâmetro interno. A partir dessas informações, o Interfaces 3D trata numericamente o separador como uma barreira física que impede a mistura entre os fluidos anteriores e posteriores, mantendo o isolamento até o momento em que o separador se rompe. Isso permite ao usuário avaliar a real eficácia dos separadores na operação planejada e os efeitos de falhas no seu lançamento, analisando densidade, viscosidade e posicionamento dos fluidos para tomar decisões ótimas sobre o uso desses dispositivos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A simulação acoplada dos escoamentos na coluna e no anular permite avaliar simultaneamente a eficiência do deslocamento dos fluidos nos sentidos descendente e ascendente, identificar possíveis contaminações e, a partir dessas análises, ajustar os parâmetros operacionais. As condições de contorno adotadas refletem a realidade operacional, com prescrição de vazão na entrada e pressão na saída, além de também permitir a simulação dos movimentos de rotação e reciprocação da coluna durante a descida.

Além da capacidade de simulação numérica da física do problema, o Interfaces 3D foi projetado com foco em acessibilidade e integração prática com o ambiente operacional. Como ilustrado na Figura 2, o sistema conta com uma interface web responsiva, que permite que usuários sem conhecimento especializado em CFD configurem e executem simulações com facilidade. A ferramenta foi desenvolvida para interoperar com o ambiente corporativo da Petrobras, integrando-se ao sistema PoçoWeb, com importação automática de dados operacionais e geração de malha computacional com granularidade adaptativa. Esse recurso elimina a necessidade de ajustes manuais ou conhecimento avançado sobre discretização numérica, tornando o Interfaces 3D uma solução prática e robusta para os engenheiros de projeto e de campo.

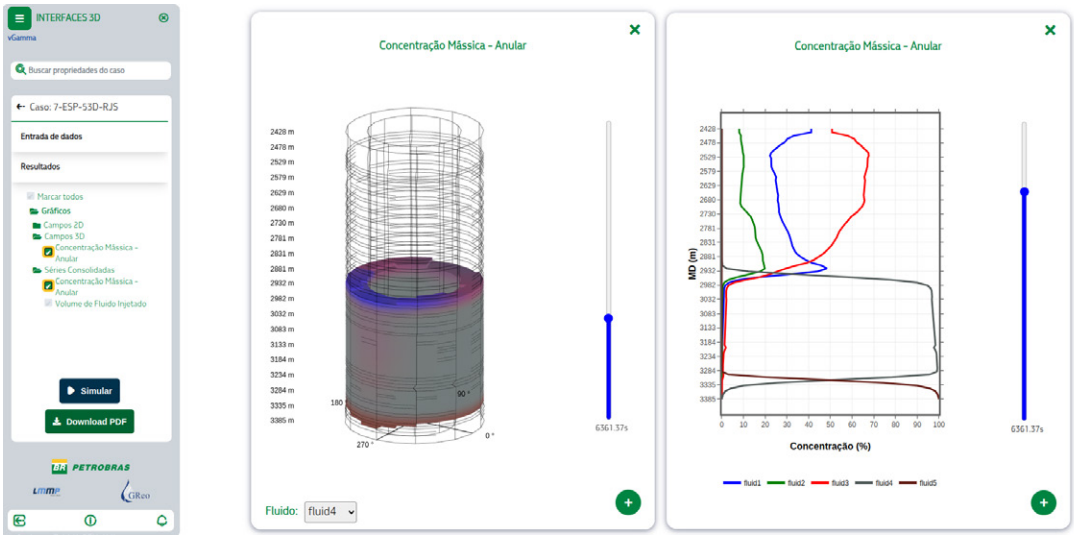


Figura 2: Página de resultados da interface web do Interfaces 3D.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com o objetivo de avaliar a coerência dos resultados do Interfaces 3D, foram definidos dois casos de estudo: anular e coluna. No caso do anular, é possível fazer a comparação direta dos resultados do simulador com dois valores de referência: um experimento físico controlado e uma simulação numérica realizada no software Ansys Fluent (ANSYS, 2025).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Ambas as simulações e o experimento foram realizados sob as mesmas condições: um espaço anular excêntrico e inclinado, escoamento multifásico com três fluidos e propriedades idênticas. O objetivo era acompanhar a evolução da interface de deslocamento entre os fluidos ao longo do tempo e avaliar a capacidade do Interfaces 3D de reproduzir, com fidelidade, os principais fenômenos de escoamento em geometrias não triviais.

A Figura 3 apresenta a evolução da interface ao longo do tempo. Na primeira linha, observam-se imagens do experimento real. A segunda linha mostra os resultados da simulação com Fluent, e a terceira linha, os resultados obtidos com o Interfaces 3D. Há correspondência entre as três abordagens, como a reprodução da frente do escoamento, das zonas de contaminação e do padrão assimétrico de escoamento, evidenciando a capacidade do Interfaces 3D de representar o comportamento físico mesmo em geometrias inclinadas e excêntricas.

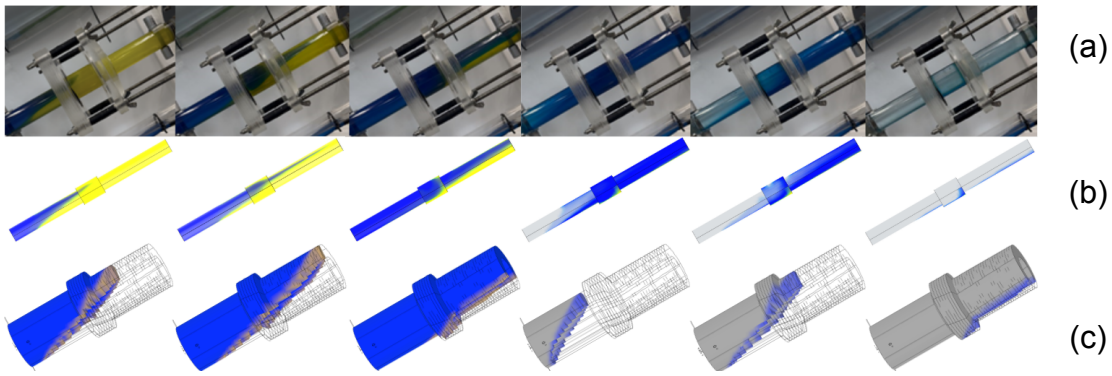


Figura 3: Comparação da evolução da interface: (a) experimento; (b) simulação no Fluent - 12 horas; (c) simulação do Interfaces 3D - 2 minutos.

O principal destaque deste caso está no desempenho computacional. Enquanto a simulação realizada com Fluent exigiu cerca de doze horas de processamento, o Interfaces 3D executou a mesma simulação em apenas dois minutos. Esse ganho de performance é resultado direto das estratégias implementadas no Interfaces 3D. Essa diferença expressiva em tempo de simulação transforma o uso da simulação em campo, tornando viável o uso de modelos tridimensionais detalhados em tempo real para tomada de decisão, planejamento de operações e respostas rápidas durante situações críticas.

Resultados complementares, comparações adicionais e análises mais aprofundadas sobre esse caso, incluindo variações de geometria e propriedades dos fluidos, podem ser consultados no artigo publicado por Xavier *et al.*, (2025).

ISBN: 978-65-5222-057-8

O caso de coluna foi desenvolvido para simular uma situação comum de falha operacional em campo. O uso de separadores mecânicos entre fluidos durante bombeio de cimentação, prática normalmente adotada para preservar as interfaces e garantir o isolamento adequado entre fluidos com funções distintas. No entanto, falhas operacionais ou limitações logísticas podem impedir a inserção dos separadores durante a execução da operação, comprometendo a eficiência do deslocamento e aumentando o risco de contaminação entre fluidos.

Neste caso, foi considerada uma sequência com quatro fluidos com diferentes propriedades reológicas e densidades, organizados de modo que a hierarquia entre eles favoreça o escoamento no anular, mas desfavoreça o escoamento na coluna. Essa condição, por si só, já exige atenção, pois tende gerar comportamento assimétrico de deslocamento e acúmulo de fluido deslocado nas regiões críticas da geometria.

A Figura 4.a apresenta o resultado da simulação com os plugues. O escoamento mostra interfaces bem definidas e deslocamento coeso, sem sobreposição entre os fluidos. Os plugues atuam conforme esperado, impedindo a contaminação e mantendo o perfil de deslocamento adequado, mesmo com a desfavorabilidade natural da coluna. Esse é o cenário considerado ideal em campo.

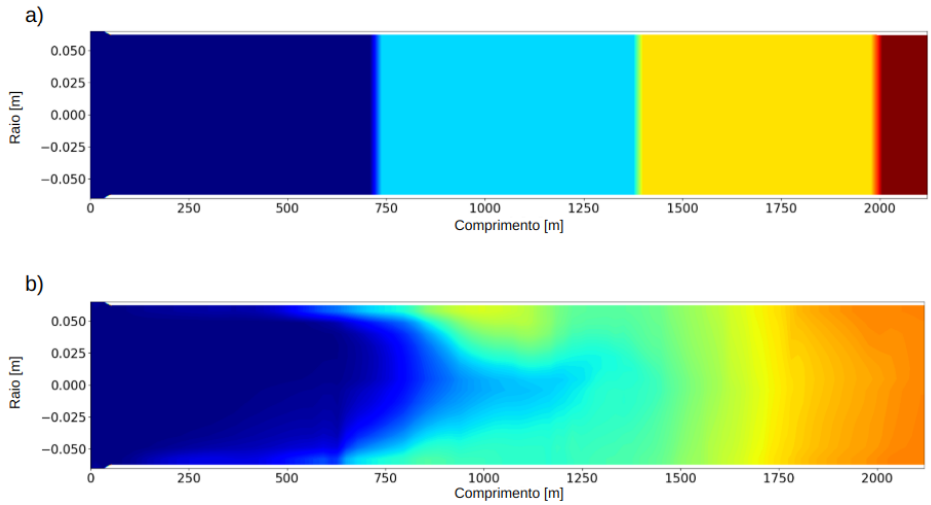


Figura 4: Campos de concentração dos fluidos ao longo da coluna, representada pelas diferentes cores dos fluidos: (a) com plugues; (b) sem plugues, exibindo contaminação.

Já a Figura 4.b mostra o resultado do mesmo instante de tempo, porém sem o uso de plugues. O que se observa é uma mistura intensa entre os fluidos, com fluido injetado avançando pelo centro da coluna e os fluidos anteriores sendo empurrados para as bordas. A interface se perde, e regiões extensas de transição são formadas. Esse comportamento pode comprometer totalmente a qualidade da cimentação, resultando em falhas no isolamento das zonas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Além desses casos de validação, a aplicabilidade do Interfaces 3D vem sendo posta à prova em operações reais de poço. Foram realizadas simulações que incluíram casos de campo com dados operacionais, representando diferentes condições típicas encontradas durante operações de cimentação. Os dados operacionais são majoritariamente importados diretamente por meio da importação de outros sistemas Petrobras. Isso permite a configuração com fidelidade às condições operacionais, respeitando as sequências de bombeio, geometria e propriedades dos fluidos utilizados. Dentre os cenários simulados, destacam-se poços com configurações verticais e inclinadas, nos quais a sequência envolvia três ou mais fluidos, com diferenças significativas de densidade e viscosidade. Os resultados obtidos pelo Interfaces 3D permitiram avaliar o avanço das interfaces, o perfil de mistura e a eficiência de deslocamento ao longo do tempo.

CONCLUSÕES

O projeto Interfaces 3D representa um avanço significativo na modelagem e simulação do deslocamento de fluidos em operações de cimentação e tamponamento de poços, especialmente em cenários desafiadores caracterizados por geometrias irregulares, múltiplos fluidos com propriedades distintas e condições operacionais reais. Combinando precisão física, eficiência computacional e acessibilidade operacional, o simulador foi desenvolvido para atender diretamente às demandas da engenharia de poços na indústria de petróleo e gás.

A qualidade dos resultados foi verificada por meio de validações e, em todos os cenários, o Interfaces 3D demonstrou alta capacidade de representar os principais fenômenos associados ao escoamento multifásico. Na geometria anular, foi possível identificar canalizações por caminhos preferenciais, seja por efeitos gravitacionais ou de excentricidade. Na geometria de coluna, o simulador é capaz de reproduzir diferentes cenários, permitindo não apenas diagnosticar o risco associado à falha no lançamento dos plugues, mas também quantificar seu impacto direto no desempenho da cimentação. Ao oferecer esse tipo de análise, o Interfaces 3D se consolida como uma ferramenta estratégica para antecipar falhas, validar arranjos operacionais e otimizar a eficiência do processo de cimentação, elevando o controle técnico disponível nas etapas de planejamento e execução em campo.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras, CNPq, CAPES, FINEP e FAPERJ pelo apoio financeiro. Agradecemos, ainda, aos parceiros da Petrobras Rafael Peralta Muniz Moreira, Thiago da Silva Piedade, João Bosco de Carvalho Junior, Ingrid Ezechiello da Silva, José Marcelo Silva Rocha, Umberto Sansoni Junior, André Leibsohn Martins e Iolanda Scheibe de Siqueira pelo suporte técnico e pela colaboração ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Akbari, S., & Taghavi, S. M. (2023). Buoyant fluid injections at high viscosity contrasts in an inclined closed-end pipe. Physics of Fluids, 35(2).

ANSYS, 2025. “ANSYS Fluent”. https://www.ansys.com/products/fluids/ansys-fluent. Accessed: May 21, 2025.

Bittleston, S., Ferguson, J. and Frigaard, I., 2002. “Mud removal and cement placement during primary cementing of an oil well–laminar non-newtonian displacements in an eccentric annular hele-shaw cell”. Journal of Engineering Mathematics, Vol. 43, No. 2, pp. 229–253.

Carrasco-Teja, M. and Frigaard, I., 2009. “Displacement flows in horizontal, narrow, eccentric annuli with a moving inner cylinder”. Physics of Fluids, Vol. 21

De Pina, E.P. and Carvalho, M.S., 2006. Three-dimensional flow of a Newtonian liquid through an annular space with axially varying eccentricity.

Etrati, A., Roustaei, A., & Frigaard, I. A. (2020). Strategies for mud-removal from washouts during cementing of vertical surface casing. Journal of Petroleum Science and Engineering, 195, 107454.

Faramarzi, M., Akbari, S., & Taghavi, S. M. (2024). Buoyant miscible viscoplastic injections. Physical Review Fluids, 9(7), 073301.

Gomes, F.C. and Carvalho, M., 2009. Modelo assintótico do deslocamento de líquidos em anulares com excentricidade variável. Master 's thesis, PUC-Rio.

Maleki, A. and Frigaard, I., 2019. “Comparing laminar and turbulent primary cementing flows”. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 177, pp. 808–821.

Maleki, A. and Frigaard, I., 2017. “Primary cementing of oil and gas wells in turbulent and mixed regimes”. Journal of Engineering Mathematics, Vol. 107, pp. 201–230.

Maleki, A. and Frigaard, I.A., 2018. “Turbulent displacement flows in primary cementing of oil and gas wells”. Physics of Fluids, Vol. 30, No. 12.

Tardy, P.M., 2018. “A 3d model for annular displacements of wellbore completion fluids with casing movement”. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 162, pp. 114–136.

Xavier, M. P., *et al.*, Sensitivity Analysis of Flow Displacement in Oil Wells, Proceedings of the ASME 2025 44th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE2025 June 22-27, 2025, VANCOUVER, BRITISH COLUMBIA, CANADA.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MODELAGEM DE ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO EM POÇOS DE COMPLETAÇÃO INTELIGENTE

Luiz Felipe Alves Borges[1], Jackson Silvério de Sousa[2], Leonardo Alves da Silva[3], Jamile Eleutério Delesposte[4], Luiz Antonio de Oliveira Chaves[5], Rodolfo Cardoso[6]

[1]Universidade Federal Fluminense, lborges@id.uff.br, [2]Universidade Federal Fluminense, jackson_silverio@id.uff.br, [3]Universidade Federal Fluminense, leonaardoas@gmail.com, [4]Universidade Federal Fluminense, jamile_delesposte@id.uff.br, [5]Universidade Federal Fluminense, luizchaves@id.uff.br, [6]Universidade Federal Fluminense, rodolfo_cardoso@id.uff.br

RESUMO

Poços produtores de Completação Inteligente (CI) tem como objetivo otimizar o fator de recuperação por meio de manobras gerenciais nas válvulas de controle de intervalo (ICVs). Com o intuito de estimar a produção sob diferentes condições operacionais, modelos matemáticos de elevação de fluidos empregados correlacionam variáveis para medição do desempenho. Este trabalho consiste na modelagem exploratória dos comportamentos físicos dos reservatórios (IPR) acoplado ao sistema de elevação do fluido até a superfície (TPR), com base em equações que descrevem os regimes de escoamento e as condições operacionais, considerando o controle de ICVs com acionamento hidráulico direto. A pesquisa demonstrou as correlações constitutivas na construção de um modelo digital com resultados gerados por simulação computacional dos efeitos no IP (Índice de Produtividade) e no gradiente de pressão em um poço produtor do pré-sal por alteração na ICV multiposição. Os resultados do modelo demonstraram a dinâmica operacional do sistema com avaliação de regras para caracterização do desempenho e informações do poço que fundamentam intervenções para maximizar a recuperação do fluido a ser produzido.

Palavras-chave: Modelagem computacional, escoamento multifásico, modelo de produção, engenharia de reservatórios.

ISBN: 978-65-5222-057-8

1.INTRODUÇÃO

A crescente demanda por eficiência e sustentabilidade na exploração de óleo e gás, especialmente em ambientes complexos, tem impulsionado a aplicação de ferramentas computacionais capazes de simular com precisão os fenômenos nos sistemas produtivos para gerar informações e orientar decisões.

Nesse ambiente, a arquitetura de Completação Inteligente (CI) é alvo de interesse de pesquisa por ser uma das tecnologias direcionadas a aumentar a capacidade de extração de óleo em reservatórios que apresentam múltiplas zonas produtivas (Carvajal et al., 2018; Taha e Amani, 2019). Os procedimentos de controle operacional das Interval Control Valves (ICVs), instaladas em poços produtores com CI, têm como objetivo otimizar o Fator de Recuperação (FR) e o gerenciamento do fluxo (Sleptsov et al., 2024). O processo é desenvolvido por meio de ajustes na válvula para maior precisão e melhor gestão da produção, além de possibilitar a seleção de zonas específicas do reservatório e o momento adequado para a explotação dos fluidos (Taha e Amani, 2019). A tecnologia de CI está dentro das mais modernas e atuais, fazendo parte do movimento da Digitalização de Campos de Petróleo embarcada no Gêmeo Digital (Digital Twin) para aumentar a confiabilidade na aquisição e controle de dados (Carvajal et al., 2018). Dessa forma, para subsidiar a tomada de decisão em sistemas de produção, torna-se essencial o uso de modelos computacionais capazes de representar com fidelidade os mecanismos físicos envolvidos na elevação de fluidos e ampliar oportunidades para construção de cenários digitais em diferentes condições operacionais do poço.

Nessa perspectiva, o trabalho propõe apresentar os fundamentos da modelagem e simulação do desempenho do poço, integrando as curvas de desempenho de influxo (*Inflow Performance Relationship* - IPR) e de elevação (*Tubing Performance Relationship* - TPR) com a finalidade de encontrar ponto ótimo de operação e maximizar o Índice de Produtividade (IP) do poço, e principalmente gerar dados para futuros desenvolvimentos.

Por meio do método proposto, busca-se avaliar o impacto das configurações operacionais no IP, métrica usada para medir a capacidade de produção junto com gradiente de pressão (Tarek, 2019), fornecer subsídios para análises de desempenho e informações que possam maximizar a recuperação de fluidos pelo aumento do FR do poço.

2. METODOLOGIA

O método da pesquisa envolve a compreensão e a definição dos mecanismos fundamentais de escoamento de fluidos no reservatório e a elevação em colunas por meio da pesquisa na literatura com a especificação das equações constitutivas para modelagem de fluxo.

A primeira abordagem da pesquisa exploratória, considera avaliar os tipos de mecanismos de fluxos, modelos simplificado de fluxo monofásico (homogeneous-flow) e o bifásico (separated-flow), construir um modelo e aplicar com os dados operacionais de três zonas produtoras do poço. O processo consiste em fazer a análise físico-matemática do comportamento do reservatório e da elevação do fluido até a superfície.

ISBN: 978-65-5222-057-8

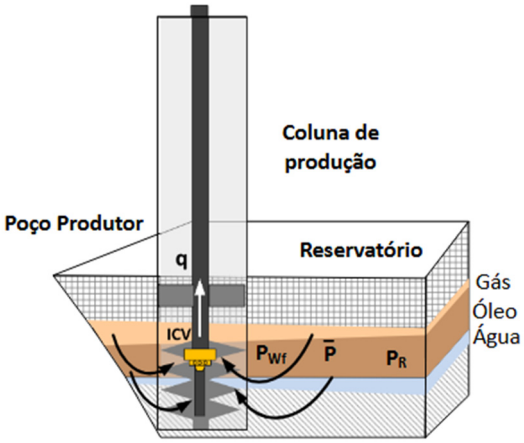


Figura 1: Modelo conceitual de um poço com ICV em uma zona reservatório.

As etapas do método compreendem a delimitação do volume de controle - sistema reservatório e coluna de produção - seguida da pesquisa dos fenômenos e as respectivas variáveis pertinentes da modelagem, como a vazão de produção (q) no poço, a pressão do reservatório (P_R) ou a pressão média estática ($\bar{P}$), além da pressão em fluxo de fundo de poço (P_{wf}), região do anular, zona de formação instalada a ICV. Na Figura 1 são demonstrados os principais elementos e variáveis de interesse na pesquisa.

2.1 Comportamentos físicos dos reservatórios (IPR)

A análise da dinâmica dos reservatórios está diretamente relacionada ao desempenho do poço produtor. O estudo do reservatório é a base para a compreensão dos processos de extração de petróleo, gás natural e líquidos associados, sendo definido pelas variáveis como a pressão exercida pelo fluido no interior do poço, a temperatura e o fluxo de saída (Nwanwe et al., 2020, Guo et al., 2017).

Além disso, a curva IPR descreve a relação entre a vazão de produção e a pressão no fundo do poço, e sua forma pode variar conforme 3 tipos de regimes de escoamento predominante (Tarek, 2019).

No regime transiente, a taxa de variação de pressão ainda não alcançou os limites do reservatório, resultando em uma distribuição de pressão que varia com o tempo e a posição sendo definida na fase inicial da vida produtiva do poço. No modelo estacionário (steady-state), a distribuição de pressão no reservatório permanece constante ao longo do tempo, embora varie espacialmente não sendo padrão frequentemente encontrado nas formações geológicas. No caso do regime pseudo-estacionário (pseudo steady-state), o cenário ocorre quando a pressão atinge os limites do reservatório e provoca uma distribuição uniforme em todos os pontos da formação. Nessa fase, a pressão média decai linearmente com o tempo, caracterizando a fase madura do campo (Tarek, 2019 e Economides et al., 2012).

As condições de drenagem do reservatório (drawdown) representam o diferencial de pressão PR e Pwf , e influenciam diretamente o escoamento de fluidos do reservatório para a zona de elevação ao longo do tempo, a medida que as pressões e saturação se modificam (Guo et al., 2017).

ISBN: 978-65-5222-057-8

As principais expressões matemáticas da estimativa do IPR para cada um dos regimes são apresentadas na Tabela 1 conforme as características de aplicação em função da vazão (q), vazão de produção de óleo (qo), pressão do reservatório (PR) ou ( ) e a pressão de fluxo de fundo do poço (Pwf) (Guo et al., 2017; Nwanwe et al., 2020; Tarek, 2019 e Economides et al., 2012).

Tabela 1: Resumo das correlações para curvas de influxo e dinâmica de escoamento.

Correlação	Equação	Característica
Fetkovich (1973)	$q = q\left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right)^2\right]^n_{max}$	Modelo empírico de produtividade para poços com fluxo de óleo sob condições gás em solução.
Vogel (1968)	$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \times \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.8 \frac{{P_{wf}}^2}{P_R}$	Aplicação para influxo de óleo, reservatório de óleo saturado (regime pseudo-estacionário).
Adaptada de Vogel (1973)	$\frac{q}{q_{0max}} = \left(1 - \mathrm{U} \cdot \frac{P_{wf}}{P_R} - (1 - \mathrm{U}) \times \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2\right)^n$	Combina o modelo de declínio da pressão com equações de influxo; aplicável a diferentes regimes.
Zhang (1992)	$\frac{q}{q_{0max}} = 0.9885 + 0.2055 \frac{P_{wf}}{P_R} - 1.1818 \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2$	Correlação empírica para escoamento multifásico em reservatórios.

2.2 Sistema de elevação do fluído

A curva TPR representa a relação entre a pressão e a vazão ao longo da coluna de produção e está intrinsecamente associada à taxa de extração de fluidos do reservatório. Em geral, à medida que se busca aumentar a vazão de produção, observa-se uma elevação na pressão requerida para o escoamento. Isso ocorre porque, operacionalmente, busca-se maximizar a produção com o mínimo de perdas de energia, o que se traduz em uma inclinação positiva da curva TPR no diagrama pressão–vazão (Guo et al., 2017).

Para que seja possível a transição entre diferentes regimes de escoamento ao longo da curva TPR, deve ocorrer alterações nas propriedades dos fluidos, em especial na densidade. Essas variações são diagnosticadas por meio do monitoramento de parâmetros como temperatura e volume, o que impacta diretamente na vazão do sistema. Dessa forma, o escoamento pode evoluir de uma condição monofásica para uma multifásica, influenciando significativamente os perfis da curva TPR (Guo et al., 2017; Economides et al., 2012).

O perfil da curva TPR é sensivelmente afetado pelo modelo de escoamento adotado para representar o comportamento do fluido ao longo da coluna de produção. Dentre os modelos amplamente utilizados, destacam-se os modelos de escoamento homogêneo (*homogeneous-flow models*) e os modelos de escoamento separado (*separated-flow models*) (Guo et al., 2017). Cada abordagem adota premissas distintas quanto à distribuição das fases (líquido e gás), impactando diretamente o cálculo da queda de pressão e, consequentemente, o desempenho do sistema drenagem e elevação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Com base nesses modelos, é possível estabelecer equações que descrevem matematicamente o comportamento da TPR, principalmente as correlações que tratam dos mecanismos de fluxo na coluna. Um desses modelo com maior precisão é o bifásico, apresentado em Economides et al. (2012) e definido como *separated-flow,* pois as fases líquida e gasosa escoam com velocidades distintas e ocupam regiões separadas da seção transversa da coluna. Sua aplicação é adequada para regimes com separação física evidente entre as fases (estratificado, anular, *slug*) e requer a formulação individual das equações de conservação para cada fase. A correlação de Hagerdorn-Brown em unidades de campo é utilizada nesse caso para representar as regiões de separação de fluxo e o diferencial de pressão na coluna (Equação 1).

$$144\frac{dp}{dz} = \rho_m + \frac{f_M \times m^2}{7.41310^{10}\, D^5\, \rho_m} + \rho_m\left(\frac{\Delta({u_m}^2)}{2g_c\Delta z}\right) \quad (1)$$

As variáveis são:

- $\frac{dp}{dz}$: gradiente de pressão na coluna em função do segmento de altura Δz.
- ρ_m: densidade média da mistura do fluido no segmento da coluna (topo e fundo).
- D: diâmetro da coluna.
- f_M : fator de atrito na coluna.
- m: fluxo de massa total.
- u_m: velocidade de mistura, soma das velocidades superficiais de gás e líquido.

No desenvolvimento de um modelo simplificado e genérico, adota-se a hipótese da ausência de deslizamento entre as fases líquida e a equação de Poettmann e Carpenter é utilizada para obter a variação de pressão em um escoamento trifásico (gás, óleo e água) de acordo com Guo et al., (2017): *homogeneous-flow* assume que as fases estão completamente misturadas e escoam com a mesma velocidade, tratando o sistema como uma única fase. A variação de pressão é estimada pela Equação 2 para uma seção da coluna vertical. Ao segmentar a tubulação em intervalos discretos de altura (Δh), o modelo proporciona estimativas precisas, cuja solução é obtida por meio de um processo iterativo de métodos numéricos por programação.

$$\Delta p = \left(\rho_m + \frac{k_m}{\rho_m}\right)\frac{\Delta h}{144} \quad (2)$$

Onde k_m é definido como:

$$k_m = \frac{f_F\, q_0\, M^2}{7.41310^{10}\, D^5\, \rho_m} \quad (3)$$

E as variáveis são,

- f_F : fator de atrito de Fanning.
- ρ_m: densidade média da mistura do fluido no segmento da coluna (topo e fundo).
- D: diâmetro da coluna.
- M: massa total equivalente de 1 bbl de óleo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

2.3 Índice de produtividade (IP)

A métrica IP ou J é utilizada para avaliar a capacidade produtiva de um poço. Definida conforme a Equação 4, representa a razão entre a vazão de produção de líquidos (q) e a diferença de pressão entre o reservatório (P_R) e a região de fundo do poço (P_{wf}) durante o escoamento (Tarek, 2019).

$$IP = \frac{q}{P_R - P_{wf}} \quad (4)$$

É importante destacar que a estabilização da pressão na superfície não garante a manutenção da pressão no fundo do poço (Economides et al., 2012); portanto, a medição de P_{wf} deve ser feita de forma contínua desde o início da produção para garantir a precisão na estimativa do IP.

Para uma análise abrangente do desempenho do poço, é necessária a verificação dos perfis das curvas IPR nas condições de fluxo do reservatório e do sistema elevação TPR, pois demonstram os cenários de produção, como tratado por Nwanwe et al. (2020) e Guo et al. (2017). A interseção entre os perfis define o ponto de performance, ponto de operação estável. No processo de validação do modelo de fluxo, considerou-se apropriado realizar várias simulações com vazão variável, seguindo a mesma abordagem da análise nodal, utilizando uma representação simplificada do reservatório que ainda captura adequadamente os principais mecanismos do gradiente de pressão ao longo do reservatório radial e a vazão do poço (Nwanwe et al., 2020).

A relação IPR não linear nesse caso, assume um fluido incompressível e um meio poroso com permeabilidade constante, onde o fluxo em direção às perfurações é radial e em estado estacionário, conforme explicitado por Rosa et al. (2006). Nessas circunstâncias, de acordo com a lei de Darcy, existe uma relação direta entre o fluxo de líquido que entra no poço e a queda de pressão ao longo do caminho, de modo que o IP permanece constante. Esse ponto pode ser otimizado por meio de intervenções operacionais ou ajustes no projeto, dependendo da estratégia de produção adotada.

2.4 Caso teste

A base de dados usadas na simulação é oriunda do sistema produtivo da região do Pré-sal, Bacia de Santos, poço vertical com 3500 m de profundidade, operando em lâmina d´água de 1.994 m para extração de óleo de 27o API e razão gás-óleo (RGO) que varia de 375 a 448 m3 /m3 (Oliveira et al., 2021; Petersohn et al., 2022). As informações apresentadas nas Tabelas 2 e 3 descrevem os dados extraídos dos sensores instalados na coluna do poço produtor fornecidos pela empresa operadora do campo. Na Figura 5 é representado um desenho da configuração do poço com as 3 zonas produtoras onde estão alojadas as ICVs.

Tabela 2: Resumo dos parâmetros de produção (bbl/dia).

Variável	Descrição	Vazão
Fluxo em produção início q	produção do poço poço 10	9300 bbl/dia (início)
Fluxo em produção pós 5 anos q	produção do poço poço 10	2600 bbl/dia

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os valores de pressão na Tabela 3 são classificados como máximo e médio em função da abertura da válvula *choke* de produção, responsável pelo controle da vazão do poço.

Tabela 3: Resumo das pressões registradas (kgf/cm²).

Variável	Descrição	Máximo	Média
P_PDG_AN_INF	Pressão Anular Inferior	608,71	594,59
P_PDG_AN_INT	Pressão Anular Intermediária	599,78	584,67
P_PDG_AN_SUP	Pressão Anular Superior	591,70	566,57
P_PDG_COL	Pressão na Coluna	591,83	565,33

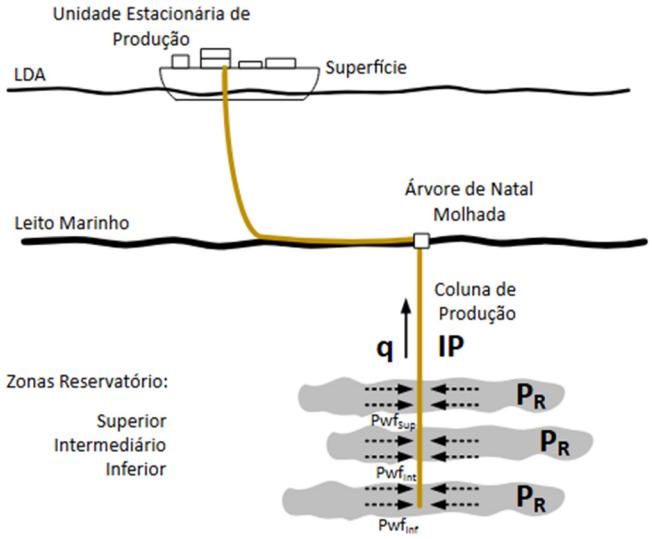


Figura 2: Modelo conceitual do poço de Completação Inteligente.

As informações do projeto e a geometria do poço foram disponibilizadas para análise e estimativa do gradiente hidrostático no fundo poço (Tabela 4). A pressão nessa seção foi determinada pela Equação 5, com a finalidade de comparar com os dados extraídos dos sensores *Permanent Downhole Gauge* (PDG).

$$Pf = \left(0{,}433\ \frac{psi}{ft}\right) \times SG_{local\ water} \times TVD \qquad (5)$$

Tabela 4: Variáveis utilizadas nas equações de pressão e temperatura.

Variável	Descrição	Unidade
P_f	Pressão de fundo estimada pelo gradiente hidrostático	psi
$SG_{local\ water}$	Peso específico da água	adimensional
TV D	Profundidade vertical verdadeira	ft

Ademais, nos testes exploratórios foi considerado um escoamento bifásico para a análise inicial da dinâmica do poço pela Equação 6 de Vogel e a Equação 7, modelo de Poettmann-Carpenter.

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$\frac{q_0}{q_{max}} = 1 - 0.2 \times \frac{P_{wf}}{P} - 0.8 \frac{{P_{wf}}^2}{Pm} \quad (6)$$

$$P_{wf} = P_{wh} + \left(\rho_m + \frac{k_m}{\rho_m}\right) \frac{L}{144} \quad (7)$$

Os parâmetros operacionais e as características dos fluidos presentes na Tabela 5 foram utilizados no cálculo das propriedades PVT, conforme o conjunto de equações descritas na Tabela 6.

Tabela 5: Dados do sistema de produção.

Parâmetro	**Variável**	**Valor**
Densidade API do óleo	API	27 º
Razão gás-óleo	RGO	448 m^3/m^3
Temperatura do reservatório	T_r	85 ºC
Profundidade do poço	L	3488 m
Diâmetro interno do tubo	D	3,92 in
Pressão do reservatório	P_e	662 kgf/cm^2
Peso específico do gás (relativo ao ar)	γ_{gas}	0.7
Peso específico da água (base)	γ_{water}	1.0
Temperatura na superfície	T_s	40 ºC
Pressão na cabeça do poço	P_{wh}	48 kgf/cm^2
Vazão de óleo	q_{oil}	8000 bbl/dia

Tabela 6: Resumo das equações utilizadas para criar o TPR.

Equação	**Descrição**
$\gamma_0 = \frac{141.0}{PI + 131.5}$	Calcula a densidade relativa do óleo com base no grau API.
$R_s = \gamma_{gas}\left(\frac{P}{18 \times 10^{0.00091 \cdot T}}\right)$	Determina o fator de solução de gás (Rs) em função da pressão, temperatura.
$\beta_0 = 0.9759 + 1.2 \times 10^{-4}\left(R_s \times \frac{\gamma_{gas}}{\gamma_{oil}} + 1.25 \times T\right)$	Calcula o fator de volume do óleo (Bo), levando em conta a presença de gás dissolvido e temperatura.
$M = 350.17\,(1 + (WOR \times \gamma_{gas}) + (RGO \times \gamma_{gas} \times \gamma_{oil}))$	Estima a massa total dos associada a 1 bbl de óleo produzido (óleo, água e gás).
$V_m = 5.616\left(\beta_0 + WOR \times \beta_w + \frac{RGO \times \beta_0}{\gamma_{oil}}\right)$	Calcula o volume molar médio do fluido em função das contribuições de cada fase, temperatura, compressibilidade e pressão.
$\rho = \frac{M}{V_m}; \rho_m = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}$	Determina a densidade média do fluido entre duas densidades parciais no segmento de coluna.

Ao adotar a hipótese da predominância do sistema bifásico, o escoamento ocorre completamente misturado até o ponto de bolha, as fases apresentam a mesma velocidade e o fluxo de fluido ocorre em regime pseudo-estacionário, o qual, sua pressão se mantém constante durante toda estrutura do reservatório, mas na elevação ocorre a separação. Com isso, tendo os valores de P_R, P_{wf} e q pode-se extrair os valores de IP para cada zona do reservatório usando a equação de Vogel.

ISBN: 978-65-5222-057-8

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na Figura 3 são apresentados os resultados dos IPs calculados para as pressões máxima e média, obtidos por meio de rotinas desenvolvidas em Python v. 3.7. Esses índices foram estimados para as seções ao longo da coluna de produção (h), definidas como zonas superior, intermediária e inferior.

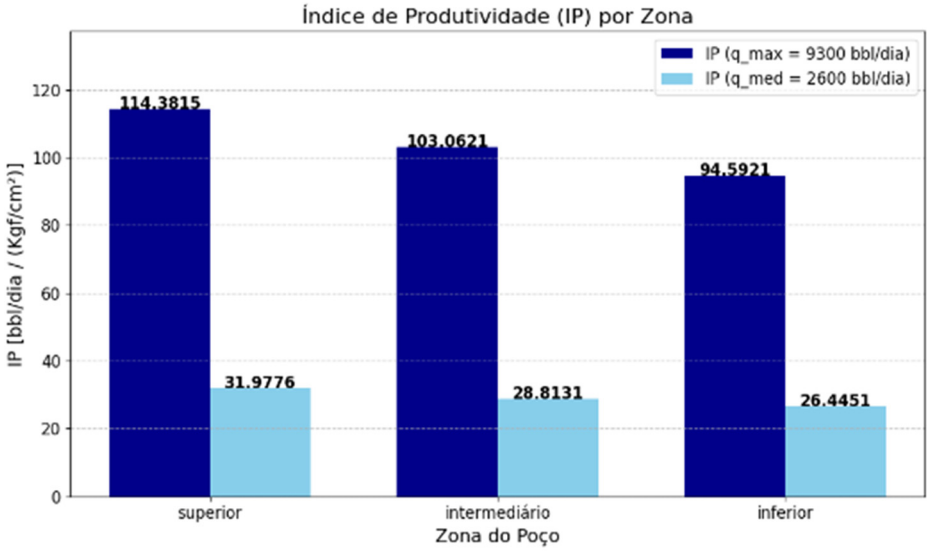


Figura 3: Resultados dos Índices de Produtividade (IP's) das zonas produtoras.

Os valores da métrica variam conforme a seção analisada e indica possíveis diferenças na eficiência de escoamento ao longo do sistema. A zona superior obteve melhor desempenho com IP de 114,38 bbl/dia/kgf/cm^2, equivalente a 8,042 STB/d/psi. Conforme a classificação do IP para referência, apresentado por Matos e Altoé (2019), os valores estão enquadrados na classe de médio para a fase inicial de campo, pois se encontram no intervalo de 5,77 STB/d/psi (82.068 bbl/d/kgf/cm^2) ao limite superior de 11,85 STB/d/psi (168.54 bbl/d/kgf/cm^2). Após a fase de 5 anos, o IP está na classe de baixo IP, acima de 1,3 STB/d/psi (18.49 bbl/d/kgf/cm^2)

O desempenho do sistema é demonstrado na Figura 4, combinando as curvas IPR e TPR desenvolvidas no software Matlab R2022 para descrever o comportamento do influxo de fluidos bifásico (óleo + gás). A interseção entre as curvas IPR e TPR identifica os perfis em 3 pontos de operação do poço, representando as condições de vazão e pressão em regime estacionário das zonas produtivas.

Esses pontos operacionais representam a condição em que o poço atinge a máxima taxa de produção sustentável, sem comprometer a integridade do reservatório ou dos equipamentos envolvidos.

Na Figura 5 é demonstrado os efeitos da ICV e controle para uma zona do reservatório, indicando as posições de abertura da válvula de 3 a 10 perfis de choke (0 a 2 não tem abertura fluxo). Cabe ressaltar que a partir do ponto ótimo identificado, é possível realizar intervenções com o objetivo de deslocá-los para uma condição mais favorável de produção.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os efeitos de ajuste e controle podem ser observados graficamente por meio do deslocamento do ponto ótimo no gráfico e comparar com os resultados da Figura 3, Índice de Produtividade, onde se torna evidente o impacto da intervenção sobre a eficiência do sistema, indicando um aumento da produtividade do poço.

Tais intervenções podem atuar tanto na curva IPR quanto no TPR, como ajuste da abertura ideal da válvula ou injeção de fluido para auxiliar na extração de petróleo sendo gas-lift ou injeção de água. Contudo, a modificação do percentual de abertura da válvula de produção (ICV's) multiposição, visando o aumento do fluxo para a coluna, é uma das principais alternativas para decisão e gerenciamento.

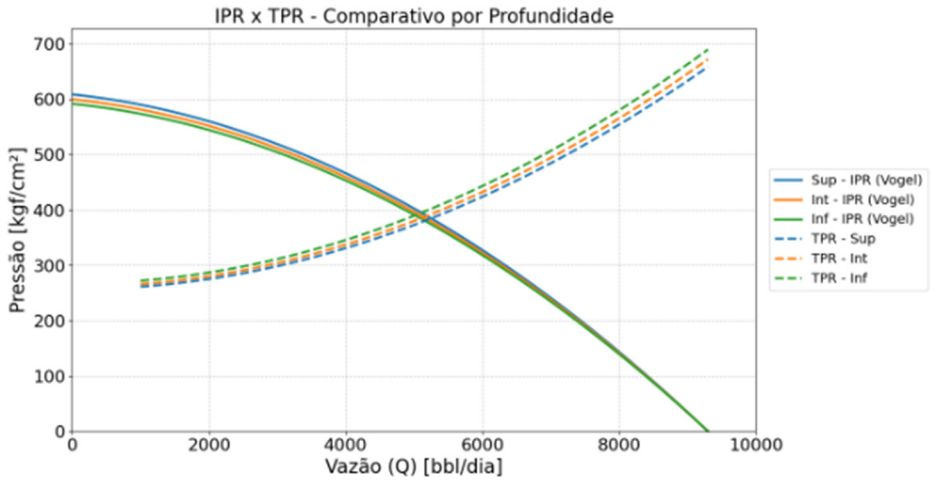


Figura 4: : Perfil de desempenho das zonas produtoras.

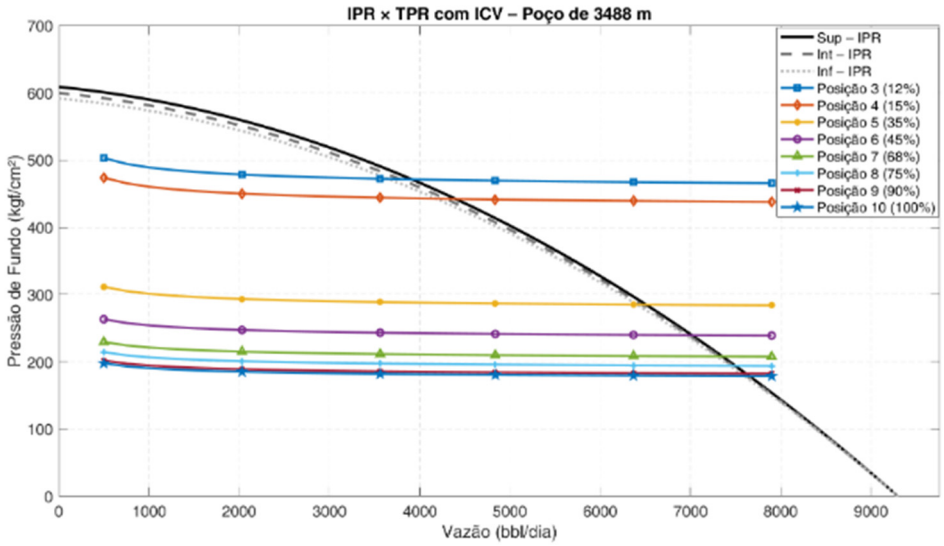


Figura 5: Curvas de TPR com os ajustes da ICVs da zona inferior do reservatório.

ISBN: 978-65-5222-057-8

4. CONCLUSÕES

A pesquisa apresentou a abordagem da simulação e análise das curvas IPR e TPR com aplicação direta em poços produtores de CI para um campo do Pré-Sal. A partir da modelagem físico-matemática do sistema reservatório - coluna de produção e da pesquisa, foi possível compreender os principais mecanismos predominantes na elevação de fluidos e alterações nas configurações operacionais, principalmente nas posições das válvulas ICV multiposição e impactos no IP de cada zona do poço.

A avaliação conjunta dos gráficos permite estimar o desempenho do sistema de produção, fornece dados para a tomada de decisões gerenciais, tais como ajustes de fluxo e redefinição de estratégias de produção, com o objetivo de maximizar a eficiência do poço.

Os resultados indicam que a modelagem integrada das curvas IPR-TPR, associada ao uso de ferramentas computacionais, constitui uma possível estratégia para apoiar a análise e geração de dados em poços equipados com ICVs. Investigações futuras poderão incorporar modelos térmicos, novos modelos multifásicos de maior fidelidade, além da incorporação de efeitos de escoamento transiente e técnicas de aprendizado de máquina, visando aprimorar a acurácia das predições e gerar de dados para a tomada de decisão baseada em cenários.

Nessa direção, a sequência de desenvolvimento da pesquisa contempla o acoplamento do modelo dinâmico de acionamento hidráulico das válvulas ICV às equações propostas para extrair perfis de IPR e TPR, visando à realização de testes e a avaliação de anomalias. Um dos alvos do projeto de pesquisa é o controle de fluxo por meio das ICVs e seus impactos diretos na produção.

AGRADECIMENTOS

O trabalho foi resultante do Projeto de Desenvolvimento de Digital Twin para sistema de completação inteligente, realizado pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em parceria com a Petrobras. Portanto, seguem os agradecimentos ao Laboratório de Estudos Avançados em Operações Responsivas e Otimização (LEADeR) e ao Laboratório de Empreendimentos Inovadores (LEI), responsáveis pelo desenvolvimento do projeto, juntamente com o Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES - Petrobras).

REFERÊNCIAS

CARVAJAL, G.; MAUCEC, M.; CULLICK, S. Intelligent Digital Oil and Gas Fields: Concepts, Collaboration, and Right-Time Decisions. Gulf Professional Publishing, 2018.

ECONOMIDES, M. J.; ZHU, D. A.; HILL, D.; ECONOMIDES, C. E. Petroleum Production Systems. Pearson, 2012.

GUO, B.; LIU, X.; TAN, X. Petroleum Production Engineering, 2ª ed., Gulf Professional Publishing, 2017.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MATOS, S. F.; ALTOÉ, L. Análise da garantia de escoamento de petróleo em águas profundas em relação à deposição de parafina. *Latin American Journal of Energy Research*, v. 6, n. 2, p. 12–31, 2019.

NWANWE, C. C.; DURU, U. I; NWANWE, O. I; CHIKWE, A. O; OJIABO, K. T; UMEOJIAKOR, C. T. Optimum tubing size prediction model for vertical multiphase flow during flow production period of oil wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10: 2989–3005, 2020.

OLIVEIRA, J. O. A. I.; TAVARES, P. L.; SILVA, V. C.; LIMA, I. N. R. C.; BRITO, J. F. F. H.; HERNALS-TEENS, T.; KAHN, M. Búzios: The Biggest Ultra-Deepwater Oilfield to Date. *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas – USA, 16–19 ago. 2021.

PETERSOHN, E.; ARNEMANN, C. M.; MORELATTO, R.; VITAL, J. C. dos S. Libra beyond the Mero field: Geologic and stratigraphic aspects, Santos Basin – Brazilian Pre-salt Province. *Brazilian National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP)*, Cartagena, 21 abr. 2022.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. 1ª ed., Editora Interciência, 2006.

SLEPTSOV, A.; MEDVEDEVA, L.; MARININA, O.; SAVENOK, O. Feasibility Study on the Applicability of Intelligent Well Completion. *Processes*, 12, 1565. 2024.

TAHA, A.; AMANI, M. Introduction to Smart Oil and Gas Wells: Drilling, Completion and Monitoring Solutions. *International Journal Petrochem Research*; 3(1): 249-254, 2019.

TAREK, A. *Reservoir Engineering Handbook*, 5ª ed., Gulf Professional Publishing, 2019.

ISBN: 978-65-5222-057-8

PROBABILIDADE DE FALHA EM FLEXITUBO SOB FADIGA DE BAIXO CICLO

Silvia Corbani[1], Emmanuel A. A. M. Costa[2], Lucas S. K. Camp[3], Daniel A. Castello[4], Rodrigo Y. I. Tobisawa[5], José R. B. de Moura Filho[6], Thiago G. Ritto[7]

[1]*Universidade Federal do Rio de Janeiro, corbani@poli.ufrj.br*
[2]*Universidade Federal do Rio de Janeiro, emmanuel.costa@poli.ufrj.br*
[3]*Universidade Federal do Rio de Janeiro, lucas.kort@mecanica.coppe.ufrj.br*
[4]*Universidade Federal do Rio de Janeiro, castello@mecanica.coppe.ufrj.br*
[5]*Petrobras, rodrigo.tobisawa@petrobras.com.br*
[6]*Petrobras, brigido@petrobras.com.br*
[7]*Universidade Federal do Rio de Janeiro, tritto@mecanica.coppe.ufrj.br*

RESUMO

O projeto de sistemas de armazenamento em carreteis de flexitubos (CT) tem ganhado destaque na indústria *offshore*, particularmente em operações de perfuração. Uma avaliação com modelo de fadiga de baixo ciclo é essencial para garantir segurança e eficiência destas operações que envolvem deformações plásticas. Neste contexto, o presente trabalho avalia a influência de incertezas dos parâmetros do material na estimativa de vida a fadiga em serviço do CT. Considerando a escassez de dados acessíveis na literatura para propriedades dos materiais usados em CT e a necessidade em entender o impacto de pequenas variações nos parâmetros do material em fadiga de baixo ciclo, este trabalho estima a probabilidade de falha associada a quantidade de ciclos de operação, focando em definir o ponto inicial de monitoramento periódico do CT. A metodologia envolve gerar uma amostra com dispersão de 10% e de 20% nos parâmetros do material, permitindo avaliar a evolução da vida a fadiga e ter sensibilidade sobre a incerteza dos dados. Para esta finalidade, modelos de elementos finitos tridimensionais são gerados automaticamente, adotando o comportamento elasto-plástico descrito com o modelo de Ramberg-Osgood para obter as deformações. A vida a fadiga é estimada usando equação de Coffin-Manson, implementada em um código desenvolvido especialmente para este propósito. Finalmente, uma análise de Monte Carlo é conduzida para quantificar a probabilidade de falha, contribuindo para definir o critério de inspeção e manutenção do CT.

Palavras-chave: flexitubos, fadiga de baixo ciclo, elementos finitos, confiabilidade, aço.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A busca por soluções mais ágeis, seguras e economicamente viáveis impulsionou a adoção de tecnologias inovadoras na indústria de petróleo e gás. Entre elas, destaca-se o uso dos flexitubos (CT), que se consolidaram como uma alternativa eficiente para operações de perfuração, completação e intervenções em poços. Shaohu et al. (2021a) estimam que houve um aumento de 232% no uso das operações envolvendo CTs entre 1996 e 2018. Entre as principais vantagens está sua forma contínua e sem juntas, possibilitando seu armazenamento em carretéis de grande diâmetro e sua operação sem a necessidade de torre de perfuração ou conexões rosqueadas. Compreender os desafios estruturais associados à vida útil do material torna-se fundamental para garantir a confiabilidade das operações com CT.

Neste contexto, Shaohu et al. (2021a) afirmam que o CT é submetido até seis vezes a deformações alternadas de flexão-endireitamento em um único ciclo de operação. Segundo Tipton (2000), essas operações podem gerar deformações da ordem de 3% acima do limite elástico do material, induzindo um comportamento plástico. Diante desse cenário, é importante considerar os efeitos de plasticidade acumulada, uma vez que o regime de carregamento ao qual o material é submetido caracteriza-se por amplitudes elevadas de deformação (Tipton, 2000), que são tratadas como fadiga de baixo ciclo. Ignorar tais efeitos pode comprometer significativamente a estimativa da vida útil do componente. Além disso, Zhang et al. (2013) afirmam que o coiled tubing precisa melhorar sua grade original de CT 55 para CT 90 e CT 100, com tensão de escoamento entre 483 MPa (90ksi) para 758 MPa (100ksi) para atender a alta resistência, alta plasticidade e alta resistência a corrosão sob condições complexas de óleo e gás.

Em um modelo teórico para CT sobre fadiga de baixo ciclo, Shaohu et al. (2021b) notou que a diferença entre os valores obtidos pela análise a partir de Elementos Finitos e os resultados experimentais variou de 0,97% a 11,65%. Similarmente, Zhao et al. (2020) obtiveram uma variação de 1,52% a 10,08%. Tais margens de erro sugerem que podem existir pequenas discrepâncias devido a fatores como variações nas propriedades do material, condições operacionais e limitações do próprio modelo numérico. Desta forma, torna-se essencial a incorporação de análises estocásticas no processo de modelagem dada a influência de fatores incertos no comportamento a fadiga dos CT.

Bai et al. (2023) ressaltam que a vida à fadiga de estruturas apresenta considerável dispersão, sendo imprescindível a consideração de incertezas para uma avaliação realista do desempenho estrutural. De modo semelhante, Zhu et al. (2012) demonstram que variações nos parâmetros materiais podem resultar em grandes discrepâncias nas estimativas de vida útil, o que reforça a necessidade de abordagens probabilísticas para assegurar a integridade estrutural e a confiabilidade operacional dos sistemas. Ambos os estudos contemplam incertezas associadas às propriedades dos materiais,

ISBN: 978-65-5222-057-8

alinhando-se à proposta metodológica adotada neste trabalho. Nesse contexto, a simulação de Monte Carlo tem se destacado na literatura por sua capacidade de incorporar variabilidade nos parâmetros de entrada e quantificar a incerteza nas previsões de vida em fadiga.

A presente pesquisa adota uma abordagem probabilística para estimar a vida à fadiga de CTs submetidos a ciclos de deformação plástica com a incorporação de incertezas no modelo de análise estrutural que considera a variabilidade intrínseca das propriedades mecânicas do material utilizado em CTs. Com o entendimento da influência da variabilidade do material na quantidade de ciclos, espera-se contribuir para o desenvolvimento de diretrizes mais confiáveis para o monitoramento estrutural de tubos contínuos em operações offshore de escavação, os quais estão submetidos a fadiga de baixo ciclo. Neste caso, será estudado as deformações em CT para material da grade CT110 (Shaohu et al., 2021a) com dispersão constante de 10% e de 20%, pois os autores deste trabalho não encontraram na literatura dados do material das grades CT 90 e CT 100 para fadiga de baixo ciclo.

METODOLOGIA

A metodologia proposta integra modelagem tridimensional de elementos finitos análise de fadiga de baixo ciclo e simulação estocástica com o método de Monte Carlo.

Para obter as deformações, os modelos de elementos finitos consideram três não-linearidades: (i) plasticidade, (ii) grandes deslocamentos e (iii) contato. As deformações servem de dados de entrada para análise de fadiga em um código implementado em linguagem python. Elas são representadas com o modelo de Ramberg-Osgood (Dowling, 2012) para descrever o comportamento elasto-plástico de ligas metálicas sob deformações cíclicas,

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} + \left(\frac{\sigma}{K'}\right)^{1/n}, \qquad (1)$$

onde ε é a deformação total, σ é a tensão, *E* o módulo de elasticidade, *K'* o coeficiente de endurecimento e *n* o expoente de encruamento.

Para cada ponto do ciclo de carregamento, as tensões correspondentes às deformações impostas foram determinadas via solução numérica da Equação (1), utilizando o algoritmo iterativo de Levenberg-Marquardt.

O histórico de deformações foi definido como uma sequência de geometria as quais geram deformações máximas e mínimas, refletindo o percurso completo de um ciclo operacional típico. A primeira posição que se tem deformação máxima é no carretel, quando o CT é desenrolado. Depois, o CT atinge deformação nula ou reversa quando percorre o vão entre o carretel e *gooseneck* (posição 2). No *gooseneck*, novamente, a deformação do CT ocasiona deformação máxima. As três deformações descritas servem como entrada de dados no vetor deformação com histórico [ε_1, ε_2, ε_3, ε_2, ε_1] usado

ISBN: 978-65-5222-057-8

para análise de vida à fadiga. Define-se neste trabalho que o histórico de deformação é um ciclo de operação.

A previsão da vida é realizada por meio da equação de Coffin-Manson (Dowling, 2012)

$$\frac{\Delta\varepsilon}{2} = \frac{\sigma_f}{2E}(2N\ \ )^b + \frac{1}{2}\varepsilon_f(2N\ \ )^c, \tag{2}$$

com correção para tensão média proposta por Morrow (Dowling, 2012),

$$N_c\ = N\ \left(1 - \frac{\sigma_{média}}{\sigma_f}\right)^{-1/b}, \tag{3}$$

Nesta formulação, σ_f e ε_f representam, respectivamente, os coeficientes de tensão resistente e deformação resistente à fadiga; *b* e *c* são os expoentes de ajuste para cada trecho; e N_c o número de ciclos até a falha. Para obter N_c, o algoritmo iterativo de Levenberg-Marquardt novamente é usado, mas dessa vez na Equação (2).

A correção de Morrow é aplicada para ajustar os resultados ao efeito da tensão média, especialmente relevante em condições de tensões médias não nulas. O dano acumulado ao longo dos ciclos é calculado com base na regra linear de Miner, possibilitando a estimativa do número total de ciclos até o colapso estrutural.

Toda a metodologia foi implementada na linguagem Python, utilizando pacotes especializados como NumPy (operações matriciais), SciPy (otimização e solução de equações não lineares), Pandas (manipulação de dados tabulares) e Matplotlib (visualização gráfica). O fluxograma geral do código para um dado da amostra é apresentado na Figura 1.

A partir de dados do material, é sorteado o módulo de elasticidade (*E*) e o coeficiente de resistência cíclica (*K'*) com a dispersão como entrada de dados. Com os parâmetros sorteados, é gerado automaticamente o modelo de elementos finitos no *software* Abaqus (Dassault Systèmes, 2018) nas posições de maior interesse que são carretel e o *gooseneck*. Além disso, os dados iniciais do material no Abaqus utilizam os valores previamente sorteados no código em python. O resultado de deformações do flexitubo nas duas posições serve como entrada de dados para continuar a análise de fadiga de baixo ciclo no python. Com a mesma dispersão, os demais dados do material são sorteados para obter a quantidade de ciclos de operação N_c, também chamada de vida a fadiga.

A partir das simulações de elementos finitos, os valores da componente máxima de deformação axial em pontos críticos são extraídos e organizados em um arquivo com extensão CSV. Nesse arquivo, cada linha de dados representa uma geometria e condição operacional específicas. Em paralelo, o módulo de elasticidade (*E*) e o coeficiente de resistência cíclica (*K'*), que são utilizados nas simulações, foram organizados em um segundo arquivo de mesmo formato.

Para tratar os resultados de vida a fadiga foi utilizado o método de Monte Carlo. A abordagem de Monte Carlo se destaca por sua capacidade de tratar incertezas de forma quantitativa e sistemática. Ao invés de fornecer uma única estimativa pontual da vida em fadiga, ele gera uma distribuição de possíveis vidas úteis com base na variabilidade dos parâmetros de entrada, o que permite

ISBN: 978-65-5222-057-8

inferir probabilidades associadas à falha sob diferentes cenários de carregamento e combinações de propriedades do material.

Neste caso, é fixada a quantidade de ciclos de operação para monitoramento da estrutura, N_f. A falha ocorre quando N_c é inferior a N_f,

$$F = N_c - N_f, \quad (4)$$

e a quantidade de falhas é computada sempre que F é negativo. Logo, a probabilidade de falha é calculada como razão da quantidade de falhas e tamanho da amostra.

Os resultados são analisados estatisticamente para extrair medidas de tendência central e dispersão (média, desvio padrão, mínimo e máximo), além de gerar representações gráficas que auxiliam na interpretação dos dados. Essa etapa é fundamental para avaliar a sensibilidade do problema às incertezas e para definir estratégias de monitoramento mais efetivas.

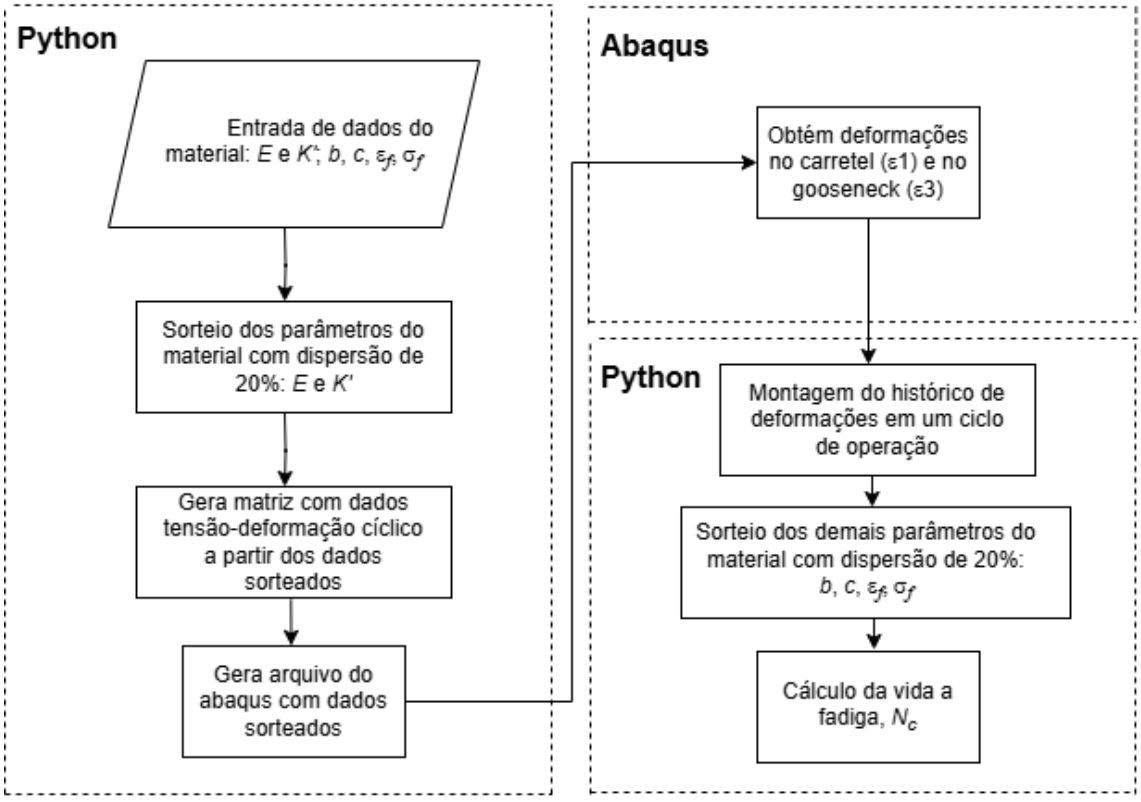


Figura 1 – Fluxograma de um dado da amostra (Fonte: Elaboração própria).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os parâmetros do material CT110 para os modelos de Ramberg-Osgood e Coffin-Manson estão disponíveis na Tabela 1 (Shaohu 2021a). Em uma análise determinística com os valores da Tabela 1, a quantidade de ciclo de operação é 39. Esse valor é usado para comparar com a análise probabilística.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A análise probabilística da vida à fadiga é conduzida através de 800 simulações com a geometria do carretel e a mesma quantidade de simulações de elementos finitos com a geometria do *gooseneck*, totalizando 1600 simulações de elementos finitos tridimensionais no programa Abaqus. Desta forma, é possível reproduzir 800 históricos distintos de deformações.

Esta grande variedade de parâmetros do material foi gerada com dispersão de ±10% e de ±20% em relação aos valores disponíveis em Shaohu et al. (2021a), conforme Tabela 1, para caracterização das incertezas inerente ao comportamento à fadiga do material CT110.

Tabela 1 - parâmetros do material CT110 (Fonte: Shaohu et al., 2021a).

Descrição	Valor
Tensão de escoamento, σ_y [MPa]	758 (110 ksi)
Tensão resistente a fadiga, σ_f [MPa]	1320 (191.4 ksi)
Deformação resistente a fadiga, ε_f [-]	0.571
Expoente, *c*	-0.75
Expoente, *b*	-0.121
Módulo de elasticidade longitudinal a fadiga, *E* [GPa]	190.7 (27659 ksi)
Constante de endurecimento da deformação cíclica, *K'* [MPa]	898 (130.2 ksi)
Expoente de endurecimento da deformação cíclica, *n*	0.1

Na Figura 2 são apresentadas curva tensão-deformação cíclica para dois dados sorteados. Embora a magnitude das deformações obtidas a partir dos sorteados *E* = 167.7 GPa e *K'* = 1054MPa (ver na Figura 2 (a)) seja próxima às deformações obtidas com *E*=201.6GPa e *K'*=727.4MPa (ilustrado na Figura 2 (b)), a tensão atinge valores superiores a 600 MPa na Figura 2(a) e menor que 500 MPa na Figura 2 (b).

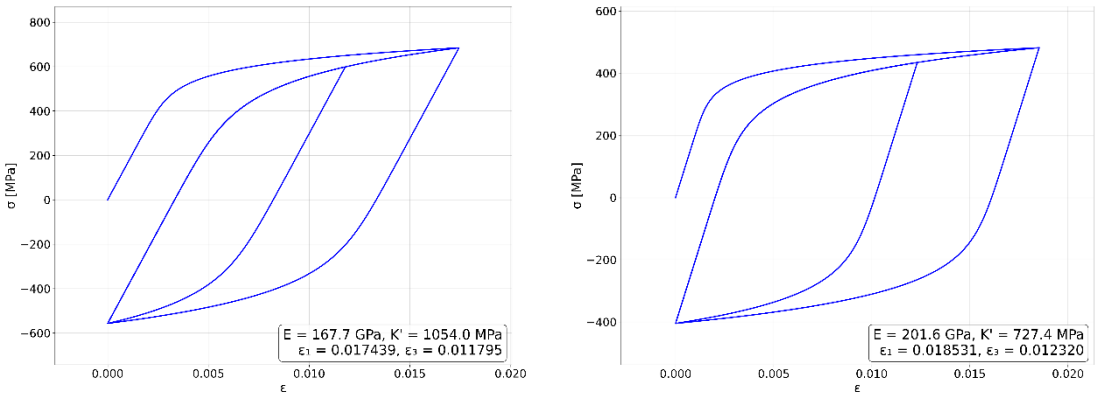


Figura 2 – Curva tensão-deformação cíclica com dados gerados para dispersão de 20%. (Fonte: Elaboração própria)

ISBN: 978-65-5222-057-8

Na Figura 3 (a) fica indicada uma distribuição significativamente assimétrica do número de repetições da operação até a falha. A função densidade potencial (PDF) apresenta uma distribuição para amostra de dados do CT110 relacionados a fadiga de baixo ciclo tem valores entre 0 e 140 ciclos. A concentração de valores está em uma região inferior à média destes valores, em torno de 30 ciclos. Esta concentração inicial é seguida por uma cauda estendida que se prolonga até valores superiores a 140 repetições. Portanto, embora a maioria das configurações apresente vida útil relativamente baixa, algumas combinações específicas de parâmetros materiais podem resultar em vidas significativamente mais longas.

A média aritmética do número de repetições de um ciclo de operação foi de 38.3 e 44.9 e desvio padrão foi de 11.6 e 30.3 repetições para amostra de ±10% e de ±20%, respectivamente. Tamanha variabilidade é um aspecto particularmente relevante para aplicações práticas, uma vez que evidencia o quanto pequenas variações nas propriedades do material podem resultar em diferenças substanciais na vida útil esperada do CT. O valor mínimo observado de 12 repetições representa cenários extremamente conservadores, onde a combinação de parâmetros materiais desfavoráveis resulta em falha prematura, enquanto o valor máximo de 140 repetições indica o potencial para vidas úteis significativamente estendidas sob condições materiais otimizadas. Na Figura 3 (c) é apresentada a probabilidade cumulativa da amostra para amostra de ±10% e de ±20%, respectivamente.

Na Figura 4 é apresentada a curva de probabilidade de falha em relação a quantidade de ciclos N_f para uso do CT. A análise do modelo determinístico indicou 39 ciclos de operação. As análises com o modelo estocástico indicaram uma probabilidade de falha de 1.7% quando um nível de dispersão de 10% de incerteza é considerado, associado a 22 ciclos, e quando um nível de dispersão de 20% é considerado, associado a 14 ciclos.

O comportamento não-linear pode ser visto na Figura 4 (b). Com estes resultados que identifica a magnitude da probabilidade de falha e quantidade de ciclos para uso do CT, é possível estabelecer critérios de projeto e manutenção.

CONCLUSÃO

A sensibilidade dos resultados às incertezas dos parâmetros materiais demonstra o quão importante é a caracterização precisa das propriedades do material CT110. A dispersão observada de ±10% e de ±20% nos parâmetros da equação de Coffin-Manson resulta em variações de vida útil que excedem com uma ordem de quantidade de ciclos de operação abaixo de 39 ciclos. Estes resultados justificam destacam a importância de análises de fadiga em CT utilizando modelos estocásticos.

A metodologia desenvolvida demonstra sua aplicabilidade para a avaliação quantitativa de risco em sistemas de CTs, fornecendo uma base sólida para a tomada de decisões informadas sobre critérios de projeto, intervalos de

ISBN: 978-65-5222-057-8

inspeção e estratégias de manutenção. Além disso, recomenda-se o monitoramento em campo para comparar com os resultados obtidos neste trabalho.

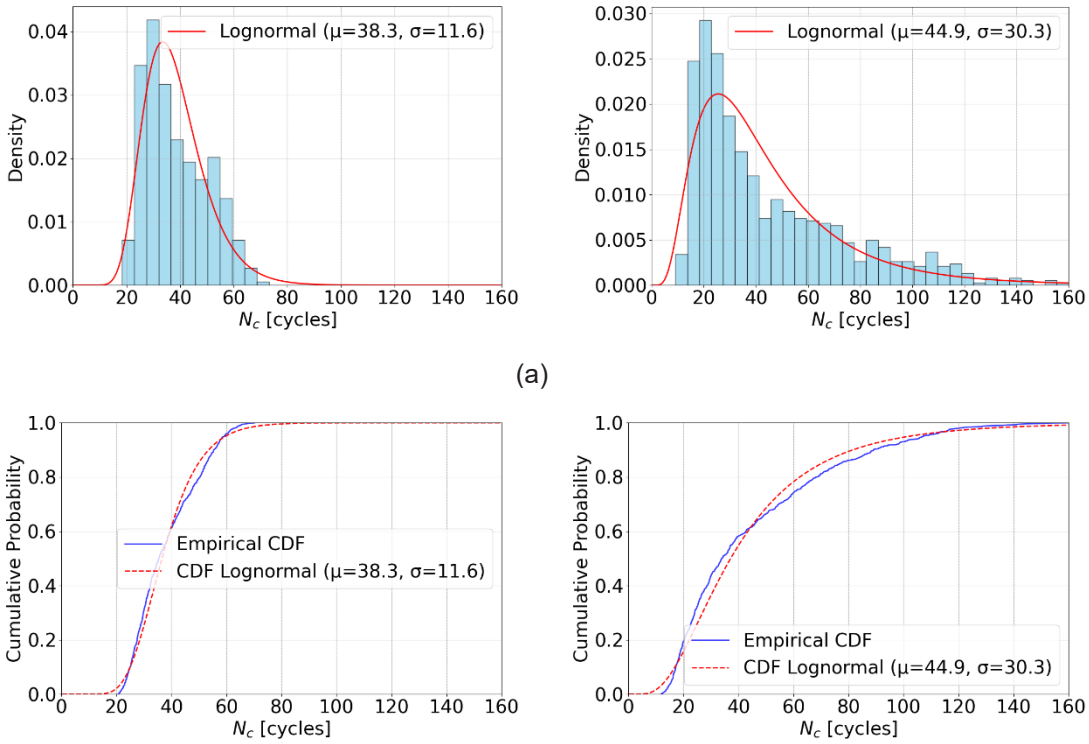


Figura 3 – Dados gerados em um sorteio: (a) Função densidade potencial (PDF) e (b) Função de distribuição cumulativa (CDF). (Fonte: Elaboração própria)

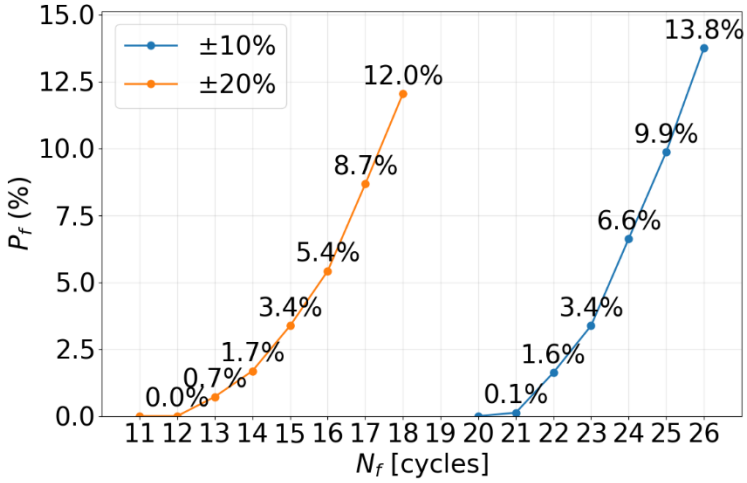


Figura 4 – Probabilidade de falha. (Fonte: Elaboração própria)

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS

Bai, Song; Huang, Tudi; Li, Yan-Feng; Lu, Ning; Huang, Hong-Zhong. A probabilistic fatigue life prediction method under random combined high and low cycle fatigue load history. Reliability Engineering & System Safety, v. 238, out. 2023. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ress.2023.109452

Coffin, L. F. Jr. A study of the effects of cyclic thermal stresses on a ductile metal. Transactions of the ASME, v. 76, p. 931–949, ago. 1954. DOI: https://doi.org/10.1115/1.4015020

Dowling, Norman E. Mechanical Behavior of Materials: Engineering Methods for Deformation, Fracture, and Fatigue. 4. ed. Boston: Pearson, 2012. ISBN 978-0-13-139506-0.

Dassault Systèmes. Abaqus/CAE – Unified FEA. Version 2018. Providence, RI, USA: Dassault Systèmes Simulia Corp.. Disponível em: https://help.3ds.com/2021/english/dssimulia_abqdoc.htm

Shaohu, Liu; Hao, Zhou; Hong, Zhong; Yang, Liu; Zhen, Wang. Experimental and numerical simulation study on fatigue life of coiled tubing with typical defects. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 198, mar. 2021a. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108212

Shaohu, Liu; Hao, Zhou; Hui, Xiao; Quanquan, Gan. A new theoretical model of low cycle fatigue life for coiled tubing under coupling load. Engineering Failure Analysis, v. 124, jun. 2021b. DOI: https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105365

Tipton, Steven; Rolovic, Radovan. Multiaxial Cyclic Ratcheting in Coiled Tubing — Part I: Theoretical Modeling. Journal of Engineering Materials and Technology, v. 122, p. 157-161, abr. 2000. DOI: https://doi.org/10.1115/1.482781

Zhang, Zhendong; Zhou, Haitao; Liu, Xianghua; Li, Sijun; Dong, Jie; Si, Guofei; Zhang, Bingyu; Yue, Song. Hot deformation behaviour and processing maps for coiled tubing steel. Materials Science and Engineering A, v. 565, p. 213–218, mar. 2013. DOI: https://doi.org/10.1016/j.msea.2012.12.050

Zhao, Guanghui; Zhong, Jijia; Feng, Chuang; Liang, Zheng. Simulation of ultra-low cycle fatigue cracking of coiled tubing steel based on cohesive zone model. Engineering Fracture Mechanics, v. 235, ago. 2020. DOI: https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2020.107201

ISBN: 978-65-5222-057-8

Zhu, Shun-Peng; Huang, Hong-Zhong; Ontiveros, Victor; He, Li-Ping; Modarres, Mohammad. Probalistic Low Cycle Fatigue Life Prediction Using an Energy-Based Damage Parameter and Accounting for Model. International Journal of Damage Mechanics, v. 21, nov. 2012. DOI: https://doi.org/10.1177/1056789511429836

ISBN: 978-65-5222-057-8

EXPERIMENTAL AND MODELING ANALYSIS OF MOISTURE-DRIVEN INTERPARTICLE FORCES IN THE FLUIDIZATION AND DE-AERATION OF DRILL CUTTINGS

Heitor Otacílio Nogueira Altino[1], Claudio Roberto Duarte[1]

Federal University of Uberlandia, Faculty of Chemical Engineering, Av. João Naves de Ávila, 2121, Block 1K, 38408-100 Uberlândia, MG, Brazil, heitor.engquimica@gmail.com

RESUMO

The handling of wet, irregularly shaped, and rough-textured drill cuttings poses significant challenges during transfer operations, including pneumatic conveying and hopper discharge from drill rigs to conveying vessels. These challenges arise due to clogging, reduced flowability, and liquid bridge forces. Air injectors assist by fluidizing the material in blow tanks and hopper discharges, as well as aerating it through the conveying pipelines. However, their effectiveness depends on understanding moisture's impact on fluidization and deaeration characteristics. The primary objective of this study was to evaluate the influence of moisture-induced interparticle forces on the fluidization and deaeration of drill cuttings. An experimental investigation was conducted across ten moisture levels, ranging from 1.3% to 44.0%, to assess their effects on packed bed parameters, fluidization behavior, fluidization velocities, bed expansion, and deaeration behavior and time. To complement the experimental findings and enhance understanding of liquid bridge formation and characteristics, a modeling investigation tested nine different approaches with varying assumptions regarding liquid bridge and particle characteristics. The modeling results were then compared with experimental data to validate these approaches and assess their accuracy. The results allowed the identification of three characteristic states, named: dry (1.3–7.7%), cohesive (7.7–27.6%), and slurry (27.6–44.0%). Moisture minimally affected the dry state but hindered fluidization and air retention in the cohesive state. In the slurry state, fluidization caused high-pressure drops, and air retention increased via bubble formation. The modeling results highlight the complexity of predicting liquid bridge forces for cuttings. Models assuming spherical particles with a Sauter mean diameter tend to overestimate cohesive forces, while those focusing solely on asperities underestimate them. The approach considering liquid bridges between particles and asperities provided the most accurate results, indicating that in the dry and cohesive states, both micro-scale asperities and particle size significantly contribute to the overall interparticle forces.

Palavras-chave: aerability, bed expansion, pneumatic conveying, air retention, slurry state.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

In granular material handling processes, such as pneumatic conveying and hopper or feeder discharge, blockages are a frequent and significant challenge. This issue is especially critical when dealing with rough, irregular particles like drill cuttings generated during offshore oil and gas drilling operations. These cuttings are transported back to the platform by drilling fluids (Alkalbani *et al*., 2023). Once on the platform, the cuttings pass through the solids control system, where their moisture content (MC) may vary widely, from cohesive pastes to dry granular solids (Burnett *et al*., 2004, 2011). This variability significantly influences feeding, discharge, and pneumatic conveying from the platform to the conveying vessels, often resulting in blockages in pipelines and handling equipment (Gerrard *et al*., 1999; IOGP, 2016).

This behavior is largely driven by the effect of moisture on interparticle interactions. Specifically, the presence of liquid bridges between particles gives rise to moisture-induced interparticle forces, which increase cohesion and reduce flowability (Pietsch; Rumpf, 1967; Rabinovich *et al*., 2002). As a result, operations such as hopper discharge and pneumatic conveying become more prone to blockages (IOGP, 2016). To overcome these challenges, air injection systems are commonly employed to fluidize the material before discharge, increasing aeration and reducing compaction (Burnett *et al*., 2004, 2011). However, the effectiveness of these systems also depends on the material's ability to retain air once the airflow is stopped, a process known as de-aeration (Chambers *et al*., 1998). Rapid de-aeration can lead to bed collapse, increasing resistance to flow and promoting blockages in equipment and pipelines.

Although previous studies have explored the fluidization behavior of regular or spherical particles under dry and wet conditions, the combined effects of moisture and particle roughness on the aeration behavior of irregular materials remain poorly understood (Boyce, 2018; Xu *et al*., 2022). Experimental data on wet drill cuttings are scarce. Malagalage (2018), for example, evaluated only a narrow range of moisture contents for oil-based muds (OBMs). However, no investigation has been conducted for water-based muds (WBMs), despite their widespread use.

The primary objective of this study was to evaluate the influence of moisture-induced interparticle forces on the fluidization and de-aeration characteristics of irregular, rough particles, using drill cuttings. An experimental investigation was conducted across ten moisture levels, ranging from 1.3% to 44.0% (water-based), to assess their effects on packed bed parameters, fluidization behavior, fluidization velocities, bed expansion, and de-aeration behavior and time. To enhance understanding of liquid bridge formation and characteristics, a modeling investigation tested nine different approaches with varying assumptions regarding liquid bridge and particle characteristics. The modeling results were then compared with experimental data to validate these approaches and assess their accuracy. The core contributions of this paper include: (i) a classification of fluidization and de-aeration behaviors of drill cuttings as a function of moisture content; (ii) a predictive model for estimating de-aeration time in high-moisture materials; (iii) a detailed analysis of the dominant interparticle forces; and (iv) a novel predictive method for estimating these forces in irregular, rough particles under both packed and fluidized bed conditions.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METHODOLOGY

Experimental description

Drill cuttings

The cuttings were provided by Petróleo Brasileiro S.A.. The material was sampled from the drilling of carbonate rocks in the Campos Basin, Campos, Rio de Janeiro, Brazil. A polymeric water-based drilling fluid was used during the drilling process. The characteristics of the dry material are shown in Table 1.

Table 1 – Characteristics of the dry drill cuttings.

	Geldart group	B
	Sphericity	0.77 ± 0.01
	Sauter mean diameter (d_{sv}) (μm)	161.73 ± 20.56
	Real density (g.cm^{-3})	2.6990 ± 0.0061
Composition content	Water content (% g.g^{-1})	0.45 ± 0.08
	Oil content (% g.g^{-1})	0.86 ± 0.22
	Solid content (% g.g^{-1})	98.70 ± 0.24

Material humidification procedure

To investigate how the moisture content of drill cuttings affects the aeration properties, pure water was added to the material to achieve ten different moisture contents: 1.3%, 5.4%, 7.7%, 10.0%, 12.5%, 15.2%, 21.0%, 27.6%, 35.2%, and 44.0%. These moisture contents correspond to saturation levels of 5.4%, 18.9%, 25.7%, 32.5%, 39.2%, 46.0%, 59.5%, 73.0%, 86.5%, and 100.0%, respectively. These moisture content levels cover the three typical states of wet powder: pendular (0% to 25%), funicular (25% to 80-90%), and capillary (80-90% to 100%) (Althaus; Windhab, 2012).

The process of humidifying the material involved placing the required amount of material into a zip-lock bag, adding deionized water to reach the desired *MC*, and sealing the bag. The mixture was manually mixed for over 10 minutes, and the bag was kept closed for at least 1 day to ensure complete homogenization. The resulting material was then analyzed for its properties. The desired *MC* was verified through a retort test (API, 2012).

Fluidization and de-aeration

Fluidization and de-aeration tests were conducted in triplicate using an experimental setup consisting of a radial compressor connected to a main pipeline equipped with solenoid valves for airflow control. The air passed through flow rectifiers and an orifice plate, where its velocity was estimated from the pressure drop measured by a differential pressure transducer. Airflow was regulated by a frequency inverter controlled via a multifunction I/O device. Subsequently, the air passed through a sintered plate and entered a cylindrical fluidization column.

For de-aeration, 200 g of material was poured into the column, fluidized for 5 s, and then airflow was suddenly cut off by the solenoid valves. The pressure drop across the bed was measured using differential pressure transducers and recorded over 30 s. Blank tests were performed to correct for the resistance of the sintered plate. After each test, the bed and plate were cleaned and dried. Fluidization was carried out by gradually increasing and then decreasing the airflow (0–4.0 m/s), while 100,000 data points were collected at each step.

ISBN: 978-65-5222-057-8

The minimum fluidization velocity (U_{mf}) was defined by the peak in pressure fluctuation during defluidization. Incipient (U_{if}) and complete fluidization velocities (U_{cfv}) were identified from deviations in the pressure drop curve using statistical criteria (Bi *et al.*, 2000). Permeability (κ) was calculated from the linear region of the pressure drop versus superficial velocity curve (Coulson and Richardson, 2002), and the bed expansion ratio (BER) was determined as the ratio between fluidized and packed bed heights. The de-aeration time was obtained by fitting single (t_{da}) or double exponential decay (t_{da1} and t_{da2}) models to pressure drop data (Sanchez *et al.*, 2003). Additional details can be found in Altino et al. (2025).

Theoretical models

A stress-based analysis of moisture-induced interparticle forces was done for both packed and fluidizing beds. The detailed modeling procedure is described in Altino *et al.* (2025). In the packed bed, tensile strength (σ_t) was estimated by Eq. (1) (Rumpf, 1970). For fluidizing beds, gas drag shear stress (τ) was calculated by Eq. (2) (Ergun, 1952).

$$\sigma_t = \frac{1-\varepsilon}{\varepsilon}\frac{F_c}{d_p^2} \tag{1}$$

$$\tau = \left(150\frac{\mu_g(1-\varepsilon)}{\rho_g U_g d_p} + 1.75\right)\frac{\rho_g U_g^2}{6\varepsilon^3} \tag{2}$$

The interparticle distance (a) was determined for packed beds by Eq. (3) and in fluidizing beds by Eq. (4) (Pan *et al.*, 2022).

$$h = \frac{a}{d_p} \tag{3}$$

$$a = \frac{H_f - H_0}{H_0 - d_p}d_p \tag{4}$$

Capillary force (F_{cap}) was estimated by (Pan *et al.*, 2022):

$$F_{cap} = 2\pi\rho_2\gamma + \pi\rho_2^2\Delta P_h \tag{5}$$

$$\Delta P_h = \gamma\left(\frac{1}{\rho_1} - \frac{1}{\rho_2}\right) \tag{6}$$

The volume of the liquid bridge (V_{bridge}) between two spherical particles under complete wetting (Fig. 1a) was given by (Pietsch; Rumpf, 1967):

$$V_{bridge} = 2\pi\left(\rho_1^2 + b^2\right)\rho_1\cos(\beta) - 2\pi\frac{\rho_1^3\cos^3(\beta)}{3} - 2\pi b\left[\rho_1^2\cos(\beta)\sin(\beta) + \rho_1^2\left(\frac{\pi}{2} - \beta\right)\right] - \frac{2\pi}{24}d_p^3\left(2+\cos(\beta)\right)\left(1-\cos(\beta)\right)^2 \tag{7}$$

$$\rho_1 = \frac{d_p\left(1-\cos(\beta)\right) + a}{2\cos(\beta)} \tag{8}$$

$$\rho_2 = \frac{d_p}{2}\sin(\beta) + \rho_1\left[\sin(\beta) - 1\right] \tag{9}$$

$$b = \rho_1 + \rho_2 \tag{10}$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

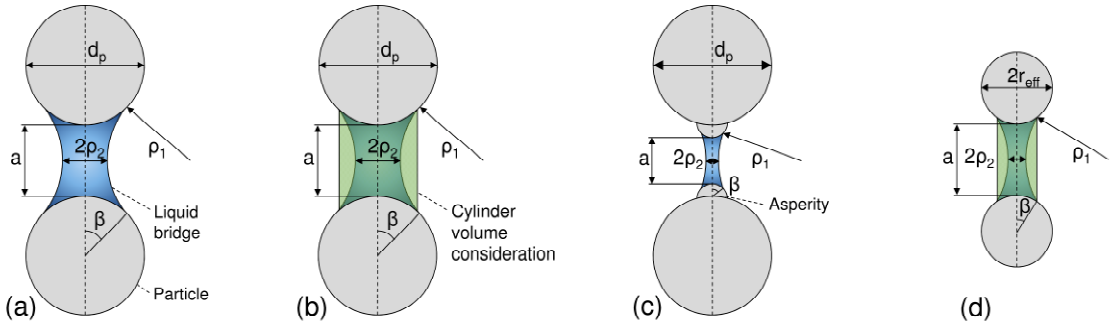


Fig. 1 – Liquid bridge models: (a) spheres, circular arc; (b) spheres, cylinder; (c) asperities, circular arc; (d) sphere-asperity, equivalent cylinder.

Alternatively, for cylindrical bridge geometry (Fig. 1b) (Butt; Lappl, 2009):

$$V_{bridge} = \pi\left(a + d_p\left(1-\cos(\beta)\right)\right)\left[\frac{1}{2}\left(\frac{1}{2}d_p\sin(\beta)+\rho_2\right)\right]^2 - \frac{\pi}{6}d_p\left(1-\cos(\beta)\right)\left\{3\left(\frac{d_p}{2}\sin(\beta)\right)^2+\left[\frac{d_p}{2}\left(1-\cos(\beta)\right)\right]^2\right\} \quad (11)$$

Considering the particle asperities (Fig. 1c), V_{bridge} can be calculated as follows (Rabinovich *et al.*, 2002):

$$V_{bridge} = 2\pi\left[\rho_1^2+(\rho_1+\rho_2)^2\right]\rho_1\cos(\beta) - 2\pi\frac{\left(\rho_1^3\cos^3(\beta)\right)}{3} - 2\pi\rho_1^2(\rho_1+\rho_2)\left[\cos(\beta)\sin(\beta)\left(\frac{\pi}{2}-\beta\right)\right] - 2\pi\frac{r_a^3\left(2+\cos(\beta)\right)\left(1-\cos(\beta)\right)^2}{3} \quad (12)$$

$$\rho_1 = r_a\left[\left(1+\frac{a}{2r_a}\right)\sec(\beta)-1\right] \quad (13)$$

$$\rho_2 = r_a\left[\left(1+\frac{a}{2r_a}\right)\tan(\beta)-\left(1+\frac{a}{2r_a}\right)\sec(\beta)+1\right] \quad (14)$$

The V_{bridge} was related to saturation (S) by Eq. (15) (Pietsch; Rumpf, 1967).

$$S = \pi\frac{1-\varepsilon_{dry}}{\varepsilon_{dry}^2}\left(\frac{V_{bridge}}{2\frac{\pi}{6}d_p^3}\right) \quad (15)$$

Interparticle Forces Prediction on the Packed Bed

Five approaches were employed. In *Approach A*, σ_t was obtained experimentally via the Mohr-Coulomb model (Eq. (16)) (Lu *et al.*, 2018). This value was substituted into Eq. (1) to estimate F_c.

$$\sigma_t = \frac{C}{\tan(\phi)} \quad (16)$$

In *Approach B*, the spherical geometry model (Eqs. 7–10) was used. V_{bridge} was equated to Eq. (15), allowing a solution of the half filling angle (β). Then, F_{cap} was calculated using Eqs. (5), (6), (8), and (9). *Approach C* followed the same logic, but used the cylindrical model (Eq. 11) for V_{bridge}. *Approach D* used the asperity-

ISBN: 978-65-5222-057-8

based model (Eqs. 12–14), equating V_{bridge} to that from Eq. (15), and computing F_{cap} accordingly. *Approach E* extended *Approach C*, by considering an effective radius for particle-asperity (Fig. 1d) (Rabinovich *et al.*, 2002):

$$r_{eff} = \frac{2r_a r_{sv}}{(r_a + r_{sv})} \tag{17}$$

Complete Fluidization Velocity Prediction on Fluidizing Bed

In the fluidized state, σ_t was calculated considering bed expansion (Eq. 12), and compared to τ from Eq. (2). The complete fluidization velocity (U_{cfv}) was defined when $\sigma_t = \tau$. In *Approach F*, the spherical geometry (Eqs. 7–10) was used with expansion-adjusted a to estimate F_{cap} and then σ_t (Eqs. 5, 6, 1). *Approach G* used the cylindrical model (Eq. 11) for V_{bridge} in the same framework. *Approach H* used the asperity-based model (Eqs. 12–14) for σ_t. *Approach I* repeated *Approach G* but used the effective radius from Eq. (17).

Results and Discussion

Experimental investigation

Fluidization behavior

Fig. 2 illustrates the influence of moisture on the fluidization behavior of drill cuttings, divided into three states shown in Fig. 3: dry (1), cohesive (2), and slurry (3). These states were identified experimentally by analyzing the effect of moisture on parameters such as minimum fluidization velocity, permeability, bed expansion, and de-aeration behavior. In Fig. 2, filled symbols represent fluidization (FD), and half-filled symbols represent defluidization (DFD).

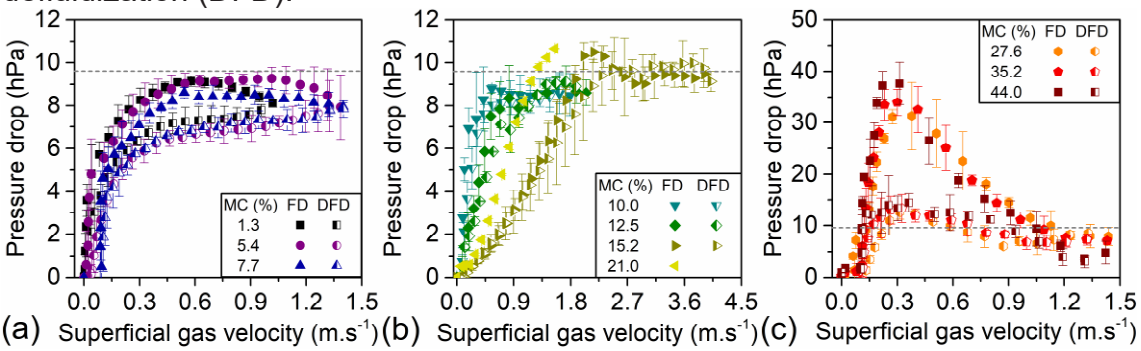


Fig. 2 – Fluidization (*FD*) and defluidization (*DFD*) curves of drill cuttings with different *MC*s, grouped by states: dry (a), cohesive (b), and slurry (c).

In the dry state (Fig. 2a), cuttings behave similarly to Geldart B particles (Geldart, 1973), with bubble formation and channeling, indicating heterogeneity. The nonlinear increase in pressure drop is attributed to non-uniform expansion, where smaller particles fluidize earlier (Coulson; Richardson, 2002). The dashed gray line in Fig. 2a shows the expected pressure drop at minimum fluidization, according to Levenspiel (2014) equation, which matches experimental data. During defluidization, pressure drops are lower, forming a wide hysteresis, likely due to fines elutriation (13.0–20.1% <75 μm), reducing bed mass.

ISBN: 978-65-5222-057-8

In the cohesive state (Fig. 2b), behavior shifts toward Geldart C, with increased difficulty in smooth fluidization, channeling, and plug rise. Confidence intervals increase, reflecting instability. Agreement with theoretical pressure drop remains, but hysteresis is reduced due to lower fine content (3.0–7.9% <75 μm), likely from agglomeration into larger clusters (Kristensen, 1995). Fig. 4 (a) shows reduced bed expansion with increasing MC in this state, and U_{mf} increases, indicating higher drag is needed to fluidize particles. This is likely because moisture strengthens capillary bridges, forming networks that resist expansion (Wright; Raper, 1998). At 21.0% MC, fluidization is no longer achieved, and the bed rises as a plug. As shown in Fig. 2b, pressure increases until plug movement starts, after which it drops slightly, likely due to near-wall gas flow.

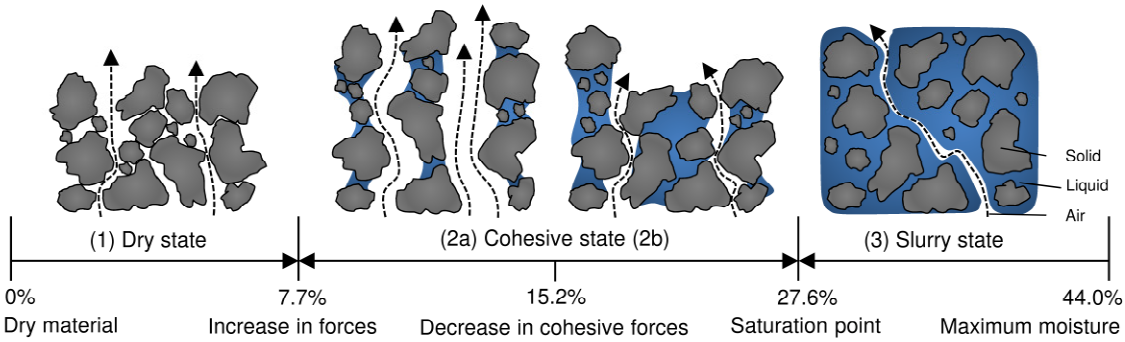


Fig. 3 – Schematic of the behavior of the particles with increasing moisture.

In the slurry state (Fig. 2c), cohesion decreases, allowing bubble formation, and the behavior resembles Geldart B again (Geldart, 1973). However, initial pressure rises sharply, possibly due to reduced air pathways from liquid-filled pores (Wright; Raper, 1998). This hypothesis is supported by the decrease in air porosity (ε_{air}) shown in Fig. 4 (b). Initially, ε_{air} increases slightly (state 1), then decreases in states 2a and 2b due to particle rearrangement and densification. In state 3, ε_{air} approaches zero, indicating saturation.

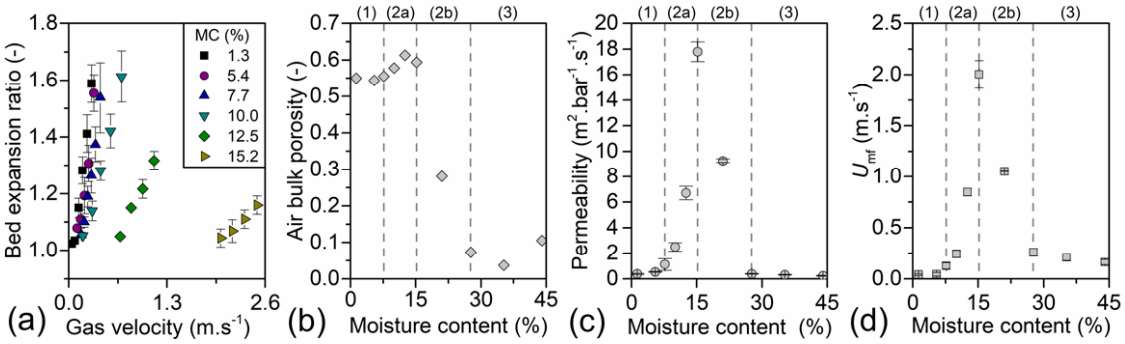


Fig. 4 – Effect of moisture content on: bed expansion ratio (a), air bulk porosity (b), permeability (c) and minimal fluidization velocity (d).

Fig. 4 (c) shows that permeability (κ) increases up to 15.2% MC (states 1–2a), then drops sharply in states 2b–3, consistent with the reduction in ε_{air} (Fig. 4 (b)). Fig. 4 (d) indicates that U_{mf} increases with MC in states 1–2a, due to looser packing but stronger interparticle forces in the beds, requiring more gas velocity

ISBN: 978-65-5222-057-8

to fluidize (Seville; Clift, 1984). In states 2b–3, U_{mf} decreases, as the bed becomes structurally weaker and ε_{air} declines, increasing drag but lowering resistance to fluidization (Wright; Raper, 1998).

De-aeration capability

The effect of moisture content on the de-aeration behavior of drill cuttings is analyzed, and the extracted time constants are presented in Fig. 5. De-aeration is interpreted as air venting through interparticle voids after airflow is interrupted, where the bed acts as a filter (Kennedy, 1998). For states (1) and (2a), increasing MC led to reduced de-aeration times (Fig. 5), which is consistent with increased porosity and permeability (Figs. 8 and 9). The lowest de-aeration time occurred at 21.0% MC, when the bed was no longer fluidizable. In state (3), de-aeration followed a two-stage pattern, with an initial rapid air escape followed by a slower release. This behavior is reflected in Fig. 5, which shows two time constants: one relatively stable and another increasing with MC. The first refers to the loose post-fluidization structure, while the second involves higher interparticle resistance and lower porosity, enhancing air retention.

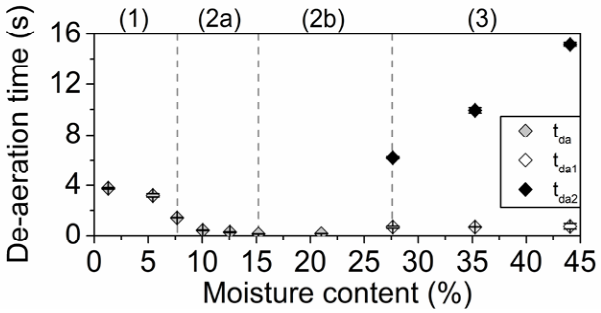


Fig. 5 – Effect of moisture content on de-aeration time (t_{da}).

Modeling investigation

Interparticle forces on packed bed

The estimation of interparticle forces using *Approaches A–E* is presented in Fig. 6 (a). *Approach A* shows cohesive forces increasing up to the end of substate (2a), then decreasing in 2b and state (3), aligning with the hypotheses discussed in previews sections. As *Approach A* is based on experimental data, with will be used as reference (Lu *et al.*, 2018). Comparing *Approaches B* and *C* to *A*, both overestimate cohesive forces in state (1), corresponding to the pendular regime (S ≤ 25%). In contrast, *Approach D* underestimates forces in the same region, while *Approach E* provides results most consistent with experimental data.

These differences arise from how each model represents the geometry and interaction area of liquid bridges. *Approaches B and C* assume that the bridges form between spherical particles with the Sauter mean diameter, which increases the estimated interaction area, contributing to force overestimation. Conversely, *Approach D* assumes bridges form only at surface asperities, which reduces the effective interaction area and lowers the resulting forces. *Approach E* considers bridge formation between a particle and an asperity, producing intermediate force values and a better match with *Approach A*. Given the irregularity and roughness of drill cuttings, this mixed interaction is more representative of actual conditions, capturing both particle-scale and asperity-level effects.

ISBN: 978-65-5222-057-8

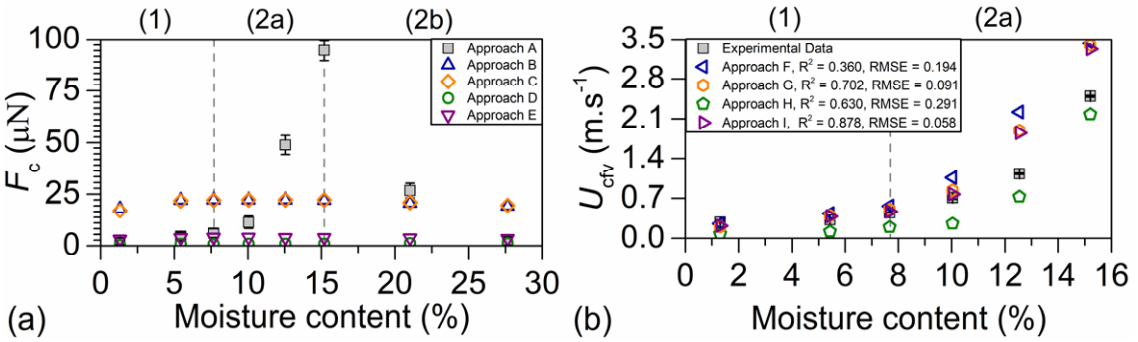


Fig. 6 – Effect of moisture content on the prediction of: interparticle forces (F_C) (a) and complete fluidization velocity (U_{cfv}) (b).

Complete fluidization velocity

Fig. 6 (b) presents experimental and predicted values of complete fluidization velocity (U_{cfv}). In all cases, U_{cfv} increases with *MC*, consistent with greater liquid bridge volumes. *Approaches F–I* matched experimental data only in state (1), with *Approach I* remaining accurate up to 10.0% MC, as shown by R^2 and RMSE metrics. *Approaches F* and *G*, assuming bridges between spherical particles with the Sauter mean diameter, overestimate forces, leading σ_t to equal τ only at high *a* values (18.2–55.6 μm and 74.3–143.8 μm, respectively), thus overpredicting U_{cfv}. *Approach H*, which considers bridges only at surface asperities, results in lower *a* (8.5–18.1 μm) and correspondingly lower U_{cfv} due to the smaller capillary force area. *Approach I* integrates both particle size and asperity effects, yielding intermediate force levels and *a* values (10.2–22.2 μm).

CONCLUSIONS

This study explored the effects of moisture-induced interparticle forces on the fluidization and de-aeration of drill cuttings. Key conclusions include:

- Three aeration-based states were identified: dry (1.3–7.7%), cohesive (7.7–27.6%), and slurry (27.6–44.0%).
- In the dry state, B-type behavior prevailed with limited bed expansion. In the cohesive state, behavior shifted to C-type, with peak U_{mf} and permeability at 15.7% *MC*. In the slurry state, B-type behavior returned, marked by low permeability and high pre-fluidization overpressures.
- Air retention decreased with *MC* in dry and cohesive states, reaching a minimum at the non-fluidizing point. In the slurry state, two de-aeration phases were observed: a fast escape via large bubbles followed by a slower escape via small bubbles.
- Modeling showed a hybrid model (particle + asperity) gave the best match, indicating that in the pendular state, capillary forces act over areas defined by both particle size and asperity.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors are grateful for financial and technical support from the Coordination for the Improvement of Higher Education Personnel (CAPES) and Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras®).

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERENCES

Altino, H.O.N., et al. Chemical Engineering Science, v. 308, n. 121434, 2025.

Alkalbani, A. K.; *et al*. *Ain Shams Engineering Journal*, v. 14, n. 10, 2023.

Althaus, T.O.; Windhab, E. J. *Powder Technology*, v. 215–216, p. 59–65, 2012.

API. *API Recommended Practice 13B-2*. Washington: API, 2012.

Boyce, C.M. *Powder Technology*, v. 336, p. 12–29, 2018.

Burnett, G. A. *et al.* United States: EP1766181B1. 2011

Burnett, G. A. *et al.* United States: WO2005/124096Al. 2004

Butt, H.; Kappl, M. *Adv. Colloid Interface Sci.*, v. 146, n. 1–2, 2009.

Chambers, A. J.; *et al*.The influence of material properties on conveying characteristics. 1998, 1998. p. 309–319.

Coulson, J. M.; Richardson, J. F. *Chemical Engineering: Particle Technology and Separation Processes*. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2002.

Ergun, S. *Chemical Engineering Progress*, v. 48, p. 89–94, 1952.

Geldart, D. *Powder Technology*, v. 7, n. 5, p. 285–292, 1973.

Gerrard, S *et al. Drill cuttings piles in the north sea: management options during platform decommissioning*. . Norwich, 1999.

IOGP. *Drilling waste management technology review*. . The International Association of Oil & Gas Producer, 2016.

Kennedy, O. C. *Pneumatic conveying performance characteristics of bulk solids*. 1998. 321 f. University of Wollongong, 1998.

Kristensen, H. G. *Advances in Pharmaceutical Sciences*, v. 7, n. C, 1995.

Levenspiel, O. Flow in Fluidized Beds. *Engineering Flow and Heat Exchange*. Boston, MA: Springer US, 2014. v. 6. p. 153–166.

Lu, H. *et al. Chemical Engineering Research and Design*, v. 133, 2018.

Malagalage, A. *Pneumatic conveying and storage of wet particles to illustrate offshore drill cutting handling*. University of South-Eastern Norway, 2018.

Pan, S. *et al. Powder Technology*, v. 397, p. 117016, 2022.

Pietsch, W.; Rumpf, H. *Chemie Ingenieur Technik*, v. 39, n. 15, 1967.

Rabinovich, Y. I. *et al. Adv. Colloid Interface Sci.*, v. 96, n. 1–3, 2002.

Rumpf, H. C. H. Zur *Chemie Ingenieur Technik*, v. 42, n. 8, p. 538–540, 1970.

Sanchez, L. *et al. Powder Technology*, v. 138, n. 2–3, p. 93–117, 2003.

Seville, J. P.K.; Clift, R. *Powder Technology*, v. 37, n. 1, p. 117–129, 1984.

Wright, P.C.; Raper, J.A. *Chem. Eng. Res. Des.*, v. 76, n. 6, 1998.

Xu, H. *et al. Powder Technology*, v. 409, p. 117805, 2022.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REDUÇÃO DA VISCOSIDADE DO PETRÓLEO CRU POR ATIVAÇÃO MAGNÉTICA COM ÍMÃS DE TERRAS RARAS: ESTUDO EXPERIMENTAL EM LABORATÓRIO

Gomes, A. M.[1]; Freitas, W.R[1]; Maciel, P.N.[1]; Penteado, M. R. M.[2]

[1] Diretores MAGNEX TECNOLOGIES S/A; abdias@magnex.com. [2] Consultor Técnico

RESUMO

A alta viscosidade do petróleo bruto, particularmente os óleos pesados e extrapesados, representam um desafio técnico e econômico para a sua produção, transporte e refino. Focando em alternativas sustentáveis esse trabalho apresenta resultados obtidos em laboratório com a aplicação da tecnologia da ativação magnética com ímãs de terras raras, visando à redução da viscosidade do petróleo. A técnica da ativação magnética expõe o fluido a campos magnéticos intensos que são gerados por imãs permanentes, alterando assim a estrutura físico-química das frações pesadas do petróleo, como aslfatenos e resinas. Esse processo promove a quebra/reorganização de aglomerados moleculares, resultando assim na diminuição da viscosidade do óleo. Para a validação, o presente estudo realizou experimentos com petróleo bruto, variando entre óleos médios e pesados, caracterizados pelo grau API, teores de água e asfaltenos, densidade e viscosidade. O experimento constitui na passagem de petróleo por dispositivos magnéticos construídos com imãs de neodímio-ferro-boro (NdFeB), com intensidade de campo magnético entre 3000 e 4000 Gauss. Foram testadas diferentes configurações de tempo de exposição e vazão do fluido sob uma temperatura constante. As análises reológicas realizadas antes e após a exposição ao campo magnético indicaram reduções de viscosidade entre 15 a 50%, dependendo das condições experimentais aplicadas, das características do óleo e do número de ciclos nos ativadores magnéticos. Todo o processo foi realizado sem a adição de solventes, aquecimento ou qualquer modificação química do fluido, caracterizando assim a ativação magnética como uma tecnologia limpa, de baixo impacto ambiental, com potencial para aplicação em escala industrial. Observou-se também reversibilidade parcial do efeito em algumas amostras indicando a necessidade de estudos adicionais sobre a duração e estabilidade do efeito magnético.

Palavras-chave: Petróleo, Viscosidade, Ativação magnética, Ímãs permanentes.

ISBN: 978-65-5222-057-8

1. INTRODUÇÃO

A produção de óleo pesado representa uma grande parcela nos recursos/produção mundial na industria petrolífera. Com as tendências de aumento no consumo desse recurso e a possibilidade desse recurso vir a acabar, novos tipos de exploração surgem, como por exemplo a explotação do óleo pesado, um ramo que tem se tornado ativo crescente em investimentos em uma escala mundial (Liandong, 2001). O óleo pesado possui características especiais como a alta viscosidade e o alto ponto de congelamento, o que acarreta alguns problemas técnicos na coleta, no transporte e na aplicação do óleo pesado.

Um dos problemas refere-se à formação de depósitos de aslfato-resina-parafina, conhecidos como ARPD (*asphalt-resin-paraffin-deposits*) sendo geralmente acompanhada pela parada do campo produtor ou, até mesmo por acidentes devido a problemas que são ocasionados por tais depósitos. A elevada viscosidade do petróleo e a tendência à formação de depósitos durante o transporte e processamento tornam essa área um campo econômico de grande interesse para a industria petrolífera e para as pesquisas nessa área. Assim, um ponto chave para solucionar esse problema técnico seria a avaliação da redução efetiva da viscosidade do petróleo, alvo de pesquisas na literatura (Santos et al., 2017).

Diferentes métodos podem ser utilizados para controlar o ARPD, como por exemplo o uso de raspadores, o tratamento de poços com óleo quente e água, a lavagem com destilado, o uso de solventes orgânicos, o aquecimento elétrico no fundo do poço, o tratamento magnético, o uso de bactérias oxidantes de hidrocarbonetos, dentre outras técnicas. (Gavöriluk & Glazkov, 2001). Todos esses métodos citados para o controle de ARPD são limitados, dependendo das condições de campos específicos. Por exemplo, o método biotecnológico é limitado pela alta pressão de formação e fatores de gás, alto teor de sulfeto de hidrogênio no óleo e deve ser utilizado em temperaturas acima de 40 à 50°C, e é recomendado para poços operados por bombas de haste.

A tecnologia de aquecimento para transporte de petróleo pesado apresenta alto consumo de energia e problemas de segurança quando o transporte é interrompido; a tecnologia de diluição aumenta o consumo de energia e reduz as propriedades físicas do petróleo; a tecnologia de emulsificação apresenta as desvantagens de alto teor de água, alto investimento e dificuldade na desidratação posterior (Chen et al, 2010).

Assim, a tecnologia da ativação magnética destaca-se na solução do problema com uma abordagem não invasiva e que tem ganhado interesse nas últimas décadas devido ao seu potencial em modificar propriedades físico-químicas dos fluidos petrolíferos e atuar no controle do ARPD. O dispositivo magnético não requer manutenção nem o fornecimento de qualquer tipo de energia e é mais eficiente ao utilizar-se imediatamente após a limpeza de um poço onde depósitos existiam. O presente estudo objetiva-se em apresentar um equipamento capaz de magnetizar o petróleo reduzindo a sua viscosidade e, consequentemente, atuando na solução de alguns problemas enfrentados pela indústria do petróleo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O dispositivo de magnetização do fluido consiste em um revestimento de tubulação com um material magnético fixado ao eixo do revestimento. Esse sistema compreende ímãs permanentes com direções de magnetização sequenciais, instalados sucessivamente ao longo do revestimento da tubulação. Os ímãs permanentes têm o formato circular e a magnetização ocorre na forma radial. Nas superfícies externas dos ímãs permanentes são fixadas peças polares, e os ímãs são colocados em um material não magnético (Das, 2008).

A ativação magnética consiste na aplicação de campos magnéticos estáticos ou pulsados sobre o petróleo bruto, com o objetivo de alterar a orientação e o comportamento molecular de seus componentes. Estudos demonstram que o campo magnético pode afetar a agregação de moléculas polares, como asfaltenos, e modificar a viscosidade aparente do petróleo (Zhang et al., 2014). A principal hipótese é que o campo magnético influência os momentos dipolares e os momentos magnéticos orbitais dos elétrons, interferindo nas interações intermoleculares (Chen et al., 2017). Na Figura 1, observa-se a morfologia das moléculas de petróleo antes e após a ativação magnética em duas amostras de petróleo, em a) e b) (Phuong et al., 2020).

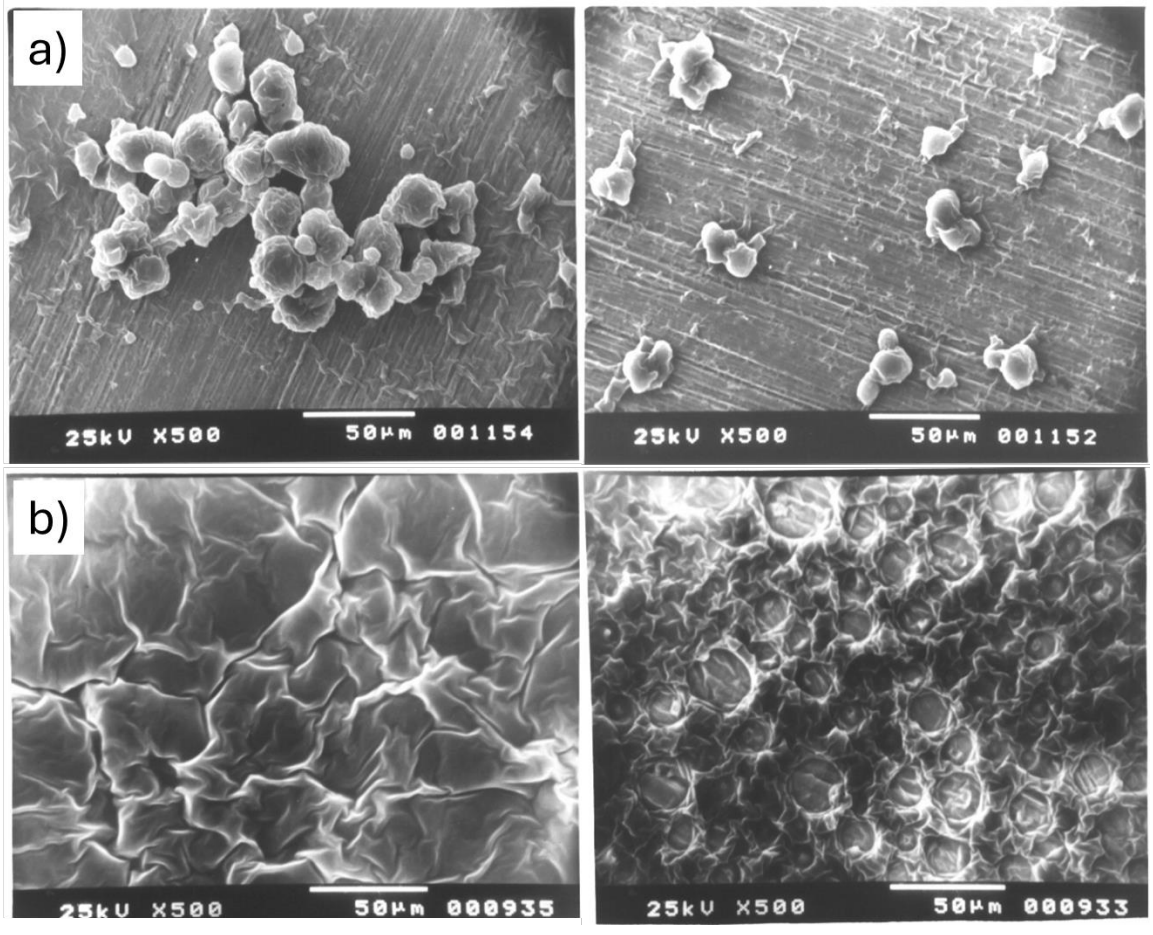


Figura 1: Morfologia dos cristais antes (a,) e depois (b) da ativação magética.
(Phuong Tung, 2020)

ISBN: 978-65-5222-057-8

Pesquisas experimentais indicam que a exposição do petróleo bruto a campos magnéticos entre 0,1 e 0,5 T pode reduzir sua viscosidade em até 20%, dependendo da composição do fluido e da duração da exposição (Silva et al., 2020). Além disso, foram observadas melhorias na estabilidade coloidal dos asfaltenos e redução na formação de depósitos em tubulações. Tais efeitos são particularmente relevantes em operações de elevação térmica e em oleodutos de longa distância.

O mecanismo de ação ainda é tema de debate, mas há evidências de que os campos magnéticos promovem a desaglomeração dos clusters de asfaltenos e alteram as forças de Van der Waals que mantêm essas estruturas unidas (Li et al., 2018). Alguns autores também sugerem a possibilidade de reorganização da estrutura eletrônica dos agregados moleculares, resultando em menor resistência ao fluxo.

3. METODOLOGIA DE TRABALHO

Essa seção descreve a bancada para a realização dos experimentos, os tipos de ativadores magnéticos utilizados no experimento, o tipo de petróleo e o teste realizado.

3.1. Bancada de teste

A bancada de teste projetada e utilizada é constituída de um reservatório para a deposição inicial do petróleo. Esse reservatório é conectado a uma bomba que irá passar o fluido pelos ativadores magnéticos para então ser coletado e assim ter seus efeitos analisados. Na saída do reservatório existe uma resistência para aquecer o fluido a ser transportado. A Fig. 2 apresenta o diagrama esquemático da bancada experimental.

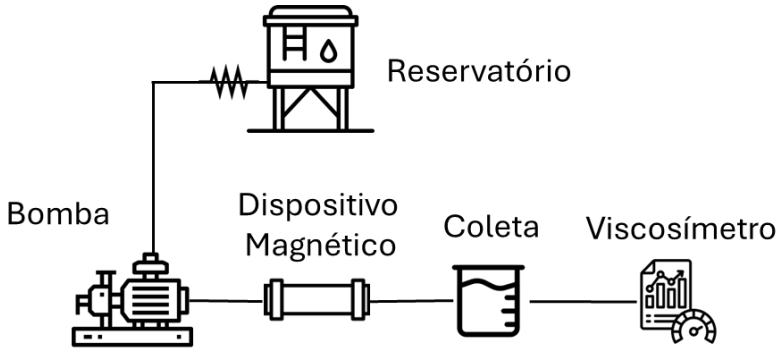


Figura 2: Diagrama esquemático da bancada experimental.

A bomba transporta o fluido do reservatório até o dispositivo magnético com uma vazão de 0,9 m^3/h. Uma resistência elétrica esquenta o fluido a ser transportado para uma breve redução de sua viscosidade. As especificações técnicas customizada para o experimento estão apresentadas na Tabela 1.

3.2. Tipologia dos ativadores magnéticos e do petróleo

Os experimentos no laboratório foram utilizados 3 (três) três tipos de ativadores magnéticos customizados (vide Fig. 3) segundo as seguintes diretrizes gerais:

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1: Especificações Gerais adotadas no experimento

Grandeza	Planta Piloto Bancada Laboratório
Vazão	0,90 m^3/h ou 135 BPD
Velocidade	3,00 m/s
Ø Interno Tubo	10 mm (3/8")
Comprimento zona imantação	700 mm
Campo Magnético (médio)	3.000 Gauss
Nº passadas campo mag.	12
Número de Reynolds	9



Figura 3: Três modelos de ativadores magéticos utilizados nos experimentos.

- *Modelo 1:* Imãs ferro neodímio 1700 Gauss; comprimento ativação magnética 700 mm; 12 anéis magnéticos largura 50 mm e equi-espaçados de 50 em 50 mm;

- *Modelo 2:* Imãs ferro neodímio 2800 Gauss; comprimento ativação magnética 700 mm; 12 (doze) anéis magnéticos largura 50 mm e equi-espaçados de 50 em 50 mm;

- Modelo 3: Imãs ferro neodímio 2800 Gauss; comprimento ativação magnética 700 mm; 12 (doze) anéis magnéticos largura 50 mm e sem espaçamentos entre anéis.

ISBN: 978-65-5222-057-8

O petróleo utilizado nos testes tem origem no poço de Papa Terra, localizado na Bacia de Campos/Brasil. Para a obtenção de suas propriedades, foi utilizado o Núcleo de Separadores Compactos, conhecido como NUSEC na Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, MG/Brasil. Esse petróleo possuí grau API (15 °C) de 13,1 e um teor de água de 7,90%. A viscosidade cinemática medida para uma temperatura ambiente de 26 °C foi de 500 poise (50.000 mm^2/s).

3.3 Medição da viscosidade

A viscosidade do fluido foi avaliada através de 2(duas) técnicas, à saber:

- Teste funil (vide Fig.4ª) e através de viscosímetro analógico (Fig. 4ᵇ)

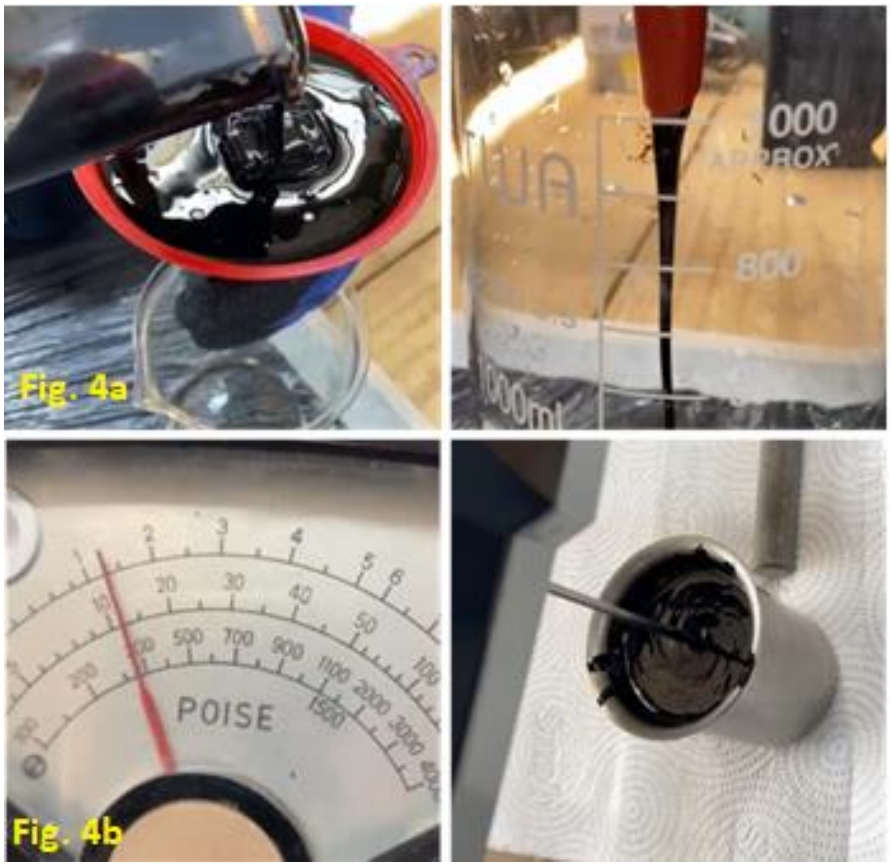


Figura 4): Avaliação viscosidade via funil(a) e viscosimetro analógico(b)

Medições realizadas no petróleo cru natural, sem ativação magnética, realizada na temperatura ambiente de 26 °C indicaram tempo 5 minutos e 40 segundos (5’ 40’’s) para passagem do petróleo a partir do funil cheio até a borda. A densidade relativa medida no petróleo natural foi de 0,9807.

3.3 Sequência dos experimentos

Os testes realizados foram conduzidos a partir do seguinte método experimental:

- 1º experimento: Ativador Magnético Modelo 1; petróleo em temperatura ambiente (26oC); 1 (uma) passagem pelo circuito magnético;

ISBN: 978-65-5222-057-8

- 2º experimento: Ativador Magnético Modelo 2; petróleo em temperatura ambiente (26ºC); 1 (uma) passagem pelo circuito magnético;

- 3º experimento: Ativador magnético Modelo 3; petróleo em temperatura ambiente (26ºC); 1 (uma) passagem pelo circuito magnético;

A melhor performance registrada se deu no Modelo 1, em campos de 1700 Gauss, e, portanto, nesta primeira fase foi selecionado e direcionado os testes apenas para o emprego deste modelo e, assim sendo, o presente artigo irá apresentar tão somente os resultados específicos a esta customização.

Na sequência foram realizados testes com petróleo na temperatura ambiente (26ºC) e realizando 1 (uma) até 4 (quatro) passagens do petróleo pelo circuito de ativação. Os testes foram repetidos já na temperatura do petróleo em torno de 56ºC e com apenas 1 (uma) passagem pelo circuito de ativação.

4. RESULTADOS

Na Tabela 2 são apresentados os resultados dos testes realizados com o petróleo à temperatura ambiente (26ºC) e em até 4 (quatro) passadas pelo circuito de ativação magnética.

Tabela 2: Resultado antes e depois de 1 até 3 passagens ativação e T=26^{O}C

Características	Natural	Após 1 passagem	Após 2 passagens	Após 3 passagens
Temperatura	26,1 °C	26,2 °C	26,4 °C	26,5 °C
Viscosidade (POISE)	500	400	350	250
δ Relativa	0,9807	0,9712	0,9615	0,9418

Na Tabela 3 pode-se observar os resultados obtidos em situação em que a temperatura petróleo era 56ºC e com a passagem no circuito apenas 1(uma) vez. Foi neste teste identificada uma redução de 14,21% na viscosidade (expressa em Poise) no cenário antes e após a ativação magnética.

Tabela 3: Resultado antes e depois de passagem (1x) pelo circuito magnético a 56^{O}C.

Características	Natural	Após 1 passagem
Temperatura	56,2 °C	57,0 °C
Viscosidade	35 poise	30 poise
δ Relativa	0,9423	0,9038
Tempo teste funil	37,96”	27,81”

Finalmente, decorridos 18 horas após a realização de 3 (três) passagens do petróleo pelo circuito magnético, foi avaliada a viscosidade do petróleo ativado e onde foi registrado 350 Poise, indicando uma tendência de que os benefícios de redução de viscosidade persistem no tempo, na medida em que ele no fim do experimento registrou 250 Poise e 18 horas após ainda registrava redução percentual de 30%.

ISBN: 978-65-5222-057-8

5. CONCLUSÕES

Foi possível a partir dos experimentos realizados em laboratório utilizando petróleo viscoso de baixo °API confirmar as seguintes tendências:

- A redução de viscosidade a partir do uso de ativação magnética é um fenômeno real e constatado, tal como alardeado na literatura técnica especializada;

- Ficou patente que o desenvolvimento de uma unidade de ativação magnética, do tipo Submagnético*"* a ser inserida em "*tubing"* de extração de petróleo, ou de modelos do tipo "*top side",* passa, inevitavelmente, por um processo de customização, tendo acesso as informações do poço em análise, tais como: vazão, velocidade, pressão, regime de fluxo e número de Reynolds, diâmetro e metalurgia dos tubos onde serão instalados, bem como ºAPI, densidade e teor de água do petróleo;

- A partir do conhecimento prévio das características gerais do poço/petróleo, estudo deverá ser conduzido para definir um projeto específico (customizado) de ativador magnético, selecionando e definindo variáveis de projeto, tais como: campo magnético necessário; comprimento do canal de imantação; tipologia e ordenação imãs permanentes; dimensões do ativador; metalurgia dos componentes; etc.;

- Registro, no presente experimento, de obtenção de redução de viscosidade do petróleo na temperatura ambiente (26ºC) em até 50% após, passagens sucessivas por campos magnéticos customizados. Já em temperaturas maiores, no caso 56ºC, tendência de reduções na faixa dos 15%.

- O trabalho, realizado em escala laboratorial, reforçou a necessidade de realizar experimentos em escala real, como forma de melhor avaliar performance de um protótipo de ativador magnético insertável em poço *OFF-SHORE* de exploração de petróleo. Nossos agradecimentos ao grupo NUSEC / UNIFEI pelo apoio e que viabilizou a realização dos experimentos.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Chen, D., Liu, Y., & Sun, H. (2017). *Influence of magnetic fields on the aggregation behavior of asphaltenes in crude oil*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 157, 243–250.

Chen, Liang, Qing Zhang, and Yu Jiang. "Current station of unheated heavy oil gathering and transportation technology and its application." *Natural Gas and Oil* 28.1 (2010): 6-9.

Gavriluk, O. V., and O. V. Glazkov. "The application of magnetic liquide treatment in oil fields of West Siberia." *63rd EAGE Conference & Exhibition*. European Association of Geoscientists & Engineers, 2001.

Ivan A. Golubev; Andrei V. Golubev; Anatolli B. Laptev. Practice of using the magnetic treatment devices to infensify the processes of primary oi treating. Journal of Mining Institue. 2020. Vol. 245. P. 554-560

ISBN: 978-65-5222-057-8

Liandong, Yu. "The distribution of heavy oil resources in the world and the present situation and prospect of its exploitation technology." *Special oil and gas reservoirs 8.2 (2001): 98-103.*

Li, X., Zhang, T., & Huang, H. (2018). *Investigation of magnetic field effect on heavy oil viscosity: a microstructure perspective*. Fuel, 220, 329–335.

Phuong-Tung Nguyen; Pham Viet Hung. Studying the Mechanism of Magnetic Field Influence on Paraffin Crude Oil Viscosity and Wax deposition reductions. SPE 68749 – Society of Petroleum Engineers. 2020

Santos, I. C. V. M., P. F. Oliveira, and C. R. E. Mansur. "Factors that affect crude oil viscosity and techniques to reduce it: A review." *Brazilian Journal of Petroleum and gas* 11.2 (2017).

Silva, R. M., Costa, M. A., & Farias, M. C. (2020). *Redução de viscosidade de petróleo por campos magnéticos: um estudo experimental*. Revista Brasileira de Engenharia Química, 37(2), 89–98.

Zhang, X., Wang, Y., & Zhao, J. (2014). *Magnetic treatment of crude oil and its influence on viscosity reduction*. Petroleum Science and Technology, 32(10), 1238–1245.

ISBN: 978-65-5222-057-8

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA PERDA DE CIRCULAÇÃO EM CANAL PARCIALMENTE POROSO E FRATURADO UTILIZANDO O MÉTODO DE LATTICE BOLTZMANN

Hiago Souza da Silva[1], Fernando César De Lai[1], Vinícius Gustavo Poletto[1], Rodrigo Prando Pedroni[1], João Victor Lopes Marchiori[1], Silvio Luiz de Mello Junqueira[1], Alex Tadeu de Almeida Waldmann[2], André Leibsohn Martins[2]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, hiago@alunos.utfpr.edu.br,
[2]Centro de Pesq., Des. e Inov. L. A. M. de Mello - CENPES, awaldmann@petrobras.com.br,

RESUMO

A perda de circulação consiste na invasão do fluido de perfuração na formação rochosa, sendo esse um problema recorrente para a indústria de petróleo e gás. Esse cenário gera riscos de instabilidades no poço, além de elevar os custos operacionais. De modo a mitigar danos e riscos, a medição e predição das variáveis de operação no poço é de vital importância. Simulações computacionais são uma alternativa, uma vez que permitem testar previamente intervenções e melhorias, sem os riscos e custos de atuar *in loco*. O presente trabalho consiste na simulação numérica do fenômeno de perda de circulação, tendo como geometria um canal livre em contato com uma região porosa, representando a região anular do poço-formação, na qual localiza-se uma fratura transversal. O escoamento é considerado como em regime permanente, incompressível, isotérmico e bidimensional. O Método de Lattice Boltzmann (LBM) é empregado para a solução, consistindo na modelagem discreta do fluido a partir de funções de distribuição de partículas com a evolução temporal governada pela equação de transporte de Boltzmann. Resultados são discutidos para dois problemas de verificação: o canal parcialmente poroso e o canal com plugue poroso. É variado o número de Darcy, para dois valores, 10^{-2} e 10^{-3}. Foi observada boa concordância com resultados da literatura, que utilizam CFD convencional. Os modelos desenvolvidos e os resultados do presente trabalho estão sendo utilizados na criação de um banco de dados que alimenta uma ferramenta de aprendizagem de máquina, empregada na predição e mitigação da perda de circulação.

Palavras-chave: Perda de circulação; Método de Lattice Boltzamnn; Fluido não newtoniano; Meio poroso.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O fluido de perfuração possui como funções lubrificar a broca e assegurar pressão hidrostática no poço. Deve-se dedicar atenção particular a pressão, pois caso seja elevada, pode favorecer o fenômeno de perda de circulação (Santos, 2006). Trata-se de uma ocorrência indesejável, na qual ocorre a invasão do fluido de perfuração na formação rochosa, refletindo em maior onerosidade do processo e impactando em sua produtividade (Schechter, 1992). Visando atuar frente ao problema da perda de circulação, o emprego da simulação numérica computacional é de grande valia. Tanto no sentido de predição quanto projeto, a modelagem matemática e as técnicas de CFD (mecânica dos fluidos computacional) são úteis devido a sua flexibilidade e custos reduzidos, comparado à protótipos ou intervenções *in loco*.

No âmbito da simulação numérica em fenômenos de transporte, o Método de Lattice Boltzmann (LBM) vem ganhando notoriedade. Enquanto o CFD tradicional baseia-se numa visão macroscópica e contínua do fluido, o LBM lida com uma escala mesoscópica e discreta. Dessa forma, o escoamento é modelado como oriundo de colisões e movimentações de partículas componentes do fluido. Mapeia-se as localizações e direções de deslocamento dessas partículas, tomando-as em conjuntos (Mohamad, 2011). Isso difere o LBM da dinâmica molecular clássica, onde são modeladas as partículas individuais, prática bastante proibitiva em contextos de engenharia, devido ao elevado número de átomos ou moléculas no sistema, mesmo em casos mais simples.

O objetivo do presente trabalho é simular o escoamento do fluido de perfuração em uma região de formação rochosa. O Método de Lattice Boltzmann é empregado para a simulação do fluido não newtoniano. A geometria é aproximada na forma de um canal parcialmente poroso e fraturado. São propostos problemas de verificação: o escoamento em um plugue poroso e o escoamento em um canal parcialmente poroso, sem a fratura. Resultados para escoamento em canal parcialmente poroso e canal com plugue poroso são apresentados, variando o número de Darcy, e comparando com resultados da literatura.

FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A modelagem do problema é estabelecida como segue: um canal, dividido verticalmente, com meio poroso homogêneo posicionado do lado direito e fluido livre do lado esquerdo. No meio da região porosa, localiza-se uma fratura horizontal. A Figura 1 descreve a geometria, indicando também as condições de contorno em todas as faces.

ISBN: 978-65-5222-057-8

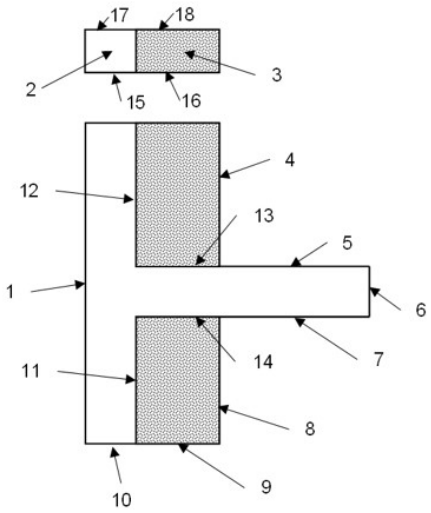


Figura 1: Vista superior e vista lateral da geometria do problema

O fluido é injetado com vazão mássica em (10), saindo em (2) e (3), à pressão atmosférica. A saída pela fratura é em (6). As paredes em (1), (4), (5), (7), (8), (9), (15), (16), (17) e (18) são superfícies impermeáveis, apresentando condição de não deslizamento. Por fim, as superfícies em (11), (12), (13) e (14) compõem a interface entre o meio poroso e o fluido, através da qual pode haver escoamento.

Problemas envolvendo escoamentos são tradicionalmente modelados pelas equações de conservação da massa e da quantidade de movimento, respectivamente eq. (1) e eq. (2):

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0 \tag{1}$$

$$\frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + \mathbf{u} \cdot \nabla \mathbf{u} = -\nabla p + \nabla \cdot \left(\nu_e \nabla \mathbf{u} \right) \tag{2}$$

sendo $\mathbf{u}$ as velocidades macroscópicas, ∇p os gradientes de pressão e ν_e a viscosidade cinemática.

Para modelar a parte do domínio onde há meio poroso, utiliza-se uma versão corrigida da eq. (2), na qual acrescenta-se os termos referentes ao escoamento em meio poroso, notadamente, de Darcy e Forchheimer. Dessa forma, tem-se a eq. (3):

$$\frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + \mathbf{u} \cdot \nabla \left(\frac{\mathbf{u}}{\varepsilon} \right) = -\nabla \left(\varepsilon p \right) + \nabla \cdot \left(\nu_e \nabla \mathbf{u} \right) - \frac{\varepsilon \nu_e}{K} \mathbf{u} - \frac{\varepsilon F_\varepsilon}{\sqrt{K}} |\mathbf{u}| \mathbf{u} \tag{3}$$

sendo ε a porosidade, K a permeabilidade, dada pela eq. (4) e F_ε um fator geométrico, dado pela eq. (5).

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$K = Da\, d^2 \tag{4}$$

$$F_\varepsilon = \frac{1.75}{\sqrt{150\,\varepsilon^3}} \tag{5}$$

sendo Da o número de Darcy e d um comprimento característico.

Uma forma alternativa à resolução do problema por meio das equações de conservação de massa e quantidade de movimento é o Método de Lattice Boltzmann (LBM). Esse método é baseado numa abordagem mesoscópica e discreta do fluido. São empregadas as funções de distribuição de partículas $f(\vec{c},\vec{r},t)$, que estimam o número de partículas localizadas entre $\vec{x}$ e $\vec{x}+d\vec{x}$, possuindo velocidade entre $\vec{c}$ e $\vec{c}+d\vec{c}$, no instante de tempo t. A principal causa para variações na função f é a colisão entre partículas. O processo de evolução de f é governado pela equação de transporte de Boltzmann (eq. (6)).

$$\frac{\partial f}{\partial t} + c\cdot\nabla f + F = \Omega \tag{6}$$

sendo F alguma força externa atuante e Ω o termo de colisão.

Assim, ao invés de resolver as equações da conservação da massa e quantidade de movimento, será resolvida a equação de transporte de Boltzmann. Sua solução é menos custosa computacionalmente e ainda assim, replica o comportamento dos modelos tradicionais (Mohamad, 2011).

Para o presente trabalho, será empregado o modelo conforme Guo e Zhao (2005), adaptado para a geometria e problema propostos. O arranjo espacial utilizado é o D2Q9, no qual às partículas é permitido se deslocar ao longo das direções ortogonais no plano, além das diagonais ou permanecer onde estão, conforme apresentado na Figura 2.

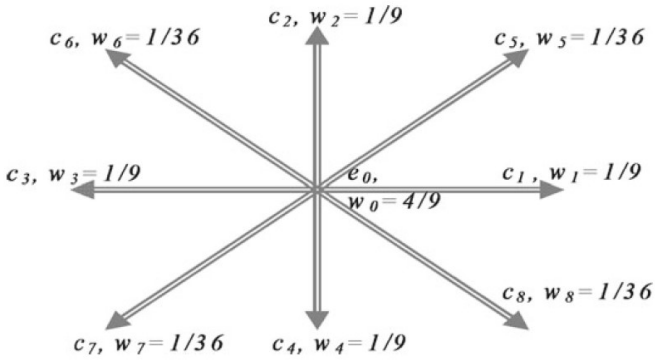


Figura 2: Arranjo de lattices D2Q9. Fonte: Mohamad (2011)

ISBN: 978-65-5222-057-8

O deslocamento e colisões entre as partículas é governado pela equação de transporte de Boltzmann (eq. (6)). As colisões são representadas pela aproximação BGK (Bhatnagar et al, 1954), apresentada na eq. (7). A equação de Boltzmann discretizada pelo esquema upwind, toma a forma da eq. (8).

$$\Omega = \frac{1}{\tau}\left(f^{eq} - f\right) \tag{7}$$

$$f_i\left(\vec{x} + \vec{c}_i\,\Delta t, t + \Delta t\right) = f_i\left(\vec{x}, t\right) + \frac{\Delta t}{\tau}\left[f_i^{eq}\left(\vec{x}, t\right) - f_i\left(\vec{x}, t\right)\right] + F_i \tag{8}$$

sendo f_i a parcela de f correspondente à direção i, τ o tempo de relaxação de f_i até seu respectivo valor de equilíbrio f_i^{eq}, dado pela eq. (9), e F_i o termo de forças externas, que compreendem os termos do meio poroso, dados pela eq. (10).

$$f_i^{eq} = \omega_i \rho\left[1 + \frac{c_i \cdot u}{c_s^2} + \frac{uu : \left(c_i c_i - c_s^2 \mathbf{I}\right)}{2\varepsilon\, c_s^2}\right] \tag{9}$$

$$F_i = \omega_i \rho\left(1 - \frac{1}{2\tau}\right)\left[1 + \frac{c_i \cdot B}{c_s^2} + \frac{uu : \left(c_i c_i - c_s^2 \mathbf{I}\right)}{2\, c_s^4}\right] \tag{10}$$

$$B = -\frac{\varepsilon \nu}{K} u - \frac{\varepsilon F_\varepsilon}{\sqrt{K}} |\mathbf{u}| u \tag{11}$$

sendo ρ a massa específica do fluido, c_s a velocidade do som no contexto do LBM, com $c_s = 1/\sqrt{3}$, $\mathbf{I}$ a matriz identidade de ordem 2 e ω_i a fração de partículas que se deslocam em cada direção, sendo $\omega_0 = 4/9$, $\omega_{1,2,3,4} = 1/9$ e $\omega_{5,6,7,8} = 1/36$.

Por fim, a massa específica do fluido e as velocidades do escoamento são obtidas a cada iteração no tempo pelas equações (12) e (13):

$$\rho\left(\vec{x}, t\right) = \sum_{i=0}^{9} f_i\left(\vec{x}, t\right) \tag{12}$$

$$\vec{u}\left(\vec{x}, t\right) = \sum_{i=0}^{9} f_i\left(\vec{x}, t\right)\, \vec{c}_i \tag{13}$$

Assume-se como critério de convergência a razão entre a soma das somas quadráticas das velocidades em uma iteração e cem passos de tempo antes, gerando um resíduo conforme a eq. (14). Assim que esse resíduo assume valor abaixo de 10^{-9}, a simulação é dada como convergida e encerrada.

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$res = \sqrt{\frac{\sum_i \sum_j u(i,j)^2 + v(i,j)^2 \Big|_{iter.k}}{\sum_i \sum_j u(i,j)^2 + v(i,j)^2 \Big|_{iter.k-100}}} - 1 \qquad (14)$$

PROBLEMAS DE VERIFICAÇÃO

Propõe-se problemas de verificação, de modo a avaliar a capacidade do LBM de representar escoamentos em meios porosos. O primeiro problema é o do canal parcialmente poroso, conhecido como problema de Beavers e Joseph. Trata-se de um canal horizontal preenchido por meio poroso homogêneo na metade inferior. A interface entre o fluido e a região porosa é paralela à direção do escoamento. A geometria é ilustrada na Figura 3, sendo a região em branco correspondente ao fluido puro e a região em cinza representando o meio poroso.

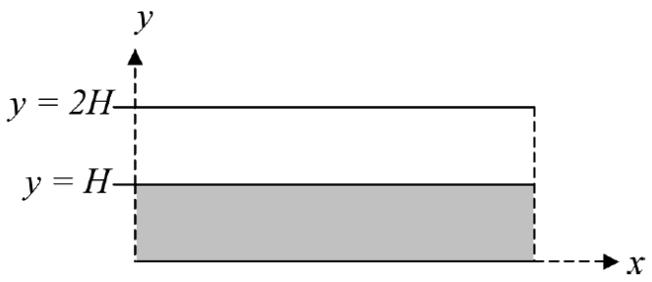


Figura 3: Geometria do canal parcialmente poroso. Fonte: Betchen (2006)

Como condições de contorno, tem-se: imposição de velocidade constante na entrada do canal; saída aberta, submetida à pressão atmosférica; condição de bounce-back na parede superior e inferior do canal; continuidade do perfil de velocidade na interface fluido - meio poroso.

O problema considera os seguintes dados de entrada: $\mathrm{Re}_H = 1$, $\varepsilon = 0,7$, comprimento total do canal igual a $8H$, o que garante o escoamento completamente desenvolvido na saída do canal, segundo Betchen et al.(2006). A região de fluido livre e de meio poroso possuem a mesma altura, H. O número de Darcy foi tomado como igual a 10^{-2} e 10^{-3}.

Os perfis de velocidade na saída do canal são apresentados na Figura 4, sendo em (a) $Da = 10^{-2}$ e em (b) $Da = 10^{-3}$. Para fins de comparação, são apresentados os resultados de Costa et al. (2004), obtidos por meio de CFD convencional.

ISBN: 978-65-5222-057-8

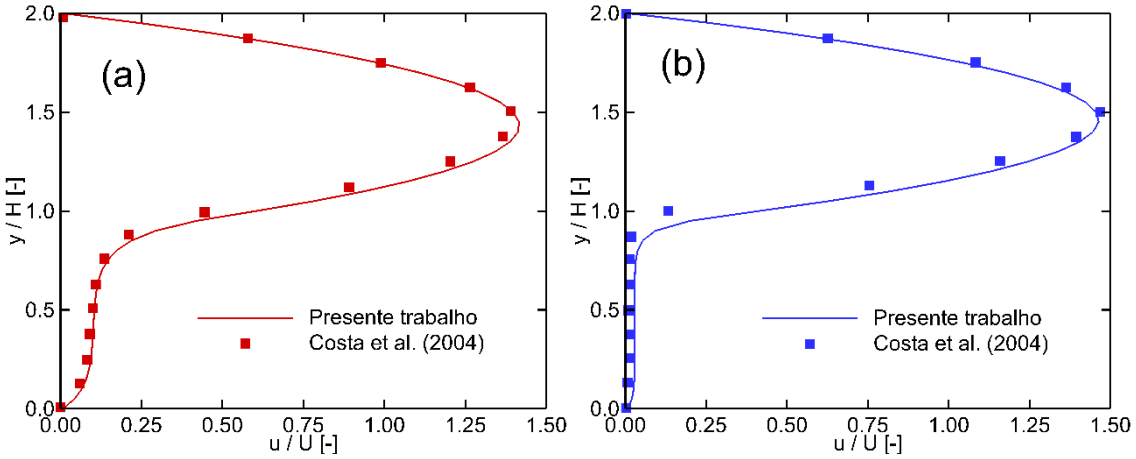


Figura 4: Perfil de velocidade na saída do canal, para (a) *Da* = 10^{-2} e (b) *Da* = 10^{-3}

Os resultados tiveram boa concordância com a referência em relação ao perfil de velocidades. Como esperado, uma atenção maior às condições de contorno junto à interface fluido – meio poroso é requerida, sendo ali onde encontram-se as maiores diferenças, especialmente para o caso onde $Da = 10^{-3}$.

Um segundo problema de verificação é apresentado, com o objetivo de modelar escoamentos onde a interface fluido-porosa é perpendicular ao fluxo. O problema é conhecido como escoamento em canal com plugue poroso. A geometria segue sendo um canal horizontal, porém com um trecho ocupado por meio poroso homogêneo, conforme ilustrado na Figura 5.

Os dados empregados no problema são: $\mathrm{Re}_H = 1$, $\varepsilon = 0{,}7$, altura do canal igual a H e comprimento do fluido livre e do meio poroso iguais a $3H$ e $2H$, respectivamente. Como condições de contorno, foi considerada a saída aberta à pressão atmosférica. Para as paredes superior e inferior do canal, foi empregada a condição de bounce-back. Na entrada do canal, foi imposto um perfil de velocidades plenamente desenvolvido, conforme a eq. (15):

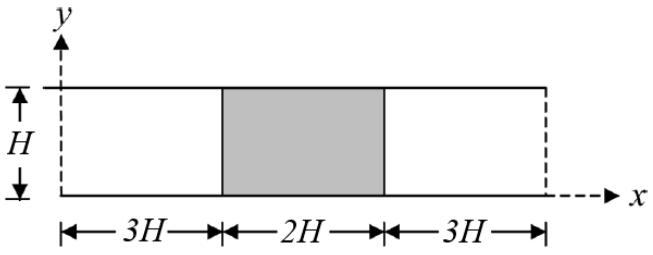


Figura 5: Geometria do problema de verificação - Plugue poroso. Fonte: Adaptado de Betchen et al. (2006)

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$u(0,y)=\frac{6U_0 y}{H}\left(1-\frac{y}{H}\right); \quad v(0,y)=0 \tag{15}$$

sendo U_0 a velocidade axial média no canal.

O perfil de velocidade em x, ao longo do canal, é apresentado na Figura 6, variando o número de Darcy: (a) $Da=10^{-2}$ e (b) $Da=10^{-3}$. Para comparação, são apresentados os resultados obtidos por Costa et al.(2004), utilizando CFD convencional.

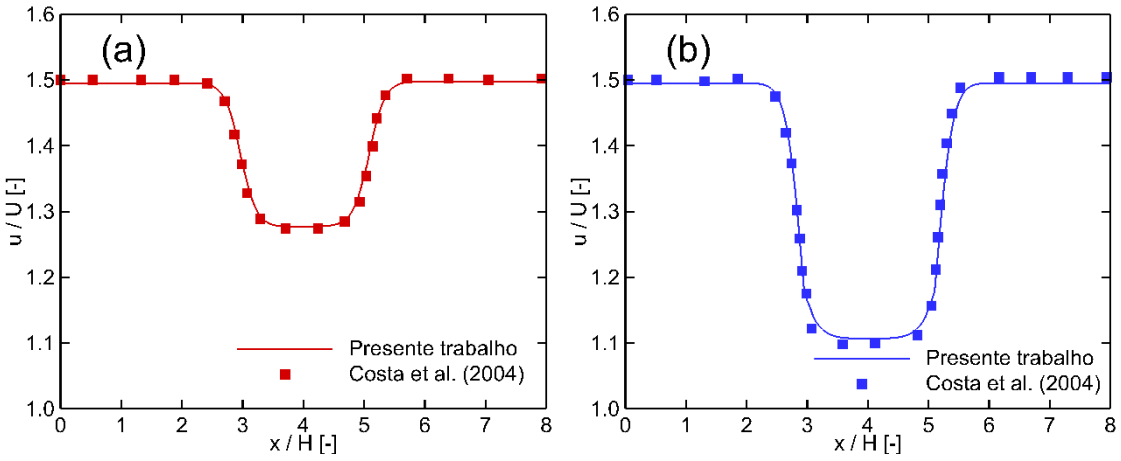


Figura 6: Perfil de velocidade ao longo do canal, para (a) (a) Da = 10^{-2} e (b) Da = 10^{-3}

Novamente é observada um boa concordância com os resultados de referência. Devido ao baixo número de Reynolds, o escoamento torna-se plenamente desenvolvido rapidamente dentro da região sem o meio poroso. O mesmo acontece dentro do meio poroso, recuperando seu respectivo perfil de velocidades plenamente desenvolvido. Em geral, o escoamento é unidimensional, assumindo componente na direção y próximo às interfaces fluido – meio poroso.

Posteriormente, torna-se possível a modelagem da geometria completa do canal parcialmente poroso e fraturado. Este é um problema bastante mais complexo, uma vez que estão presentes diversas regiões impermeáveis, porosas, e de fluido livre. É necessário estabelecer condições de contorno para todas as interfaces, executar testes de malha, para então obter as distribuições de velocidade e pressão no canal.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSÕES

O problema da perda de circulação é uma relevante preocupação no âmbito da perfuração de poços de petróleo. Os gastos associados à reposições de fluido de perfuração, somados aos riscos de colapso do poço requerem atuação frente à esse problema. A predição do escoamento no interior do poço é fundamental para o projeto e melhorias na perfuração, podendo esta ser feita por meio de simulações numéricas. Assim, o objetivo do presente trabalho foi simular numericamente o fenômeno da perda de circulação, por meio do método de Lattice Boltzmann.

Dentre as capacidades do LBM frente ao CFD convencional, pode-se destacar: custo computacional mais baixo, facilidade de aplicar em geometrias complexas, e possibilidade de paralelização em CPU e GPU, devido ao caráter explicito de sua formulação. Além disso, é mais fácil de implementar em linguagem de programação.

Foram propostos testes de verificação que levam em conta um dos fatores mais críticos da simulação, a interface entre o meio poroso e a região com fluido livre. Os testes foram o problema de Beavers and Joseph e o escoamento em canal com plugue poroso. Foi variado o número de Darcy, que expressa o quão permeável é a região porosa. Para ambos os problemas foi obtida boa concordância com os resultados da literatura, obtidos por meio de CFD convencional. Identificou-se uma necessidade de dar atenção à modelagem da interface fluido – meio poroso, onde houveram leves discrepâncias, especialmente para o caso onde Da = 10^{-3}.

A partir dos resultados dos testes de verificação, é possível dar prosseguimento na simulação do canal parcialmente poroso e fraturado. Com o problema completo implementado, tem-se mais variáveis onde atuar, como a espessura da fratura, vazão de fuga, vazão imposta, porosidade e permeabilidade, entre outros. Dessa forma, os mecanismos de escoamento em fraturas e meios porosos podem ser melhor compreendidos. O conhecimento gerado será utilizado na montagem de um banco de dados de simulações, que alimentará uma ferramenta de aprendizagem de máquina a ser utilizada na predição e mitigação da perda de circulação.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, do Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCT e do Programa de Formação de Recursos Humanos da PETROBRAS - PRH10-UTFPR.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BETCHEN, L.; STRAATMAN, A. G.; THOMPSON, B. E. A Nonequilibrium Finite-Volume Model for Conjugate Fluid/Porous/Solid Domains. **Numerical Heat Transfer, Part A: Applications**, 49:6, 543-565, 2006

BHATNAGAR, P. L.; GROSS, E. P.; KROOK, M. A model for collision processes in gases. I. Small amplitude processes in charged and neutral one-component systems. **Physical review**, v. 94, n. 3, p. 511, 1954.

COSTA, V. A. F., et al. Simulation of Coupled Flows in Adjacent Porous and Open Domains Using a Control-Volume Finite-Element Method. **Numerical Heat Transfer, Part A: Applications**, 45:7, 675-697, 2004.

GUO, Z.; ZHAO, T. S. Lattice Boltzmann simulation of natural convection with temperature-dependent viscosity in a porous cavity. **Progress in Computational Fluid Dynamics, an International Journal**, v. 5, n. 1-2, p. 110-117, 2005.

MOHAMAD, A. A. Lattice Boltzmann Method – Fundamentals and Engineering Applications with Computer Codes. Springer. Calgary, Canadá, 2011.

SANTOS, O. L. A. Segurança de Poços em Lâminas de Água Ultra profundas. ENAHPE 2006 – Encontro Nacional de Hidráulica de Perfuração e Completação de Poços de Petróleo e Gás. **Anais...**Domingos Martins, ES: 2006.

SCHECHTER, R. S. Oil Well Stimulation. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, EUA, 1992.

THOMAS, J. E. et al. Fundamentos de Engenharia de Petróleo, 2a. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AVALIAÇÃO DO EFEITO DE PRESSÃO NA SEDIMENTAÇÃO DE ADENSANTES EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Idrissa Deme*, Juliana Siqueira Agrelos, Carla Gabriella Oliveira de Brito, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Luís Americo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

*Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, *idrissdeme@yahoo.fr*

RESUMO

A sedimentação dos adensantes presentes em fluidos de perfuração confinados no espaço anular, formado entre o revestimento e a formação rochosa, pode prejudicar a técnica de sapata aberta que alivia a Annular Pressure Build-up (APB) que compromete a integridade do poço. A técnica de sapata aberta, usada para aliviar a pressão, pode ter sua eficácia reduzida devido à formação de um sedimento de baixa permeabilidade formado no fundo do anular. Dentro deste contexto, este estudo investiga a dinâmica de sedimentação sob diferentes pressões, visando melhorar o controle do APB. Foram realizados experimentos em uma unidade de aço 316L, projetada para operar em condições de alta temperatura e pressão (HTHP), com capacidade para 2000 psi e 150 °C. O sistema possui um vaso de 2200 mL (1110 mm de altura e 2" de diâmetro) e dupla visualização em borossilicato. Utilizou-se uma suspensão de calcita ($CaCO_3$) a 10% em fluido base água com glicerina (10%) como viscosificante. Os testes, conduzidos em temperatura ambiente, variaram a pressão entre atmosférica, 150 psi, 300 psi, 500 psi, 1000 psi e 1500 psi. Os resultados, analisados por curvas de altura normalizada × tempo, mostraram que a pressão não influencia significativamente a sedimentação na pressão de 500 psi. Contudo, a partir de 150 psi abaixo e até 1500 psi acima desse limiar, observou-se uma diminuição na taxa de sedimentação após um certo tempo dependendo da faixa de pressão aplicada. Essa diminuição não acontecia antes deste tempo, sugerindo uma mudança no comportamento dinâmico. Esses achados são importantes para prever a sedimentação em poços sob altas pressões, auxiliando no controle do APB e na otimização de fluidos de perfuração.

Palavras-chave: sedimentação, efeitos de pressão, sistemas particulados

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A sedimentação de partículas sólidas em fluidos de perfuração representa um desafio para a indústria de petróleo, com implicações diretas na segurança operacional e integridade de poços (Mahmood Amani *et al.*, 2018). Este fenômeno físico, resultante da ação gravitacional sobre partículas dispersas em meio líquido, assume particular relevância em operações de perfuração de poços profundos e ultra profundos.

Os estudos sobre sedimentação têm tradicionalmente focado em parâmetros como viscosidade do fluido, tamanho de partícula e temperatura (Bourgoyne *et al.*, 1986). A influência da temperatura na reologia de fluidos de perfuração e consequente impacto na sedimentação foi objeto de vários estudos (Kelessidis *et al.*, 2007), com evidências de que aumentos térmicos podem tanto acelerar quanto retardar o processo de sedimentação dependendo da composição do fluido. Contudo, o efeito isolado da pressão, especialmente em condições de alta pressão e alta temperatura (HPHT), sobre a dinâmica de sedimentação permanece pouco explorado na literatura técnica. Estudos, como de Wang et al. (2012) e Ofei et al. (2023), exploraram as propriedades reológicas de fluidos de perfuração em condições HPHT onde observaram efeitos de retardo causados pela pressão, mas sem monitoramento visual direto da sedimentação e os testes foram realizados em pressões muito altas (acima de 50 Mpa ≈ 7251,89 psi para Wang, e de 100 bar ≈ 1450,38 psi para Ofei).

A importância deste estudo torna-se evidente quando consideramos o fenômeno do Annular Pressure Buildup (APB), onde fluidos confinados no anular sofrem aumento de pressão devido a variações térmicas durante a produção (Pattillo et al., 2006). Embora mecanismos de alívio de pressão como sapatas abertas sejam comumente empregados (Hoffmann et al., 2004), a sedimentação de adensantes pode comprometer sua eficácia através da formação de depósitos compactados de baixa permeabilidade (Abdelmjeed et al.,2021).

É bastante limitado o número de estudos em condições de alta temperatura e alta pressão, de forma que a literatura revela que a maioria dos estudos sobre sedimentação em fluidos de perfuração foi conduzida em condições atmosféricas ou baixas pressões (Bern et al., 2000), os poucos trabalhos que investigaram efeitos de pressão na sedimentação limitaram-se a análises reológicas indiretas, sem monitoramento visual direto do processo (Hemphill et al., 2013), (Wang, F. et al., 2012), (Ofei et al., 2023) e não foram encontrados estudos sistemáticos que correlacionem diferentes faixas de pressão com a cinemática de sedimentação através de acompanhamento contínuo da interface sólido-líquido.

Dentro deste contexto, este trabalho apresenta uma abordagem experimental que busca investigar a sedimentação de fluidos de base aquosa adensados com calcita em um sistema que permite aplicação controlada de pressões de até 1500 psi, monitoramento visual contínuo da altura do sedimento, análise temporal em múltiplas faixas de pressão (150-1500 psi).

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

Especificações técnicas

O sistema de teste consiste em uma unidade experimental que possui um vaso de sedimentação com volume interno aproximado de 2200 cm³, com altura externa de 1110 mm e diâmetro interno de 2". Construído em aço 316L, possui limites de operação de pressão e temperatura de 1500 psi e 150 °C, respetivamente. O vaso possui um sistema de visualização duplo em borossilicato em todo o volume útil para permitir o monitoramento da frente de sedimentação ao longo do tempo, analogamente aos ensaios de sedimentação em batelada realizados em proveta. Uma escala milimétrica fixada na superfície externa da unidade foi utilizada para as medidas. Como a unidade é inclinável um medidor de nível (inclinômetro) digital que mede de 4° á 90° foi empregue para ajustar a posição vertical na qual foram realizados os testes. As pressões utilizadas abrangeram pressão atmosférica, 150 psi, 300 psi, 500 psi, 1000 psi e 1500 psi. A pressurização foi realizada através de um cilindro de nitrogênio conectado por mangueira de engate no topo da unidade.

Em relação à entrada e saída da coluna, suas tampas superior e inferior possuem uma conexão 1/2” NPT cada, que permitem alimentação, esvaziamento e pressurização. Mais quatro entradas laterais são equipadas com válvulas que são conectadas com sensores de pressão. A unidade oferece a possibilidade de realização de teste de alta temperatura através de uma camisa térmica, na qual há a possibilidade de circular um fluido aquecido por meio de um ou dois banhos com geração de gradiente de temperatura com refrigeração no topo e aquecimento na base da coluna. Entretanto, o foco neste estudo foi o efeito da pressão e a Figura 1 mostra a unidade com o visor.

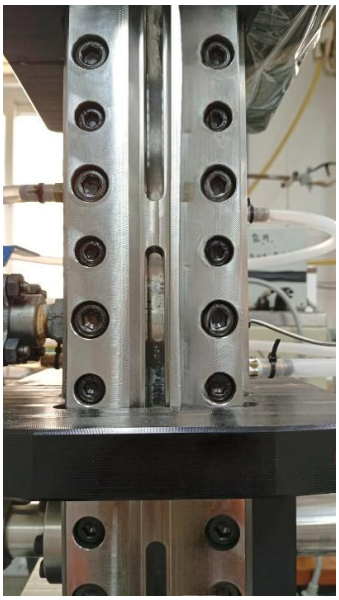


Figura 1: Vista da unidade de sedimentação com o visor

ISBN: 978-65-5222-057-8

Preparação e caracterização dos fluidos e ensaios

Os ensaios com a unidade foram conduzidos utilizando suspensões contendo 10% (v/v) de calcita em uma solução composta por 90% de água e 10% de glicerina. A glicerina foi utilizada como agente viscosificante, enquanto a calcita desempenhou o papel de adensante. A mass de calcita foi pesada utilizando a Balança de Precisão BL3200H Shimadzu e o fluido foi homogeneizado utilizando o Agitador mecânico Fisatom 722S por 30 minutos.

A granulometria da calcita foi obtida por difração a laser no analisador de partículas Malvern Mastersizer 2000. A Figura 2 representa a distribuição granulométrica apresentada pela calcita, enquanto a Tabela 1 contém os diâmetros característicos das análises realizadas. Já a densidade da calcita foi obtida através da técnica de picnometria e resultando em 2,49 ± 0,24 g/mL enquanto a massa especifica da suspensão foi aferida utilizando-se a balança de lama Fann modelo 140 resultando em 1,29 ± 0,01 g/mL.

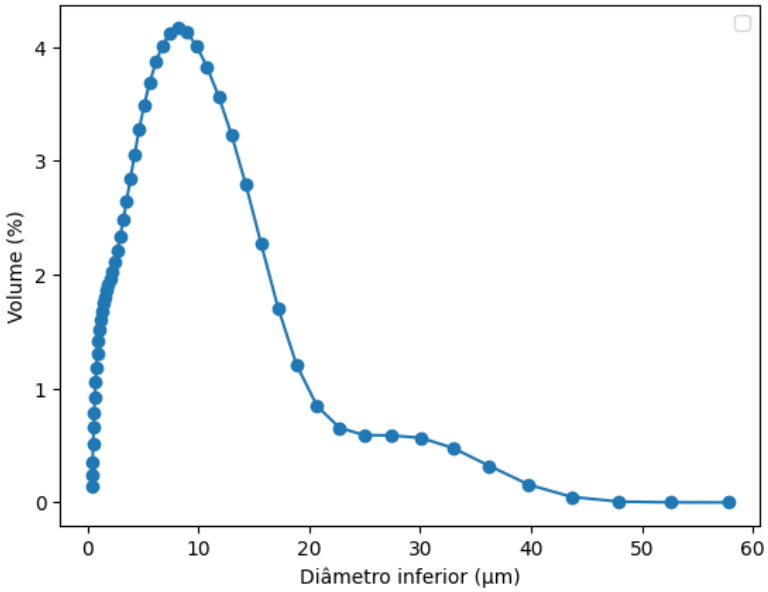


Figura 2: Distribuição granulométrica da Calcita.

Tabela 1: Dados estatísticos das análises granulométricas da Calcita.

Estatística	DIAMETRO (µm)
Diâmetro de Sauter	2,94
d_{10}:	1,14
d_{50}:	5,74
d_{90}:	15,37

O comportamento reológico da suspensão e do fluido base foi avaliado por meio das curvas de viscosidade obtidas sem pressurização em um reômetro

ISBN: 978-65-5222-057-8

de rolamento a ar Anton Paar MCR 302e. As curvas foram obtidas na temperatura de 25 °C em taxas de cisalhamento decrescentes e crescentes, nos intervalos de 0,1 s^{-1} a 1000 s^{-1}, com pontos distribuídos em escala logarítmica. A Figura 3 ilustra as curvas de viscosidade do fluido base e da suspensão a 25 °C. Observa-se que a mistura de água e glicerina apresenta comportamento Newtoniano, com viscosidade de 1,38 ± 0,02 mPa.s, enquanto a suspensão apresenta comportamento pseudoplástico, diante da diminuição da viscosidade aparente com o aumento da taxa de cisalhamento.

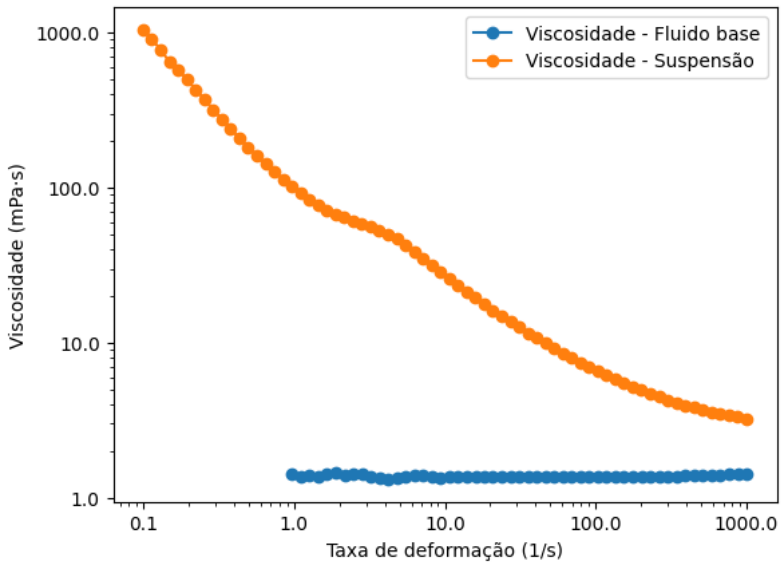


Figura 3: Viscosidade do fluido base e da suspensão com calcita

Após preparo e homogeneização, a suspensão foi vertida na coluna por meio de um funil de vidro junto à parede do vaso de forma a não formar bolhas de ar. Na sequência, o sistema de pressurização foi acionado e o ensaio iniciado imediatamente após o fechamento da válvula. Os testes realizados possuem duração de 300 minutos e a altura acompanhada por meio da escala milimetrada acoplada à parede da unidade. A altura do clarificado foi monitorada em intervalos de 2 minutos nos primeiros 80 minutos; intervalos de 5 minutos entre 80 e 160 minutos; intervalos e por fim, intervalos de 10 minutos até os 300 minutos.

Os testes foram conduzidos em triplicata a temperatura ambiente e os ensaios foram categorizados em três grupos a saber: pressão baixa (150 Psi e 300 Psi), pressão média (500 Psi) e alta pressão (1000 Psi e 1500 Psi).

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os efeitos da pressão sobre o processo de sedimentação foram avaliados primeiramente nas faixas de baixa pressão (150 Psi e 300 Psi) e o comportamento da curva de sedimentação encontra-se na figura 4.

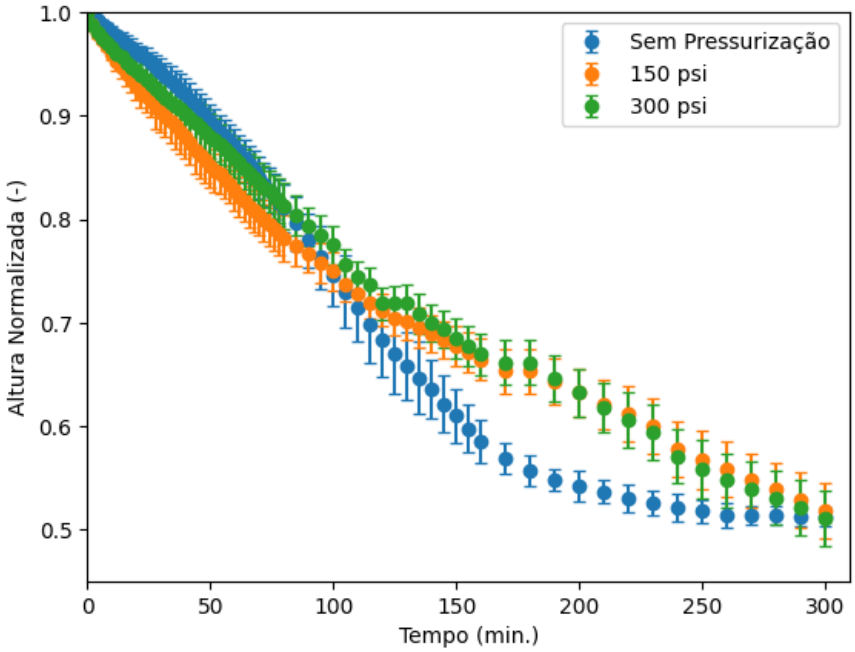


Figura 4: Comparação sem pressurização vs. 150 psi vs. 300 psi.

Como é possível observar na Figura 4, com 150 psi de pressão aplicado sobre a suspensão na unidade, começa-se a destacar um comportamento diferente da curva de sedimentação sem pressão. De fato, é possível verificar que nos 100 primeiros minutos a sedimentação com pressão parece ligeiramente mais rápida, mas desacelera depois para ficar mais lento que sem pressurização até o final do processo em que as duas curvas se reencontrarem. A curvas de 300 psi apresentam praticamente o mesmo comportamento. Embora a curva de 300 psi não se destaque muito da curva sem pressurização na sua fase mais rápida, as curvas de 300 psi e 150 psi ficam superpostas na fase desacelerada. O comportamento nos 200 últimos minutos, onde a sedimentação ocorre mais lentamente que sem pressurização, parece corresponder ao sugerido por Ofei *et al.* (2023) e Wang, R. *et al.* (2012) ao avaliar o comportamento reológico de suspensões de barita sob pressão. A pressão, neste caso, causaria um aumento da viscosidade, retardando assim o processo de sedimentação. Porém, como comentado, o comportamento nos 100 primeiros minutos é um tanto diferente. Isso pode ser causado pelo pressão relativamente baixa que não permitiu observar o efeito descrito na literatura. Para verificar isso, a pressão foi elevada para 500 psi e resultou numa constatação diferente daquela feita acima, como mostra a Figura 5.

ISBN: 978-65-5222-057-8

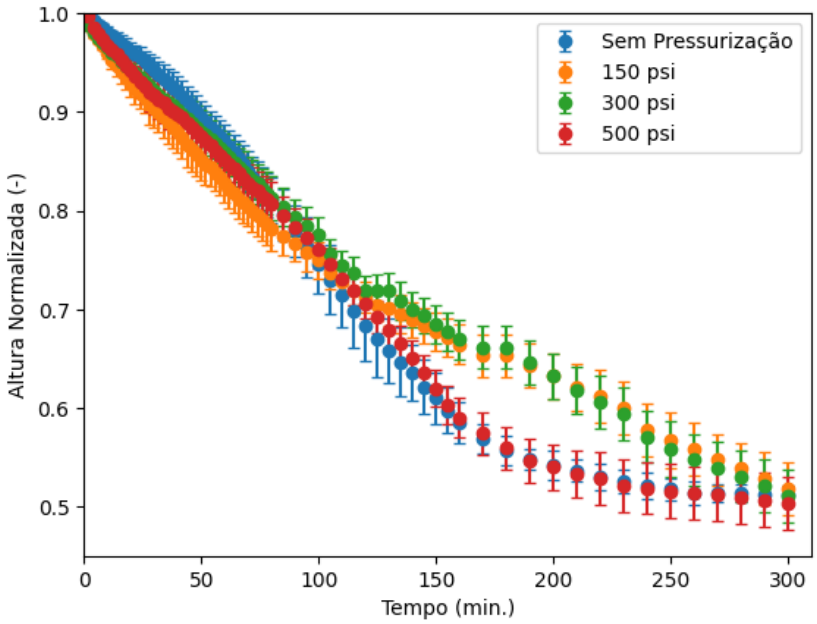


Figura 5: Comparação sem pressurização x 150 psi x 300 psi x 500 psi.

Como é possível observar na Figura 5, com 500 psi de pressão a curva de sedimentação não se destaca muito da curva da sedimentação sem pressurização, contrariando o que poderia ser esperado com base da literatura (Ofei et al. (2023) e Wang, R. et al. (2012)). Para investigar este comportamento inesperado, foram realizados testes com pressões mais altas a 1000 psi e 1500 psi.

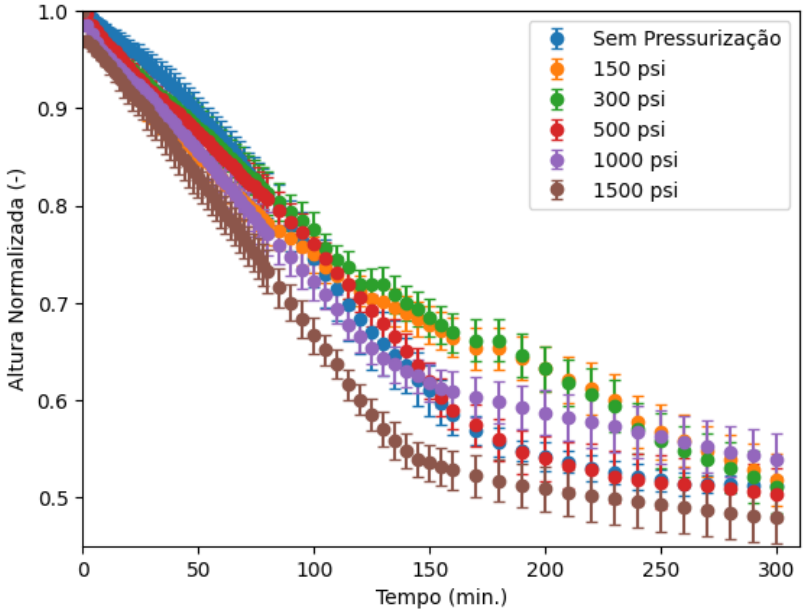


Figura 6: Comparação sedimentação em todas as faixas de pressão usadas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Como pode ser observado na Figura 6, à 1000 psi de pressão, a sedimentação é mais rápida nos primeiros 150 minutos que os teste sem pressurização e com pressão de 150, 300 e 500 psi. Em seguida, dos 150 minutos até o final do teste, há uma desaceleração tornando-se mais lento que a sedimentação sem pressurização e a 500 psi. Entretanto, continua neste intervalo mais rápido que a sedimentação com baixa pressão (150 psi e 300 psi). A principal observação que pode ser feita, até o momento, é que, comparando o processo de sedimentação com e sem pressurização, a pressão parece causar uma aceleração do processo por um tempo seguida de uma desaceleração, sendo o tempo para a desaceleração maior para pressões mais altas.

Analisando os resultados obtidos com 1500 psi, verifica-se que a sedimentação é mais rápida que todas as outras condições testadas nos 300 minutos de teste. Ao final do tempo, observa-se uma desaceleração indicando uma tendencia ao comportamento da curva de sedimentação sem pressurização tempos maiores serão necessários para averiguar se as curvas se encontram. Isso pode ser explicado pelo fato que nesta faixa pressão é necessária uma taxa de deformação mínima para causar o aumento da viscosidade que desacelera o processo. De fato, Ofei, *et al.* (2023) observaram que com 100 bar (1450,38 psi) a viscosidade aumenta a partir da taxa de deformação de 250 s^{-1}.

Avaliando os diferentes comportamentos apresentados nos resultados, pode-se observar três tipos de comportamentos e dois grupos que se destacam. Neste caso classificados em grupo alta pressão (1000 psi e 1500 psi) e grupo de baixa pressão (150 psi e 300 psi). Comparando os comportamentos em relação à sedimentação sem pressurização, esses dois grupos parecem ter um comportamento simétrico em torno de uma pressão intermediária de 500 psi. De fato, o intervalo de tempo em que a velocidade de sedimentação é mais rápida aumenta com a pressão para o grupo de alta pressão indo de 150 minutos para 1000 psi á 300 minutos para 1500 psi. Por outro lado, este intervalo de tempo tende a se reduzir com o aumento da pressão para o grupo de baixa pressão (100 minutos para 150 psi e 90 minutos para 300 psi). Portanto, a intensidade da aceleração ou desaceleração não depende diretamente da intensidade da pressão aplicada, mas da faixa de pressão ao qual pertence. Essas observações indicam que o processo inicial de aceleração acontece pela possível combinação de fatores. Um possível efeito é a compressão de bolhas de ar presentes na suspensão. Dependendo da faixa de pressão, inicialmente ocorreria uma compressão do ar residual da suspensão que aceleraria a queda das partículas depois da compressão. O fluido se estabilizaria e seria iniciada a sedimentação sob efeito exclusivo da pressão. Nesta fase a pressão desacelera o processo. Alguns estudos sugerem que bolhas de ar reduzem a viscosidade em fluidos não-newtonianos sob cisalhamento moderado e em concentrações de sólidos menores a 20% (Steffe,1996; Rust & Manga, 2002; Pal, 2003; Llewellin et al., 2002; Ofei, et al., 2023). Outro fator pode estar relacionado a um efeito sobre a

ISBN: 978-65-5222-057-8

reologia do fluido onde a pressão exercida causa em primeiro momento uma perturbação que leva a uma redução da viscosidade, provocando uma velocidade maior de queda da interface e, em um segundo momento, a suspensão estabiliza e observa-se o efeito de aumento da viscosidade como descrito por Ofei et al. (2023) e Wang, F. et al. (2012).

Por fim, um aspecto a ser investigado é que a desaceleração da sedimentação, observada em algumas condições de teste, poderia sugerir que a compactação do sedimento pode ser influenciada pela pressão, afetando a permeabilidade dos depósitos formados, como observado por Abdelmjeed *et al.* (2021). Experimentos mais longos terão que ser realizados para avaliação desta consideração.

CONCLUSÕES

Este estudo investigou os efeitos da pressão na sedimentação de adensantes em suspensões aquosas, utilizando uma unidade experimental HTHP (alta temperatura e alta pressão) com monitoramento visual contínuo. Os resultados demonstraram que:

- Pressões média em torno de 500 psi não alteram significativamente a dinâmica de sedimentação, exceto por uma ligeira aceleração inicial seguida de desaceleração, e pressões baixas entre 150 psi e 300 psi causam uma desaceleração na maior parte do processo de sedimentação possivelmente devido à compressão de bolhas de ar residuais.
- Pressões altas entre 1000 psi e 1500 psi reduzem a taxa de sedimentação após 150 minutos, indicando uma mudança no comportamento dinâmico, possivelmente devido á compactação das partículas já sedimentadas e às alterações na viscosidade do fluido.
- A influência da pressão não é linear, com comportamentos distintos em diferentes faixas (baixa, média e alta pressão), sugerindo que mecanismos como compressibilidade do fluido e interações partícula-partícula desempenham papéis críticos.

Comparando com a literatura, este trabalho avança ao fornecer dados experimentais diretos sob condições controladas, complementando estudos prévios que focaram em reologia indireta (Ofei et al., 2023; Wang, F. et al., 2012) ou em condições atmosféricas (Bern et al., 2000). Trabalhos futuros poderão esclarecer pontos levantados no presente trabalho.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o financiamento e apoio da Petrobras (Projeto SAP 4600669323) e da UFRRJ, bem como o suporte do Laboratório de Escoamento de Fluidos, no desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abdelmjeed Mohamed, Saeed Salehi, Ramadan Ahmed, Significance and complications of drilling fluid rheology in geothermal drilling: A review, Geothermics, Volume 93, 2021.

Bern, P. A., et al. (2000). *Barite sag: measurement, modelling and management*. SPE Drilling & Completion, 15(01), 25-30.

Bourgoyne, A. T., et al. (1986). *Applied drilling engineering*. SPE Textbook Series.

Hemphill, T., et al. (1993). *Yield-power law model more accurately predicts mud rheology*. Oil & Gas Journal, 111(8), 88-94.

Kelessidis, V. C., et al. (2007). *Gelation of water–bentonite suspensions at high temperatures and rheological control with lignite addition*. Applied Clay Science, 36(1-3), 221-231.

Mahmood Amani, et.al. (2018). “An Experimental Analysis of the Factors Affecting Barite Segregation in Water Based Drilling Fluids”, International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering (IJPPE), 4(4), pp.14-31.

Ofei, T. N., Ngouamba, E., Opedal, N., Lund, B., & Saasen, A. (2023). Rheology assessment and barite sag in a typical North Sea oil-based drilling fluid at HPHT conditions. *Korea-Australia Rheology Journal*, *35*(2), 81-94.

Pattillo, P. D., Cocales, B. W., and S. C. Morey. "Analysis of an Annular Pressure Buildup Failure During Drill Ahead." *SPE Drill & Compl* 21 (2006): 242–247.

Wang, F., Tan, X., Wang, R. *et al.* High temperature and high pressure rheological properties of high-density water-based drilling fluids for deep wells. *Pet. Sci.* 9, 354–362 (2012).

ISBN: 978-65-5222-057-8

EFEITOS DA VARIAÇÃO DA CONCENTRAÇÃO DE ESPÉCIES REATIVAS NA INCRUSTAÇÃO DO CARBONATO DE CÁLCIO NA CORRENTE DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO

Wagner Aldeia[1], Vitória Silva Lourenço[1], Mayra Fernanda de Souza Menezes[1], Caique Marques Mattos[1], Gabriel Nunes Rodrigues[1], Helga Elisabeth Pinheiro Schluter[2], André Leibsohn Martins[2]

[1]Instituto de pesquisas tecnológicas - IPT, waldeia@ipt.br;
[2]Petrobras / CENPES Ilha do Governador, helga@petrobras.com.br.

RESUMO

Nos poços de extração de petróleo, as fases da corrente não são estáveis em termos de concentração e composição. Quando se trata da formação e da precipitação do carbonato de cálcio, tem-se a preocupação da incrustação deste sólido inorgânico nas superfícies internas dos dutos e dispositivos de controle, podendo acarretar em bloqueio total ou parcial, demandando paradas de produção e procedimentos de remoção do mesmo. O processo de incrustação ocorre decorrente da geração de supersaturação para a precipitação do carbonato de cálcio e, como mencionado, pode ocorrer uma redução da concentração de uma das espécies reativas em determinados períodos e, se a corrente aquosa apresentar pH´s ácidos decorrente da solubilização do dióxido de carbono presente na fase gasosa, a redução por dissolução do carbonato de cálcio incrustado deverá ocorrer. Neste sentido são apresentados os resultados da avaliação da variação da concentração das espécies reativas para a formação do carbonato de cálcio com consequente variação dos níveis de saturação, empregando uma solução característica de poços de extração, sobre a formação da incrustação com uma solução supersaturada, e os efeitos quando da redução da concentração para soluções saturada e subsaturada. A incrustação foi efetuada com solução em pH próximo a 7 enquanto que a solução saturada e subsaturada foram conduzidas em pH´s próximo a 5. As solubilidades foram determinadas experimentalmente e os resultados indicam que ocorre a dissolução do carbonato de cálcio incrustado nas paredes internas em situações de subsaturação, indicando a necessidade de uma estimativa destes eventos em caso de predição de tempo de operação de poços de extração.

Palavras-chave: Carbonato de cálcio, auto limpeza, incrustação, dissolução, supersaturação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

As avaliações apresentadas tiveram como objetivo verificar as variações que podem ocorrer na incrustação do carbonato de cálcio, considerando as possíveis variações das espécies reativas da corrente. Um dos principais mecanismos do efeito observado é a supersaturação, força motriz para que a cristalização ocorra, a supersaturação indica a distância entre a concentração real da solução e a concentração no equilíbrio termodinâmico e a partir do ponto de supersaturação ocorre a primeira formação de um *cluster*, onde o primeiro cristal estável é formado (MULLIN, 2003).

Há três fatores crucias que influenciam a supersaturação e por consequência a quantidade final de carbonato de cálcio precipitado, sendo eles: pH, pressão e temperatura. O pH influencia diretamente na curva de solubilidade do carbonato de cálcio sendo que conforme o pH aumenta a solubilização do carbonato de cálcio diminui, em um pH < 6 a solubilidade do carbonato de cálcio é considerada alta e vai aumentando mais conforme a redução do pH ocorre. Já em o pH > 7 a solubilidade já começa a decair acentuadamente, com o carbonato de cálcio solubilizando cada vez menos e assim gerando cada vez mais precipitado (PLUMMER & BUSENBERG, 1982; LANGMUIR, 1997).

A concentração de dióxido de carbono também influencia diretamente na solubilidade já que é capaz de alterar o equilíbrio da reação tornando o meio ácido, também ocorre o declínio da saturação através da redução do espécime reativo dos íons de carbonato que interage com os íons de hidrogênio aumentando a formação de bicarbonato na reação e em condições específicas com alta vazão de dióxido de carbono e sob pressão começa a ocorrer a formação de complexos como bicarbonato de cálcio ($CaHCO_3$), que só existe em solução e é altamente solúvel, deste modo, é possível modular a quantidade de dióxido de carbono dissolvido na solução onde um aumento da pressão se aumenta a capacidade de dissolução de dióxido de carbono em determinada temperatura (STUMM, & MORGAN, 1996; ILLINOIS STATE WATER SURVEY, 1975).

O carbonato de cálcio tende a decrescer em solubilidade conforme a temperatura aumenta, a dissolução do mesmo ocorre em uma reação exotérmica o que por si só desfavorece a solubilidade com o aumento da temperatura. O dióxido de carbono também reduz a solubilidade conforme a temperatura aumenta, com a diminuição da solubilidade o pH tende a subir, a junção destes fatores resulta em um ambiente mais favorável a precipitação conforme o aumento da temperatura (LANGMUIR, 1997).

METODOLOGIA

Com intuito de avaliar o comportamento do carbonato de cálcio incrustado quando ocorre variação da saturação, foram utilizadas duas soluções com composições iônicas diferentes de modo que representassem uma composição de água de poços de extração de petróleo com variação de concentração de íons de um dos reagentes, neste caso o íon bicarbonato que

ISBN: 978-65-5222-057-8

pode modificar quando ocorre variação da concentração do dióxido de carbono na fase gasosa. A Água 1 representa uma composição média das concentrações de íons em um determinado poço de extração e a Água 2 uma composição com variação do íon bicarbonato (redução de 25%). As composições finais das águas estão apresentadas na **Tabela 1** e as **Tabelas 2** e **3** apresentam os reagentes e quantidades utilizadas para produzir as soluções de cátion e de ânions para cada água.

Tabela 1 – Composição iônica das águas utilizadas nas avaliações

	Na^+	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Sr^{2+}	Ba^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-
Água 1	23134	802	4550	937	12	46096	470	634
Água 2	23134	802	4550	937	12	46096	470	475

Tabela 2 – Reagentes no preparo das soluções precursoras - Água 1.

Água 1		
Reagentes (g)	**Cátion**	**Ânion**
NaCl	58,81	56,45
$MgCl_2$ $6H_2O$	13,42	
$CaCl_2$ $2H_2O$	33,31	
$BaCl_2$ $2H_2O$	0,042	
$SrCl_2$ $6H_2O$	5,7	
Na_2SO_4		1,39
$NaHCO_3$		1,75
H_2O	951,72	977,41

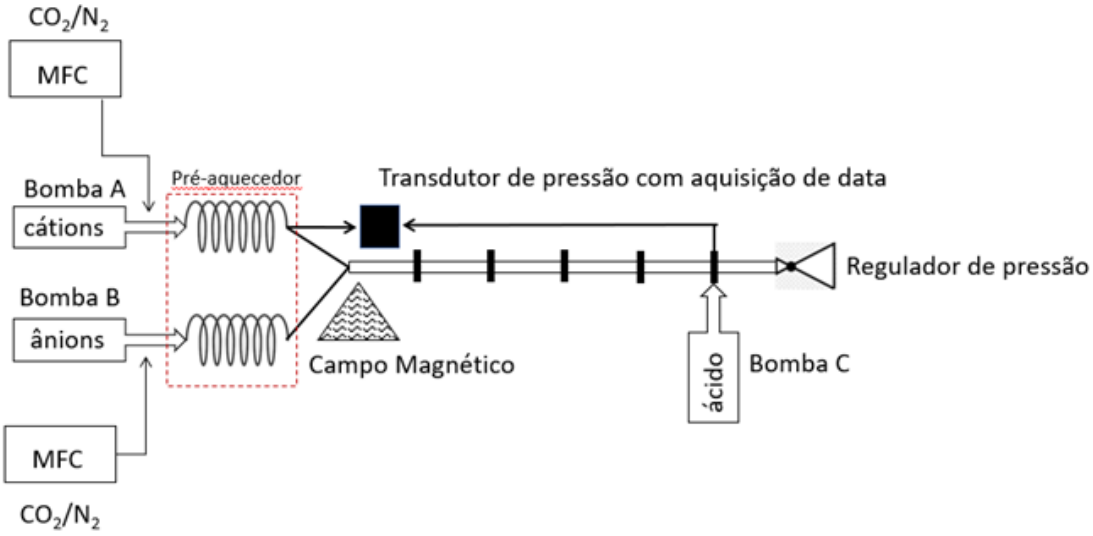
Tabela 3 – Reagentes no preparo das soluções precursoras - Água 2

Água 2		
Reagentes (g)	**Cátion**	**Ânion**
NaCl	58,81	56,45
$MgCl_2$ $6H_2O$	13,42	
$CaCl_2$ $2H_2O$	33,31	
$BaCl_2$ $2H_2O$	0,042	
$SrCl_2$ $6H_2O$	5,7	
Na_2SO_4		1,39
$NaHCO_3$		1,31
H_2O	951,72	977,85

ISBN: 978-65-5222-057-8

O aparato experimental empregado nas avaliações é apresentado esquematicamente na **Figura 1**. O escoamento reativo foi promovido no interior de um reator bipartido, com diâmetro interno de 3,3 mm e comprimento total de 2 metros, sendo dividido em 5 seções de 40 centímetros cada, isolados termicamente do lado externo.

Figura 1 – Esquema simplificado do sistema reacional empregado nas avaliações



Para realização dos ensaios, as soluções precursoras foram preparadas e mantidas em temperatura de 40ºC por um período mínimo de 120 horas (ALDEIA et al., 2019). Após este período, foram alimentadas no sistema através de bombeamento (bombas tipo HPLC) e, antes da alimentação no misturador na entrada do reator, foram preaquecidas até temperatura de 70ºC. Quando da realização de experimentos com adição de CO_2 na corrente, o mesmo foi alimentado por duas linhas, sendo uma para cada linha da corrente de solução, imediatamente após o bombeamento. A vazão total das correntes de solução foi de 270 mL/min e a vazão total de CO_2 foi de 74 mL/min., obtida através de controladores de fluxo mássico.

Inicialmente foram empregadas as soluções da Água 1 (solução supersaturada) e as reações foram conduzidas por um período de 40 minutos. Finalizadas a reação, os sólidos resultantes nas paredes internas do reator foram submetidos a uma lavagem com água destilada para remoção de cloreto de sódio residual, por um período de 5 minutos, no próprio reator.

As partes do reator foram então submetidas à secagem em estufa à vácuo (150 mmHg) por um período mínimo de 60 minutos na temperatura de 90ºC, sendo posteriormente submetidas à pesagem para determinação das massas. Este ensaio foi realizado em triplicata e os resultados foram utilizados como referência da variação das massas do reator, quando da variação das condições de supersaturação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Com base em resultados de determinação de saturação aparente, foi realizado dois experimentos onde as condições operacionais foram alteradas, empregando ainda as soluções referentes à Água 1, com a adição de CO_2 nas correntes e em pressão de 5 kgf/cm^2 (solução saturada).

Posteriormente foi realizado novo ensaio utilizando a Água 1 (solução supersaturada) por um período de 60 minutos, para avaliar a variação de massa de carbonato de cálcio nas paredes internas do reator quando mantidas as condições de supersaturação. Foi realizado um único experimento e todos os procedimentos citados anteriormente foram realizados para todos os ensaios.

Para avaliar a variação de massa de carbonato de cálcio nas paredes internas do reator quando mantidas as condições de supersaturação, foi realizado um experimento em duas partes, a primeira parte utilizando a solução supersaturada (Água 1, sem CO_2, pressão atmosférica por 40 min) e a segunda parte do ensaio consistiu em continuar o ensaio por mais 60 min em condições de adição de CO_2 nas correntes e pressão de 5 kgf/cm² com a Água 1 (saturação) ou Água 2 (subsaturação). Posteriormente foram submetidos aos demais procedimentos, como apresentado para a solução supersaturada.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Inicialmente são apresentados graficamente os resultados dos ensaios realizados em triplicata (solução supersaturada – 40 minutos) na **Figura 2**, a serem utilizados como ensaio referência. Na mesma figura são apresentados os resultados obtidos na avaliação da massa incrustada quando da utilização de solução saturada, isoladamente.

De acordo com os resultados reportados na figura, pode-se verificar que a massa resultante nas paredes internas do reator é elevada na seção de entrada (~300 mg), decrescendo ao longo do mesmo (~70 mg). Esta variação é decorrente da precipitação do carbonato de cálcio ao longo do escoamento com consequente redução da supersaturação.

Na avaliação da solução saturada, foram obtidas massas próximas a nulidade como apresentado na mesma figura, configurando condições próximas à saturação, podendo ser atribuída a formação de alguns sólidos decorrente de variações de condições operacionais no processo, tais como temperatura e pressão em baixos níveis. Os dois experimentos apresentaram resultados semelhantes.

A busca por condições de solução saturada teve como base as alterações de pH com adição do CO_2 e consequente variação de pH, sendo que com níveis de pH reduzidos, pode-se obter uma solubilização do carbonato de cálcio na forma de bicarbonato de cálcio, como pode ser visualizado na **Figura 3**.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 2 – Resultados preliminares da massa total precipitada ao longo do reator nas condições

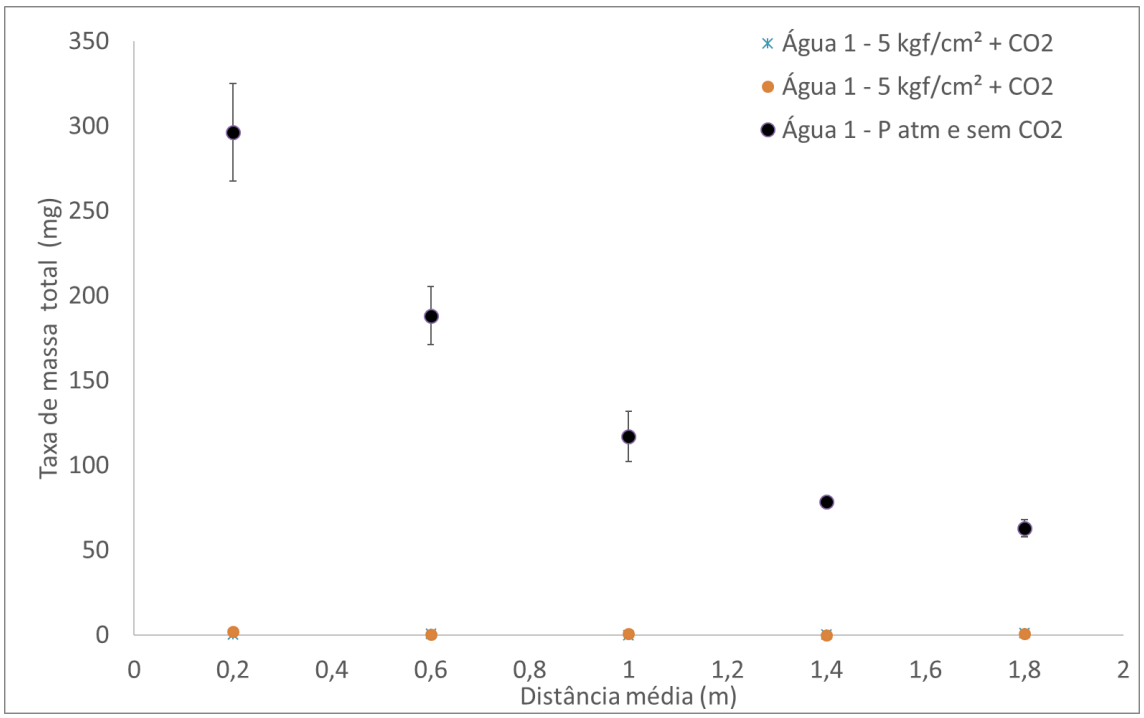
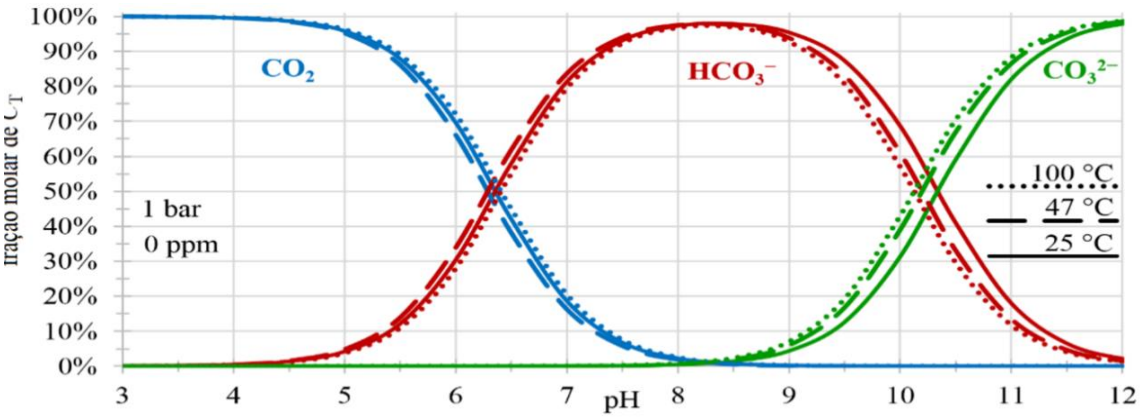


Figura 3 – Diagrama de distribuição do ácido carbônico para variações de temperatura.



Fonte: Cosmo, R. 2021

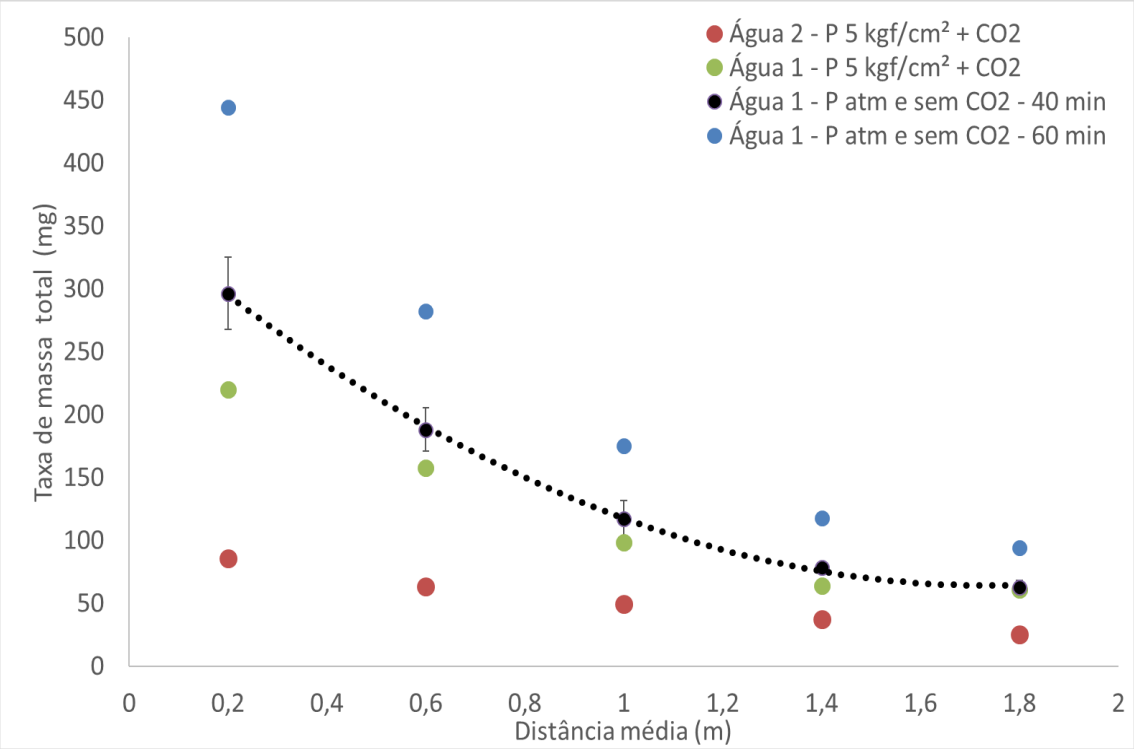
Para a avaliação dos efeitos sobre as massas resultantes nas paredes internas do reator, todos os ensaios foram precedidos de deposição de carbonato de cálcio preliminarmente, em condições similares aos experimentos de referência, ou seja, inicialmente a reação foi conduzida em condições de supersaturação, por 40 minutos e, ao final deste procedimento, as soluções e/ou condições operacionais foram alteradas e os experimentos realizados como descrito em materiais e métodos. Considerando as baixas variações verificadas

ISBN: 978-65-5222-057-8

na determinação do ensaio referência, foram consideradas as massas iniciais como sendo a médias das massas obtidas nas repetições.

A **Figura 4** apresenta uma compilação das variações de massas em todas as seções do reator, nas diversas avaliações.

Figura 4 – Perfis de massas resultantes precipitada ao longo do reator nas diferentes avaliações de condições de saturação



Como pode ser observado na figura, as massas resultantes nas paredes internas do reator aumentam quando o sistema, após deposição das massas utilizadas como referência, é submetido à soluções supersaturadas (pontos azuis). Pode-se verificar ainda que ocorre uma redução da massa resultante ao longo do reator, característico da redução da supersaturação ao longo do reator, decorrente da precipitação/crescimento dos sólidos.

Os resultados obtidos quando os sólidos, após obtenção das massas referências foram submetidos à condições pré-definidas como solução saturada apresentaram uma redução em todo o reator, configurando dissolução das massas resultantes nas paredes internas. Era esperado que não ocorresse variações das massas referência, em função da saturação, no entanto, os resultados possibilitam inferir a hipótese a existência de uma zona metaestável, que implicaria numa concentração maior de carbonato de cálcio dissolvido como bicarbonato de cálcio, especialmente quando se observa uma dissolução no início do reator e nas seções finais, as não variações expressivas das massas resultantes.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Quando a solução se tornar subsaturada, seja por redução das concentrações das espécies reativas seja pelo aumento da concentração de CO_2 dissolvido na fase aquosa, a solução em contato com as massas resultantes nas paredes do reator tende a se deslocar para o limite da saturação, nas condições do local. Deste modo, uma solubilização das massas precipitadas anteriormente deverá ocorrer, como pode ser visualizado nos resultados reportados graficamente na **Figura 4**.

Cabe observar que resultados apresentados pelos autores desta avaliação consideram que as partículas resultantes nas paredes internas do reator são compostas por duas classes: carbonato de cálcio incrustado que são aquelas incrustadas fortemente nas paredes internas nas seções dos reatores e constituídas predominantemente pela fase calcita, e as partículas definidas como aderidas, compostas essencialmente pelas fases menos estáveis do carbonato de cálcio, ou seja, vaterita ou aragonita, normalmente depositadas sobre as partículas de calcita e que não apresentam resistência de adesão.

Sugere-se que as avaliações sejam complementadas para uma avaliação específica da fase predominante de calcita.

CONCLUSÕES

Com base nos resultados reportados, pode-se concluir que um avanço ou uma redução da incrustação nas paredes e partes internas de válvulas e demais seções na linha de extração de petróleo é dependente das condições da fase aquosa da corrente de extração. Deste modo, pode-se esperar mecanismos de aumento ou redução da incrustação local do carbonato de cálcio.

Conclui-se ainda que nos desenvolvimentos de modelos preditivos de tempo de operação de poços, estes processos sejam incorporados e definidos a partir de um histórico das variações em cada poço de extração.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras e CNPq pelo apoio financeiro e ao Laboratório de Processos Químicos e Tecnologia de Partículas do IPT pela infraestrutura e colaboração na execução dos ensaios.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALDEIA, W. (A) et al. A influência do processo de hidratação de salmouras na deposição de CaCO3 na avaliação tipo TBT in Enahpe 2019 – Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo e Gás, Serra Negra-SP, 2019. Acesso: https://www.researchgate.net/publication/354163526.

ISBN: 978-65-5222-057-8

COSMO, R. P., A Fase Oleosa e a Degaseificação do CO2 na Precipitação de CaCO3: Implicações. Modelagem, Simulação Numérica, Validação e Desenvolvimento de Protótipo Experimental, Tese Doutorado, Univ. Federal do Espírito Santo, 2022

ILLINOIS STATE WATER SURVEY. Solubility of Calcium Carbonate. Circular 118, Urbana: Illinois State Water Survey, 1975.

LANGMUIR, D. Aqueous Environmental Geochemistry. New Jersey: Prentice Hall, 1997.

MULLIN, J. W. Crystallization. 4. ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2003.

PLUMMER, L. N.; BUSENBERG, E. The solubilities of calcite, aragonite and vaterite in CO_2–H_2O solutions between 0 and 90 °C, and an evaluation of the aqueous model for the system $CaCO_3$–CO_2–H_2O. Geochimica et Cosmochimica Acta, [S.l.], v. 46, n. 6, p. 1011–1040, 1982. DOI: https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90133-3.

STUMM, W.; MORGAN, J. J. Aquatic Chemistry: Chemical equilibria and rates in natural waters. 3. ed. New York: John Wiley & Sons, 1996.

ISBN: 978-65-5222-057-8

PERFURAÇÃO DE FORMAÇÕES SALINAS: ESTUDO DA TOLERÂNCIA DE FLUIDOS AQUOSOS À CONTAMINAÇÃO POR EVAPORITOS

Lucas Souza Ribeiro[1], Érica Carolina de Freitas[1], Victoria Bezerra Romualdo[1], Waleska Rodrigues Pontes da Costa [1], Laura Rafaela Cavalcanti de Oliveira[1] Luciana Viana Amorim[1]

[1]Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração (Peflab), Universidade Federal de Campina Grande, Rua Aprígio Veloso, 882 - Bairro Universitário, Campina Grande-PB, Brasil. lucas.ribeiro423@outlook.com, ecarolina2810@gmail.com, vivi.victoria07@gmail.com,

warodriguespc@gmail.com, laura.rafaela@hotmail.com, lvamorim@gmail.com

RESUMO

Os fluidos aquosos têm sido aplicados em contextos cada vez mais desafiadores na indústria de petróleo. No caso da perfuração de formações salinas, um dos desafios inerentes à sua aplicação consiste na contaminação de sólidos finos, compostos por rochas evaporíticas, que podem resultar na alteração de suas propriedades. Este estudo se propõe a investigar a tolerância de uma formulação de fluido aquoso à contaminação por diferentes teores de halita e carnalita. Os teores de evaporitos utilizados variaram entre 5% e 30% (m/v), sendo utilizadas quantidades equivalentes, em volume, de cada uma dessas rochas evaporíticas. Após o preparo e contaminação pelo teor de evaporitos especificado, o volume de filtrado e o comportamento reológico dos fluidos foram obtidos em filtro prensa HPHT e viscosímetro FANN 35A, respectivamente, e comparados às propriedades observadas para o fluido original. A partir dos resultados obtidos, observou-se que a presença de quantidades crescentes de evaporito na formulação do fluido tende a impactar as propriedades reológicas, em razão do maior teor de sólidos presente. Essas mudanças apresentaram maior impacto sobretudo para a viscosidade plástica e viscosidade aparente, que apresentaram aumento mais expressivo dentre as propriedades analisadas. O volume de filtrado do fluido, por sua vez, apresentou uma redução significativa com relação ao fluido original, atingindo valores mínimos para o teor de 10% de sal incorporado, para o qual registrou-se um volume de filtrado de 3,4mL.
Palavras-chave: halita, carnalita, polímeros, comportamento reológico, filtração.

ISBN: 978-65-5222-057-8

1. INTRODUÇÃO

A exploração de hidrocarbonetos em ambientes geológicos complexos, como os do pré-sal brasileiro, frequentemente envolve a perfuração de formações salinas compostas por evaporitos como halita (NaCl) e carnalita ($KMgCl_3 \cdot 6H_2O$). Esses sais impõem desafios técnicos relevantes, especialmente pela sua tendência a se dissolver nos fluidos de perfuração, alterando suas propriedades físico-químicas e comprometendo o desempenho da operação (Costa, 2018).

A interação dos fluidos de perfuração com os sais da formação pode resultar em modificações significativas na densidade, viscosidade, parâmetros reológicos, e de filtração (Caenn, 2011). Essas alterações podem gerar uma série de complicações operacionais, como instabilidade do poço, aumento do torque e arraste, desgaste de componentes mecânicos e má limpeza do fundo do poço (Caenn et al, 2011). Diante disso, a formulação de sistemas de fluido que sejam tolerantes à presença de sais é fundamental para garantir a segurança e a eficiência da perfuração em meios salinos.

Nesse contexto compreender os efeitos da adição de sais, como halita e carnalita, nas propriedades dos fluidos de perfuração é fundamental para garantir o desempenho adequado em ambientes salinos, como aqueles encontrados em reservatórios do pré-sal. Este estudo busca avaliar a tolerância de uma formulação aquosa à contaminação por diferentes concentrações desses evaporitos, utilizando ensaios de densidade, pH, análises reológicas com viscosímetro FANN 35A e testes de filtração. Os resultados obtidos visam contribuir para o desenvolvimento de formulações mais robustas e eficientes, capazes de enfrentar os desafios impostos por formações altamente salinas em operações de perfuração em águas profundas.

2. METODOLOGIA

Materiais

A formulação do fluido base foi realizada utilizando salmoura saturada de cloreto de sódio (NaCl) como fase contínua. Foram adicionados à mistura agentes específicos, como viscosificantes, adensante, antiespumante, bactericida e controladores de pH, conforme as especificações técnicas da formulação padrão.

Com o objetivo de simular a contaminação por evaporitos, foram incorporadas halita (NaCl) e carnalita ($KMgCl_3 \cdot 6H_2O$) em proporções previamente determinadas, correspondentes às concentrações de sal desejadas no fluido. A adição dos sais foi realizada de forma gradual, com agitação constante, para garantir sua completa dispersão e dissolução na matriz do fluido.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Materiais usados na formulação do fluido base:

- Balança analítica – Marca Shimadzu / PSC AUW220
- Misturadores Hamilton Beach;
- Viscosímetro – Modelo Fann® 35A;
- pHmetro de mesa Linelab – Modelo PH Plus;
- Balança dessimétrica – Modelo Fann 140;
- Filtro prensa HPHT - Modelo Fann série 387

Métodos

As amostras de fluido base foram preparadas utilizando um agitador Hamilton Beach, configurado em velocidade média, a fim de garantir a homogeneização adequada dos componentes. Os aditivos foram incorporados conforme a sequência descrita na Tabela 1, com intervalos de 5 minutos entre cada adição. Todos os ensaios foram realizados em duplicata para assegurar a reprodutibilidade dos resultados.

Tabela 1: Formulação fluido base.

ADITIVO	QUANTIDADE
Antiespumante	0,1g
Carboximetilcelulose de alta viscosidade	4g
HPA amido	6g
MgO	1,5g
Glutaraldeído	0,5g
$Caco_3$	20g

Fonte: Autoria própria, 2025.

Foram preparadas quatro amostras de fluido, com teores de sais de 5%, 10%, 20% e 30% (em massa), para avaliar a influência dessas concentrações nas propriedades físico-químicas do sistema. As amostras foram submetidas a testes laboratoriais para determinação de densidade, pH, viscosidade plástica, limite de escoamento, força gel e volume de filtrado. Todos os ensaios foram realizados em triplicata, visando garantir a confiabilidade e a repetibilidade dos resultados.

As análises foram realizadas conforme descrito a seguir:

- **Filtração HPHT:** O volume de filtrado foi determinado utilizando o filtro prensa HPHT FANN®, operando a uma temperatura de 150°F e pressão de 300psi, com tempo de teste de 30 minutos.
- **Reologia:** As propriedades reológicas, incluindo viscosidade aparente, viscosidade plástica, força gel inicial e força gel final, foram medidas com o viscosímetro FANN® 35A, com rotações variando de 3 a 600 rpm.

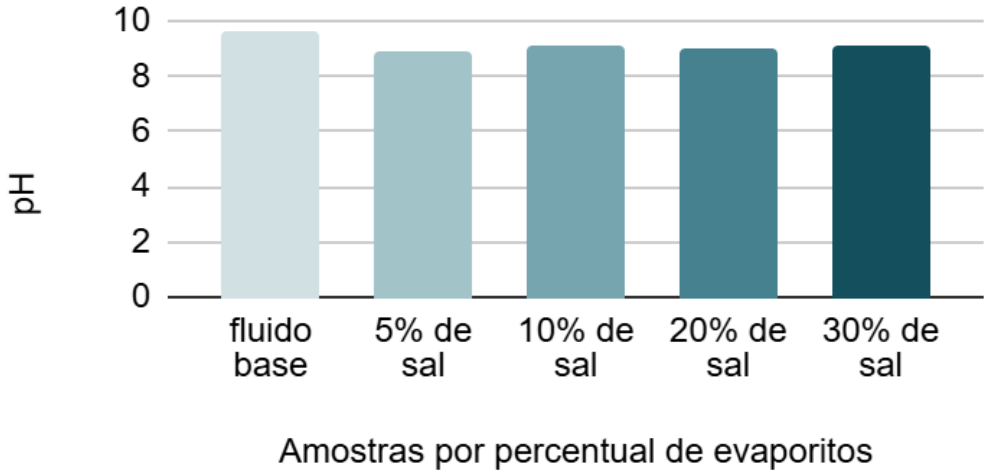
ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS

Potencial hidrogeniônico

Os fluidos base apresentaram pH inicial de 9,68, típico de soluções com elevada alcalinidade. A adição de halita e carnalita resultou em uma leve redução do pH, indicando que esses sais podem promover interações químicas que afetam a alcalinidade do sistema. Segundo Luz (2014), sais como o NaCl influenciam a conformação de polieletrólitos nos fluidos de perfuração, impactando propriedades físico-químicas como o pH. Conforme o Gráfico 1, o pH variou entre 8,9 e 9,23 nos fluidos com até 10% de sal, demonstrando relativa estabilidade. Para concentrações de 20% e 30%, os valores caíram levemente (entre 8,82 e 9,14), sugerindo que teores mais elevados intensificam a queda do pH, possivelmente por alterações no equilíbrio ácido-base ou formação de complexos iônicos.

Gráfico 1: Potencial hidrogeniônico.



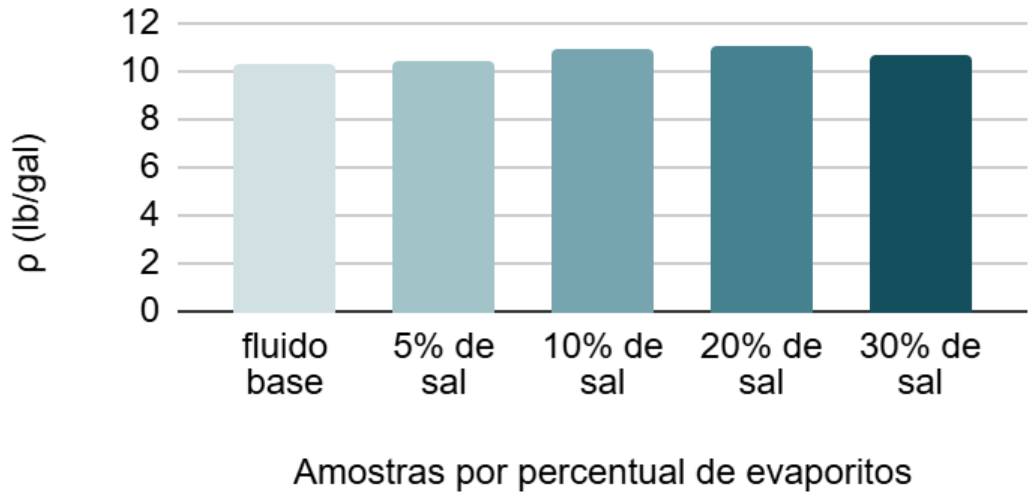
Fonte: Autoria própria, 2025.

Densidade

A densidade do fluido base foi de 10,3 lb/gal, aumentando com a adição de sais devido ao acréscimo de sólidos dissolvidos. Para 5% de sal, variou entre 10,4 e 10,6 lb/gal; com 10%, subiu para 10,8–10,9 lb/gal. Com 20%, atingiu até 11,1 lb/gal, mas apresentou queda em alguns casos (10,8 lb/gal), sugerindo variações na dispersão dos sais. Já com 30%, os valores oscilaram entre 10,6 e 10,9 lb/gal, indicando uma possível estabilização associada à formação de precipitados. Esses achados corroboram Vale et al. (2017), que destacaram o aumento na concentração de NaCl em fluidos de perfuração à base de água afeta diretamente suas propriedades reológicas, incluindo a densidade, devido à interação dos íons de sódio com os sólidos suspensos e a matriz líquida, alterando a estrutura e o comportamento do fluido.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Gráfico 2: Resultados para a Densidade.



Fonte: Autoria própria, 2025.

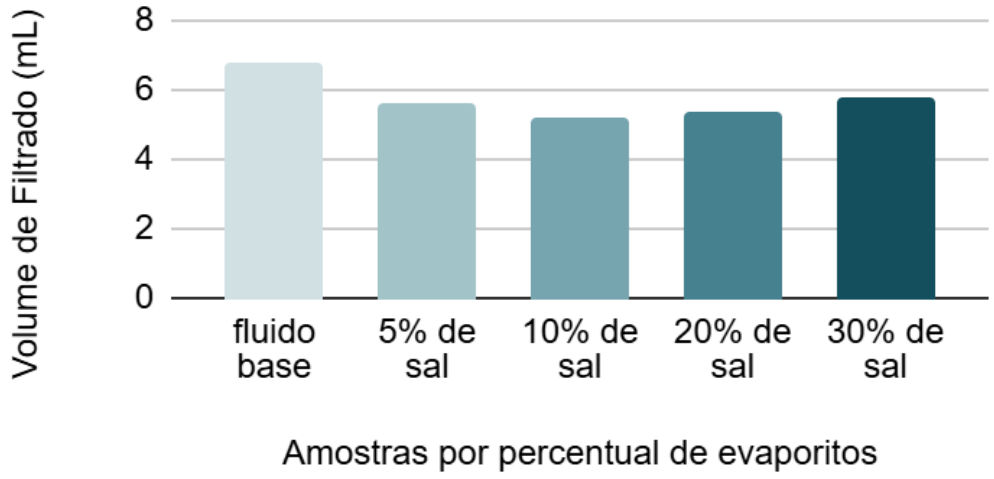
Volume de Filtrado

Os fluidos base apresentaram volumes de filtrado de 6,6 mL e 7,0 mL, estabelecendo a linha de base para análise dos efeitos da adição de sais evaporíticos. Com a incorporação de 5% de sal, observou-se uma redução para a faixa de 5,0 mL a 6,0 mL, sugerindo a formação de um reboco mais compacto e eficaz, capaz de limitar a perda de fluido. A adição de 10% de sal resultou em um controle de filtrado ainda mais eficiente, com volumes entre 3,4 mL e 5,8 mL, possivelmente devido ao aumento na concentração de sólidos em suspensão, que favorece o empacotamento na parede do poço.

Já para concentrações de 20% e 30%, os volumes de filtrado variaram em faixas mais estreitas — 5,2 mL a 5,4 mL e 5,6 mL a 6,0 mL, respectivamente. Esses achados reforçam a importância de se balancear a concentração de sais no fluido para otimizar seu desempenho. De acordo com Caenn, Darley e Gray (2011), a eficiência no controle de filtrado está diretamente relacionada à capacidade do fluido em formar uma barreira de sólidos bem estruturada, fator crítico para a integridade do poço e a proteção das zonas produtoras.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Gráfico 3: Resultados para o volume de filtrado.

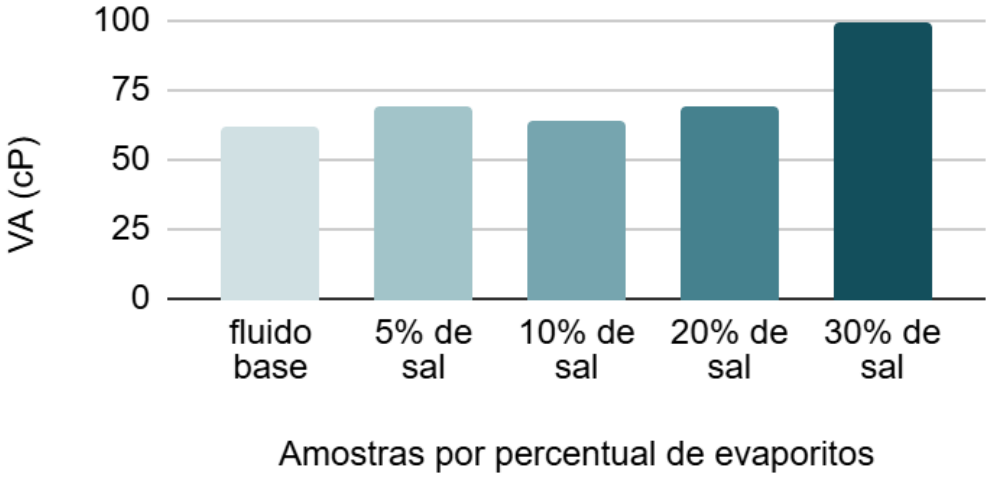


Fonte: Autoria própria, 2025.

Propriedades Reológicas

Observou-se que o aumento do teor de evaporitos provocou uma elevação progressiva na viscosidade das amostras analisadas. As amostras com 5% de sais apresentaram viscosidades aparentes variando entre 53cP e 69,67cP, enquanto aquelas com 10% de sais ficaram entre 64cP e 68,67cP. Para as amostras com 20% de sais, as viscosidades aparentes também oscilaram entre 53cP e 69,67cP. Já as amostras com 30% de sais se destacaram por apresentarem viscosidades aparentes superiores a 100cP, indicando uma tendência de aumento significativo à medida que a concentração de sais se aproxima dos níveis mais elevados.

Gráfico 4: Resultados para a viscosidade aparente.

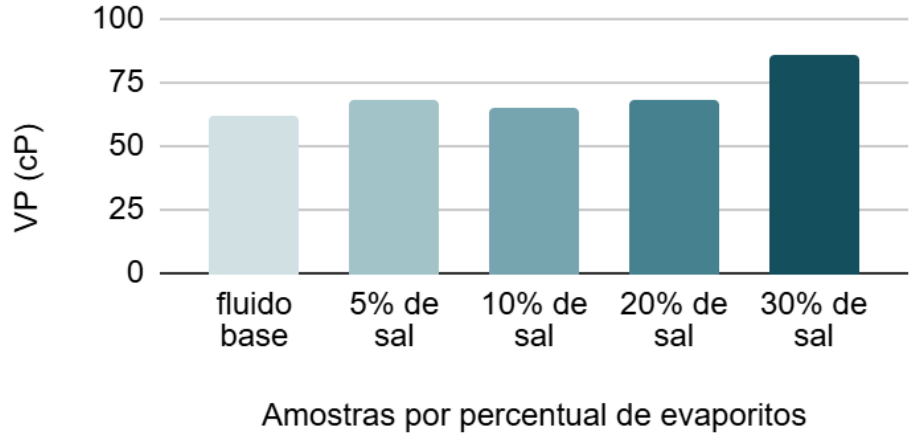


Fonte: Autoria própria, 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Vale destacar que a viscosidade plástica também apresentou um aumento progressivo semelhante ao observado na viscosidade aparente, acompanhando diretamente o incremento no teor de evaporitos.

Gráfico 5: Resultados para a viscosidade plástica.



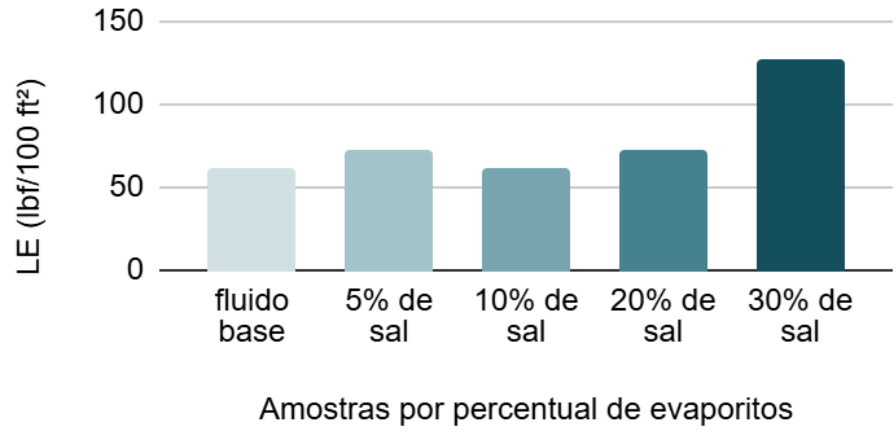
Fonte: Autoria própria, 2025.

Limite de Escoamento

Os fluidos base apresentaram limites de escoamento relativamente baixos, com valores de 62cP, indicando uma menor resistência ao escoamento em comparação com os fluidos contendo sais.

Já os fluidos com sais mostraram um aumento significativo no limite de escoamento conforme a concentração de sais foi elevada. Para fluidos com 5% de sal, os valores variaram entre 68cP e 55cP. Com 10% de sal, os limites de escoamento ficaram em 65cP, 67cP e 71cP, indicando uma tendência de aumento moderado. Na concentração de 20% de sal, os resultados foram 96cP e acima de 101cP (valor não determinado devido ao limite de leitura do equipamento). Para as amostras com 30% de sal, os valores ficaram acima de 86cP, 29cP e 75cP, evidenciando uma estrutura fluida mais resistente ao escoamento, possivelmente devido ao aumento da interação entre as partículas em suspensão.

Gráfico 6: Resultados para o limite de escoamento.



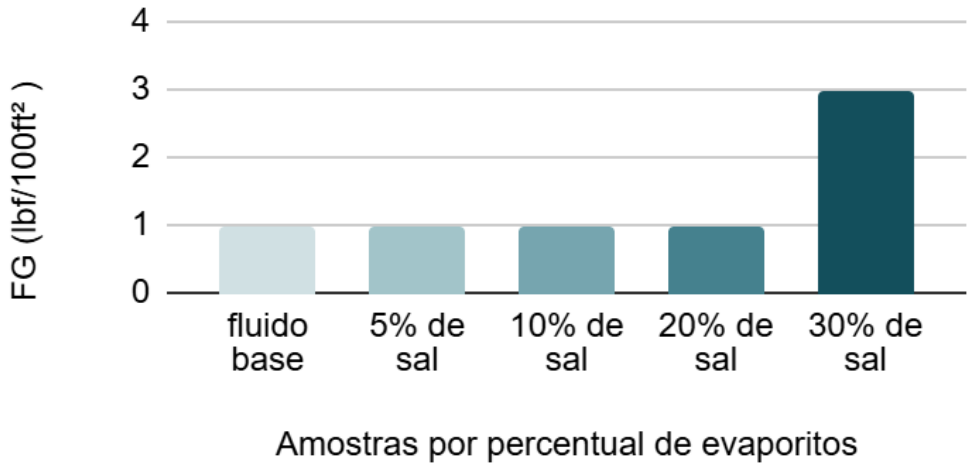
Fonte: Autoria própria, 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Força Gel

A força gel (FG), que representa a diferença entre os valores inicial (Gi) e final (Gf), é um indicativo da tixotropia dos fluidos de perfuração — característica essencial para manter sólidos em suspensão durante pausas na circulação e facilitar seu transporte quando o fluido volta a fluir (Costa, 2018). Nos fluidos base, a FG foi baixa e constante, em torno de 1 lbf/100ft², evidenciando uma estrutura pouco desenvolvida. Com a adição de sais, notou-se um aumento gradual na força gel, especialmente em concentrações mais elevadas. Para os fluidos com 5% e 10% de sal, os valores oscilaram entre 0 e 1 lbf/100ft². Já com 20% de sal, a FG atingiu até 2 lbf/100ft², e com 30%, chegou a 4 lbf/100ft². Apesar do incremento, os valores ainda indicam um comportamento tixotrópico moderado, não suficientemente elevado para garantir suspensão prolongada de sólidos em cenários mais exigentes.

Gráfico 7: Resultados para a força gel.



Fonte: Autoria própria, 2025.

CONCLUSÕES

Este estudo teve como objetivo avaliar a tolerância de uma formulação aquosa à contaminação por diferentes concentrações dos sais evaporíticos halita e carnalita, por meio de ensaios de densidade, pH, análises reológicas com viscosímetro FANN 35A e testes de filtração. Os resultados obtidos permitem destacar os seguintes pontos principais:

- **Densidade:** A adição de evaporitos aumentou progressivamente a densidade do fluido de perfuração, variando de 10,3 lb/gal (fluido base) até 11,1 lb/gal nas formulações com maiores concentrações de sais, aumento fundamental para o controle da pressão do poço.
- **pH**: Houve uma leve redução nos valores de pH com o aumento da concentração de sais, indicando que a presença de halita e carnalita pode impactar a estabilidade química do fluido, exigindo monitoramento e eventuais correções.

ISBN: 978-65-5222-057-8

- **Propriedades reológicas:** Verificou-se elevação da viscosidade aparente e plástica, especialmente nas amostras com 30% de sais, que ultrapassaram 100 cP. Esses resultados indicam maior resistência ao escoamento e maior capacidade de suspensão de sólidos.
- **Limite de escoamento e força gel:** Ambos os parâmetros aumentaram com o teor de sais, reforçando a capacidade do fluido de manter os detritos em suspensão durante paradas de circulação e favorecendo a estabilidade do poço. O comportamento tixotrópico observado é benéfico para prevenir sedimentação em condições estáticas.
- **Controle de filtrado:** Os menores volumes de filtrado foram obtidos com a adição de 10% de sais, sugerindo que concentrações intermediárias favorecem a formação de reboco de baixa permeabilidade, reduzindo a invasão de fluido para a formação.

Portanto a adição de halita e carnalita, quando controlada, pode ser uma estratégia eficaz para otimizar fluidos de perfuração em ambientes salinos, particularmente em operações de águas profundas, desde que haja um balanceamento adequado para evitar efeitos adversos sobre a estabilidade do poço.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração (Peflab) da Universidade Federal de Campina Grande pelo suporte técnico e infraestrutura necessários para a realização deste estudo. Expressamos também nossa gratidão à PETROBRAS, pelo apoio financeiro à pesquisa, por meio do projeto TC N° 0050.0120134.21.9. Por fim, agradecemos aos nossos colegas que participaram deste trabalho, compartilhando conhecimentos e contribuindo para a construção deste artigo.

REFERÊNCIAS

CAENN, R.; DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. 6 ed. Waltham, Ma –USA: Gulf Professional Publishing, 2011.

CAENN, Ryen; DARLEY, H.C.H.; GRAY, George R. Fluidos de perfuração e completação. 6ed. Elsevier, 2014. 691p

COSTA, Anna Carolina Amorim et al. Incorporação de diferentes sólidos e seus efeitos nas propriedades de fluidos de perfuração olefínicos. 2018.

LUZ, Railson Carlos Souza da. Fluidos de perfuração aquosos: a contribuição da goma xantana e carboximetilcelulose no controle de filtrado. 2014.

MELLO, Thalles Pereira de et al. Modelagem e controle fuzzy da densidade e viscosidade aparente de fluidos de perfuração. 2022.

SANTOS, Matheus Barreto. Perfuração de poços de petróleo: fluidos de perfuração. **Bolsista de Valor**, v. 2, p. 121-128, 2012.

VALE, M. M. et al. ESTUDO DO COMPORTAMENTO REOLÓGICO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO BASE ÁGUA: EFEITO DA CONCENTRAÇÃO DE NaCl. **HOLOS**, v. 1, p. 214-228, 2017.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO DA DENSIDADE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SINTÉTICOS E AQUOSOS EM DIFERENTES REGIMES DE OPERAÇÃO

Victor Hugo Soares Kagueyama[1], Julio Jorge de Almeida Abdala[2], Nezia de Rosso[3], Cezar Otaviano Ribeiro Negrão[4]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, kagueyama@alunos.utfpr.edu.br, [2]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/ Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, julio.abdala@funtef.org.br, [3]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, nezia.rosso@gmail.com, [4]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, negrao@utfpr.edu.br.

RESUMO

O trabalho tem como objetivo desenvolver uma unidade capaz de simular experimentalmente um ambiente confinado para o estudo das relações entre pressão (P), volume (V) e temperatura (T) em fluidos de perfuração, visando compreender como essas variáveis influenciam a compressibilidade. Este sistema permite a investigação do comportamento termodinâmico de diferentes fluidos sob condições controladas, sendo essencial para aplicações em engenharia, com ênfase no setor de petróleo e gás. O aparato é composto por um cilindro com pistão móvel, cujo deslocamento é monitorado com precisão com auxílio de um servomotor. O volume do fluido é, assim, diretamente determinado pelo deslocamento do pistão. A pressão interna do sistema é medida por transdutores de alta sensibilidade, enquanto a temperatura é monitorada por sensores dedicados, permitindo uma análise detalhada das condições do sistema em tempo real. Para os testes, inicialmente, testes foram realizados com água destilada, com o objetivo de validar o modelo experimental a partir da comparação com valores teóricos. Posteriormente, foram utilizados fluidos de perfuração base olefina/água, com diferentes composições: 60% olefina e 40% água e 50% olefina e 50% água. A essas misturas são adicionadas proporções de baritina correspondentes a densidades de 8,2 ppg e 12,5 ppg. Esses fluidos foram selecionados pela relevância na simulação de condições reais encontradas em operações de perfuração. A escolha desses compostos permite a análise do efeito da proporção de fases orgânica e aquosa na compressibilidade e no comportamento PVT da mistura. Essa abordagem experimental possibilita a comparação com modelos teóricos, como a equação dos gases ideais e equações de estado para gases reais, fornecendo uma base sólida para a compreensão de fenômenos termodinâmicos complexos.

Palavras-chave: compressibilidade, fluido de perfuração, pressão, volume, temperatura

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Ano após ano a indústria do petróleo necessita de cada vez mais informações para desempenhar um bom funcionamento, especialmente em ambientes de alta pressão e temperatura. Neste sentido se faz necessário o entendimento sobre as propriedades dos fluídos de perfuração. Dentre essas propriedades, a compressibilidade — e sua relação com variáveis como pressão (P), volume (V) e temperatura (T) — desempenha um papel crucial na previsão do comportamento dos fluidos durante a perfuração de poços. Diversos trabalhos estão indo ao encontro dos estudos dessas propriedades. Mello (2020) avaliou os efeitos de alta pressão e temperatura sobre fluidos à base de olefina, demonstrando alterações significativas nas suas propriedades reológicas, especialmente no que diz respeito à viscosidade e estabilidade térmica. Já Marcondelli (2022) reforçou a importância da composição dos fluidos, mostrando que diferentes proporções influenciam diretamente na formação de depósitos sólidos na parede do poço e na eficiência de limpeza do poço.

Neste contexto, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de uma unidade experimental capaz de simular um ambiente confinado, permitindo o estudo controlado das interações entre pressão (P), volume (V) e temperatura (T) em diferentes formulações de fluidos de perfuração. O sistema desenvolvido utiliza um cilindro com pistão móvel, sensores de pressão e temperatura, além de contar com um controle automatizado, possibilitando a coleta de dados em tempo real para as análises. Por meio das misturas de olefina e água, com adição de baritina em diferentes proporções, 60% olefina e 40% água, e 50% olefina e 50% água, busca-se compreender como a composição dos fluidos afeta a compressibilidade. A metodologia adotada permite não apenas validar modelos teóricos, mas também contribui para o desenvolvimento de competências técnicas em instrumentação e análise de dados. Esta abordagem experimental oferece uma base sólida para a otimização de formulações de fluidos e o aumento da eficiência em operações de perfuração, reforçando sua relevância para a área de petróleo e gás.

METODOLOGIA

A metodologia apresentada nesta seção e os experimentos descritos neste trabalho foram desenvolvidos para avaliar as propriedades e os comportamentos reológicos dos fluidos base olefina/água, a variação das proporções olefina/água possibilita um estudo mais aprofundado dos parâmetros presentes em campo.

Depois de feitas as formulações, o fluido é inserido na unidade experimental. É importante destacar que a presença de bolhas de ar na seção de teste compromete a confiabilidade dos dados obtidos. Para evitar esse problema, o pistão é inicialmente mantido na posição de compressão máxima,

ISBN: 978-65-5222-057-8

de modo que a seção de teste fique completamente vazia. Em seguida, à medida que o fluido é inserido no sistema, o pistão é gradualmente recuado, permitindo que o fluido ocupe o espaço de forma controlada, sem aprisionar bolhas de ar em seu interior.

Na figura abaixo é possível observar um desenho esquemático representando a unidade experimental.

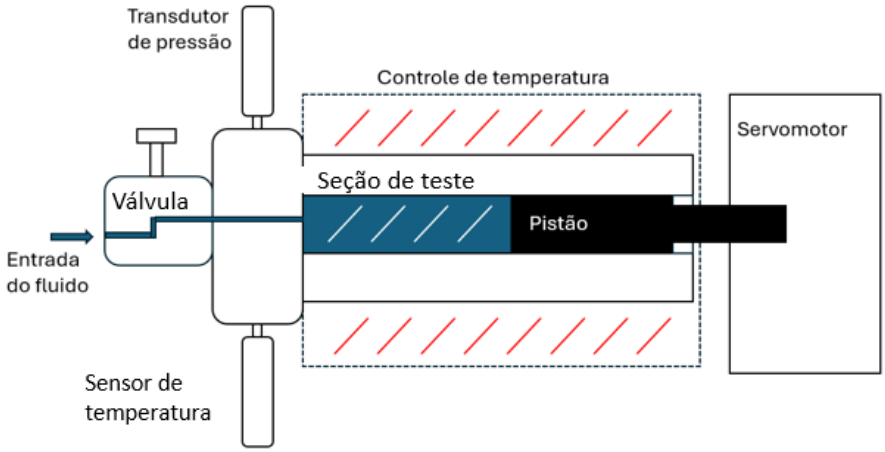


Figura 1. Modelo esquemático da unidade experimental

O procedimento experimental é conduzido da seguinte forma: após a completa inserção do fluido no sistema, define-se a temperatura de trabalho, a qual é monitorada até que se atinja a estabilização térmica do fluido e do aparato. As temperaturas de trabalho adotadas neste estudo são 20 °C, 40 °C e 60 °C. Com a temperatura estabilizada, seleciona-se a pressão de trabalho inicial. O ajuste da pressão é realizado por meio do movimento do pistão, controlado por um servomotor, permitindo o aumento ou a redução da pressão interna do sistema. Uma vez atingida e estabilizada a pressão desejada, é feita a medição do deslocamento através de um paquímetro, visando compreender quanto de voluma foi deslocado. Por fim, procede-se à definição de um novo valor de pressão, repetindo-se o processo.

A matriz experimental adotada consiste na manutenção da temperatura constante enquanto a pressão é variada sequencialmente entre os seguintes valores: 50, 100, 250, 500, 750 e 980 bar. Após a realização dos testes em todas as faixas de pressão para uma determinada temperatura, um novo valor de temperatura é definido e o procedimento é repetido.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

A seção de resultados e discussão tem início com a validação do modelo experimental. Para isso, foram realizados testes utilizando água a 20 °C, estes resultados foram posteriormente comparados com dados obtidos em modelos experimentais previamente estudados, a fim de verificar a confiabilidade do

ISBN: 978-65-5222-057-8

modelo proposto. A Figura X apresenta um comparativo entre os valores teóricos, obtidos a partir do estudo de Wagner e Pruß (2002), e os valores obtidos experimentalmente.

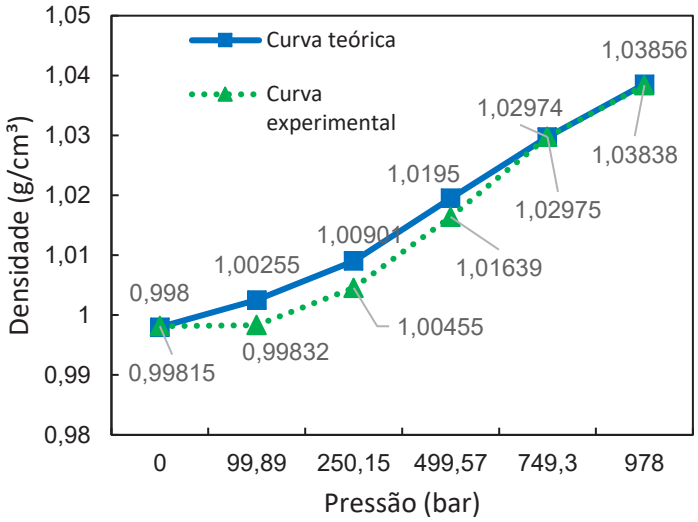


Figura 2. Curva comparativa entre densidade teórica e densidade observada experimentalmente

O comportamento apresentado na Figura 1, que compara a curva experimental obtida por meio do ensaio PVT com a curva teórica, evidencia que os valores experimentais se mostraram bastante próximos dos dados previstos. Observa-se que o padrão de distribuição dos pontos, bem como a inclinação da reta traçada, corresponde de forma bastante semelhante aos valores propostos por Wagner e Pruß (2002).

Os maiores desvios observados ocorreram nas pressões de 100 e 250 bar, com erros aproximados de 0,42% e 0,43%, respectivamente. Tais discrepâncias podem estar associadas ao processo de aquisição dos dados, uma vez que as medições foram realizadas com o uso de um paquímetro, instrumento que apresenta uma margem de erro. Além disso, os deslocamentos correspondentes a essas pressões foram muito pequenos (0,02 mm para 100 bar e 0,76 mm para 250 bar), o que dificulta a precisão da medição. Para pressões mais elevadas, os deslocamentos foram maiores, o que resultou em erros percentuais menores. Dessa forma, observou-se que o ensaio com água a 20 °C serviu como validação do modelo experimental, apresentando um erro extremamente reduzido.

Além de apresentar comportamento coerente com o previsto teoricamente, a validação da unidade requer que os testes realizados sejam repetíveis. Isso implica que, quando repetidos sob as mesmas condições, os testes devem resultar em curvas com comportamentos semelhantes. As Figuras 3 e 4 demonstram que essa repetibilidade foi alcançada, mesmo com a

ISBN: 978-65-5222-057-8

utilização de diferentes fluidos — misturas de 60/40 e 50/50 — à temperatura de 20 °C.

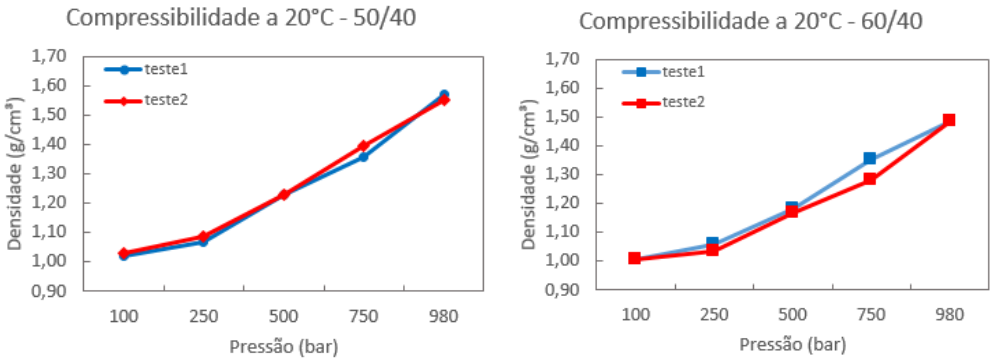


Figura 3. Teste de repetibilidade com fluído proporção 50/50 e 60/40

Na Figura 3, observa-se um comportamento bastante similar entre os ensaios, com a maior discrepância registrada na pressão de 750 bar. Esse padrão também é evidenciado na Figura 4, onde a principal variação ocorreu na mesma faixa de pressão. Tal divergência pode ser novamente atribuída ao erro de medição, de forma análoga ao observado no comportamento da água.

Após a validação da unidade, realizaram-se os ensaios com o fluido na proporção 60/40, nas temperaturas de 20 °C, 40 °C e 60 °C. Os resultados obtidos estão apresentados na Figura 5.

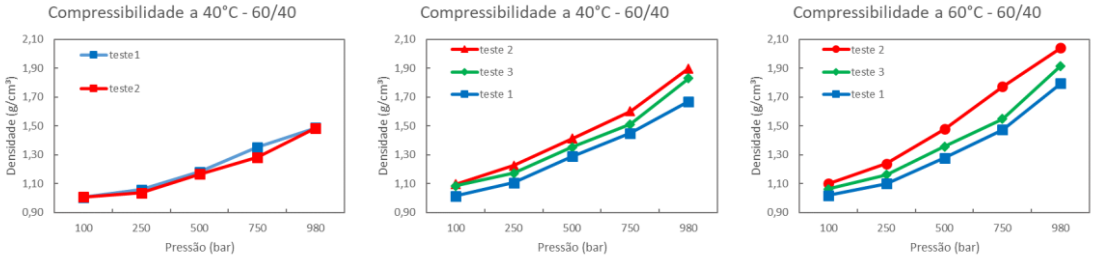


Figura 4. Testes preliminaries com fluído proporção 60/40 em diferentes temperaturas

Inicialmente, observou-se um comportamento esperado; contudo, verificou-se uma defasagem nas medições realizadas nas temperaturas de 40 °C e 60 °C. O desvio identificado pode estar relacionado a diversos fatores, tais como: erro de medição por parte do operador, separação de fases do fluido durante ou entre os testes, e falhas na calibração dos sensores ou transdutores. Nas próximas etapas do projeto, será realizada uma análise detalhada para identificar quais desses fatores contribuíram para os desvios observados. Ademais, será ampliado o número de ensaios, com o objetivo de aumentar a repetibilidade e a confiabilidade dos resultados. Também se pretende extrair os valores de deslocamento diretamente do servomotor, dar

ISBN: 978-65-5222-057-8

continuidade aos testes com o fluido na proporção 50/50 e iniciar os experimentos com o fluido 70/30.

CONCLUSÕES

O desenvolvimento e a aplicação da unidade experimental proposta demonstraram ser eficazes na análise do comportamento PVT de fluidos de perfuração sob diferentes condições de temperatura e pressão. A validação do sistema, por meio de ensaios com água a 20 °C, indicou alta confiabilidade dos dados obtidos, com erros percentuais reduzidos e boa concordância com valores teóricos da literatura. Os testes subsequentes com misturas de olefina e água nas proporções 60/40 e 50/50 revelaram a influência da composição do fluido na sua compressibilidade, além de confirmarem a repetibilidade dos resultados em condições controladas.

Entretanto, a ocorrência de defasagens em medições a temperaturas mais elevadas (40 °C e 60 °C) evidenciou a necessidade de ajustes no processo experimental, especialmente no que se refere à calibração dos sensores e à mitigação de possíveis erros de medição manual. Tais limitações não comprometem a viabilidade da metodologia, mas apontam caminhos para aprimoramento da instrumentação e da coleta de dados.

As próximas etapas do projeto contemplam a ampliação do número de testes, a automação da medição de deslocamentos por meio do servomotor e a avaliação de novas formulações, como o fluido na proporção 70/30. Espera-se, com isso, aprofundar o entendimento das propriedades reológicas dos fluidos de perfuração e fornecer subsídios técnicos relevantes para a otimização das operações em ambientes de alta pressão e temperatura na indústria do petróleo.

AGRADECIMENTOS

Agradece-se à Petrobras pelo apoio financeiro concedido, que foi fundamental para a execução deste trabalho. À Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), expressa-se gratidão pelo suporte estrutural que possibilitou o desenvolvimento desta pesquisa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

SANTOS, L. P. Reologia de fluidos de perfuração à base de óleo para a indústria do petróleo. 2017. 78 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) – Departamento Acadêmico de Engenharia Química, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2017. Disponível em: https://riut.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/24533/1/reologiafluidosperfuracaoolefina.pdf. Acesso em: 12 jun. 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

SILVA, M. H. F. **Estudo das características reológicas de fluidos de perfuração à base de óleo mineral e à base de polialfaolefina para poços de petróleo em altas temperaturas**. 2021. 97 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2021. Disponível em: https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/36391/3/EstudoCaracter%c3%adsticasReol%c 3%b3gicas.pdf. Acesso em: 01 jun. 2025.

WAGNER, W.; PRUß, A. The IAPWS formulation 1995 for the thermodynamic properties of ordinary water substance for general and scientific use. **Journal of Physical and Chemical Reference Data**, Melville, v. 31, n. 2, p. 387-535, 2002.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MODELAGEM DOS FENÔMENOS DE SURGE E SWAB DURANTE O PROCESSO DE PERFURAÇÃO

N´canha Dam Cabi[1], Juliano Scholz Slongo[2], Sidney Carlos Gasoto[2], Lucia Valeria Ramos de Arruda[2], Márcia Peixoto Vega Domiciano[1]

Laboratório de Escoamento de Fluido (LEF). [1]Instituto da Tecnologia da Universidade Federal Rural de Rio de Janeiro (UFRRJ) e [2]Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), vega@ufrrj.br

RESUMO

Durante as manobras da coluna de perfuração, ocorrem alterações significativas na pressão do poço. Na descida da coluna, há aumento de pressão, conhecido como *surge*, que pode fraturar a formação e causar perdas de fluido. Na subida, ocorre o efeito *swab*, uma queda de pressão que pode provocar *kicks*. Quando não controlados, esses fenômenos representam riscos graves à operação. O estudo de pressões *surge e swab* é crucial para a segurança e eficiência da perfuração, permite a seleção de velocidades adequadas para manobras, a escolha de equipamentos aprimorados e monitoramento em tempo real, otimizando o processo e reduzindo custos. Para lidar com esses desafios, o estudo apresentado desenvolveu um modelo matemático que simula o escoamento e os distúrbios causados pelas manobras. Foi implementado um esquema de análise empregando-se como variáveis de entrada a válvula *choke*. A metodologia proposta pode ser utilizada como uma ferramenta de suporte, contribuindo para o controle e a automação bem como para a segurança do processo de perfuração, além de reduzir custos operacionais e aumentar a eficiência das operações.

Palavras-chave: Perfuração, Pressão, *Surge e Swab*, Modelagem Matemática, Segurança Operacional.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A pressão de fundo do poço é uma variável crítica para o sucesso da operação de perfuração de poços de petróleo. Deste modo, o desenvolvimento de métodos e a utilização de ferramentas capazes de regular o perfil de pressão ao longo do poço têm sido objeto de estudo de vários pesquisadores e desenvolvedores de soluções para a indústria de petróleo e gás (Zhou et al., 2010). Em águas profundas e reservatórios depletados, a margem entre as pressões de poro e fratura pode ser extremamente estreita. Esta característica motiva o desenvolvimento de estratégias de regulação da pressão anular de fundo durante a perfuração de poços de petróleo. Nesse cenário, as operações de manobra (*surge* e *swab*) são distúrbios que afetam o perfil de pressões no anular (IADC, 2015; SCHLUMBERGER, 2017). De fato, a inserção da coluna de perfuração induz a formação de ondas de pressão, produzindo um gradiente positivo de pressão (*surge*), já a retirada da coluna de perfuração gera gradientes negativos de pressão (*swab*), (OLIVEIRA, 2011). Dentre os principais problemas causados por esse tipo de evento estão o influxo de hidrocarbonetos para o interior de poço (*kiks ou blowouts*), perda de circulação, instabilidade das paredes do poço, prisão da coluna de perfuração, etc... (Khan, 2012).

Uma revisão da Literatura mostra trabalhos referentes à operação de manobra visando a previsão dos distúrbios de *surge* e *swab* pela construção de modelos matemáticos, variando-se as propriedades do fluido, a geometria do sistema poço-coluna, a aceleração e a velocidade final de movimentação da coluna, etc. Vale ressaltar que Cannon 1934 foi o pioneiro no estudo de pressões de *surge* e *swab* provocadas pela movimentação da coluna de perfuração. Fontenot e Clark (1974) aperfeiçoaram a metodologia de cálculo do fator de atrito para definição das pressões de *surge* e *swab*, em regime estacionário, usando fluidos de Bingham e Lei de Potência. As oscilações das pressões puderam ser calculadas tanto para poço aberto com bomba ligada ou desligada, quanto para poço fechado. Bing e Kaiji (1996) desenvolveram um modelo dinâmico para previsão das pressões de *surge* e *swab*. Os autores, ao compararem modelos dinâmicos e estacionários, concluíram que os primeiros permitiam prever estimativas melhores das flutuações das pressões, quando a coluna era movimentada. Os resultados calculados pelo modelo obtiveram boa concordância com os dados de teste realizados no Campo de Zhong Yang. Lal (1983), Bing e Kaiji (1996), Mitchell (1988) desenvolveram modelos baseados na equação de conservação da quantidade de movimento e em equações constitutivas apresentadas em Bourgoyne et al. (1991), Fontenot e Clark (1974).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Nesse cenário, o objetivo primordial do presente trabalho é desenvolver um modelo matemático transiente para previsão das pressões de *surge* e *swab*. Ademais, construiu-se uma metodologia de análise de variáveis de entrada para fins de regulação das operações de manobra. O modelo matemático foi desenvolvido com base em equações de conservação de massa e quantidade de movimento, resolvidas pelo Método das Características. Portanto, o método desenvolvido caracteriza-se como uma ferramenta de suporte, contribuindo para garantir a segurança do processo de perfuração durante as manobras e viabilizando a implantação de estratégias de controle e otimização, visando aumentar a eficiência das operações.

METODOLOGIA

Managed pressure drilling (MPD) é uma técnica apropriada para perfurar em cenários críticos de estreita janela operacional, como na camada de pré-sal e em águas profundas/ultra profundas, além de zonas cavernosas. A IADC denomina a estratégia MPD (Fig. 1) como um processo de perfuração adaptativo utilizado para controlar com precisão o perfil de pressão anular ao longo do poço, com objetivo de evitar influxos da formação para superfície, FRINK (2016).

A metodologia desenvolvida neste trabalho empregou um modelo matemático formado por equações de balanço de massa e quantidade de movimento para analisar o comportamento dos distúrbios de *surge* e *swab* durante a perfuração de poços de petróleo. O efeito do índice de abertura da válvula *choke* foi avaliado como variável de entrada, em malha aberta, para análise do potencial uso como elemento final de controle, em um esquema em malha fechada do tipo *feedback* (Fig. 2). O projeto de sistemas de controle requer que a variável controlada seja sensível à variável manipulada e que a mesmas efeitos rápidos na controlada. Desse modo, uma análise de sensibilidade foi desenvolvida para analisar o potencial uso da válvula *choke* como variável manipulada para rejeitar os distúrbios de *surge* e *swab.*

ISBN: 978-65-5222-057-8

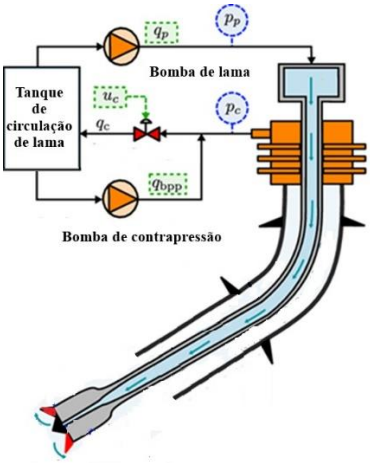
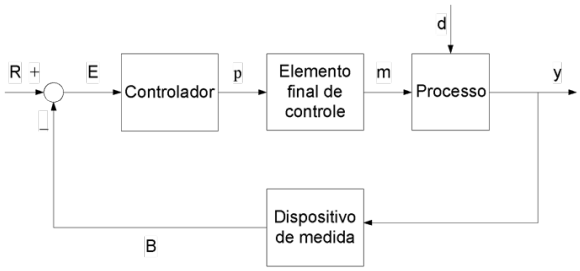


Fig. 1 – Estratégia MPD



Variável controlada (y): Pressão anular; Distúrbio ou perturbação (d): movimentação da coluna; variável manipulada (m) para sistema fechado: Índice de abertura da válvula de *choke* (uc)

Fig. 2 – Esquema de controle

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Modelo matemático

O modelo matemático foi formulado com base em equações de conservação de massa e quantidade de movimento, empregando o método das características para obtenção da solução numérica. As hipótese do modelo são: escoamento unidimensional, laminar e isotérmico; efeitos viscosos avaliados através do conceito de fator de atrito; inexistência de broca; extremidades superiores da coluna de perfuração e do espaço anular podem ser consideradas abertas para a atmosfera ou conectadas à bomba de lama e à válvula *choke*, respectivamente; nível de fluido constante no interior do poço; fluido é considerado newtoniano com características de compressibilidade, viscosidade e tensão limite de escoamento constantes.

WHITE, 2010 apresenta a equação diferencial de conservação de massa, adotando-se coordenadas cilíndricas (Eq. 1).

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}(r\rho v_r) + \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial \theta}(\rho v_\theta) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho v_z) = 0 \qquad \text{Eq (1)}$$

Adotando-se o escoamento unidimensional na direção axial, obtém-se a Eq. 2.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho V)}{\partial z} = 0 \qquad \text{Eq (2)}$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

Na sequência, admitindo-se massa específica constante na direção axial e a hipótese de ANDERSON, 1990, resulta a Eq. 3.

$$\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{1}{\alpha A_s}\frac{\partial Q}{\partial z}=0 \qquad \text{Eq (3)}$$

O balanço de quantidade de movimento, admitindo escoamento unidimensional em z, com difusão axial desprezível e simetria angular, está ilustrado na Eq. 4.

$$\frac{\partial(\rho V)}{\partial t}+\frac{\partial(\rho VV)}{\partial z}+\frac{\partial P}{\partial z}+\frac{4}{D_h}\tau_w+\rho g=0 \qquad \text{Eq (3)}$$

O valor médio da tensão limite de cisalhamento para coluna e anular (Eq. 4) é definido empregando-se o fator de atrito descrito em ROHSENOW et al., 1985.

$$\tau_w=\frac{f\rho V|V|}{2} \qquad \text{Eq (4)}$$

Desse modo, chega-se à Eq. 5, que ilustra o balanço de quantidade de movimento em termos de vazão.

$$\frac{1}{\rho}\frac{\partial P}{\partial z}+\frac{1}{A_s}\frac{\partial Q}{\partial t}+\frac{2fQ|Q|}{D_h^2 D_h}+g=0 \qquad \text{Eq (5)}$$

Assim, o modelo é descrito por um sistema de equações diferenciais parciais hiperbólicas, que devem ser transformadas em equações diferenciais totais empregando-se o Método das Características, sendo integradas por diferenças finitas, WYLIE et al., 1993, ao longo das linhas características c^+ e c^- (Eqs. 6-7). A Fig. 3 ilustra a malha espacial e temporal adotada na resolução numérica.

$$\left.\begin{aligned}\frac{dp}{dt}+\frac{\rho c}{A}\frac{dq}{dt}+\frac{2f\rho cq|q|}{A^2 d_h}-\rho cg=0\\ \frac{dz}{dt}=+c\end{aligned}\right\} \; c^+ \qquad \text{Eq (6}$$

$$\left.\begin{aligned}-\frac{dp}{dt}+\frac{\rho c}{A}\frac{dq}{dt}+\frac{2f\rho cq|q|}{A^2 d_h}-\rho cg=0\\ \frac{dz}{dt}=-c\end{aligned}\right\} \; c^- \qquad \text{Eq (7)}$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

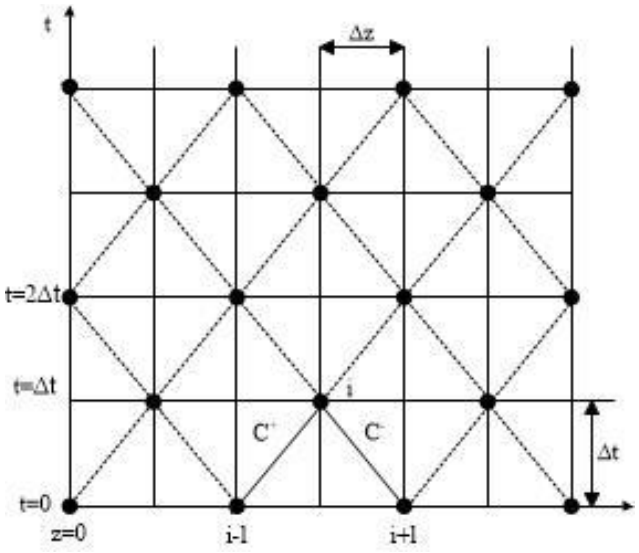


Fig. 3 – Malha do Método das Características

Conforme ilustram as Eqs. 8-9 s pressões e vazões no ponto i são calculadas a partir dos valores conhecidos em i-1 e i+1.

$$P_i = \frac{F+G_- + F - G_+}{G_+ + G_-} \qquad \text{Eq (8)}$$

$$q_i = \frac{F_+ - F_-}{G_+ - G_-} \qquad \text{Eq (9)}$$

Sendo: $F_+ = p_{i-1}\left(\frac{\rho c}{A_{i-1}} - \frac{R_+}{\gamma_{i-1}}\right) q_{i-1} + \rho g \Delta z$; $F_- = p_{i+1}\left(\frac{\rho c}{A_{i+1}} - \frac{R_+}{\gamma_{i+1}}\right) q_{i+1} - \rho g \Delta z$; $G_+ = \frac{\rho c}{A_{i-1}} + \frac{R_+}{\gamma_i}$; $G_- = \frac{\rho c}{A_{i+1}} + \frac{R_-}{\gamma_i}$; $R_+ = \frac{16\zeta_{i-1}\eta\Delta z}{(Ad_h^2)_{i-1}}$; $R_- = \frac{16\zeta_{i+1}\eta\Delta z}{(Ad_h^2)_{i+1}}$

A Fig. 4 ilustra a malha de discretização do espaço anular e da coluna de perfuração. Uma malha com um refinamento de 500 pontos foi empregada em todas as simulações, apresentando resultados com acurácia e tempos computacionais satisfatórios.

Vale ressaltar que na saída do anular, como condição de contorno, encontra-se a válvula *choke*, cuja formulação encontra-se na Eq. 10.

$$q = C_v . zc . \sqrt{\frac{\Delta P_{choke}}{g_s}} \qquad \text{Eq (10)}$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

Análise de sensibilidade

Foram avaliadas manobras de retirada e inserção da coluna de perfuração em um poço de 2000 m de profundidade. O movimento axial apresentou duração de 30 s, seguindo um perfil de velocidade trapezoidal, perfazendo um deslocamento total de 27 m.

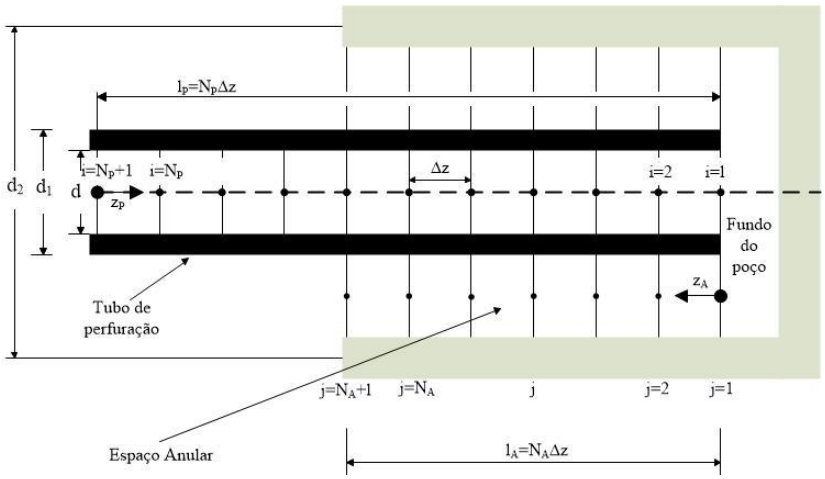


Fig. 4 – Malha do espaço anular e da coluna de perfuração.

Durante a manobra de retirada da coluna de perfuração (Fig. 5), foram empregados diferentes índices de abertura da válvula *choke,* zc*,* (Fig. 6). Como pode ser observado, há uma redução da pressão anular de fundo em virtude do efeito *swab*. Com o fechamento da válvula *choke* (zc variando de 100% até 60%) durante a manobra, há uma menor queda dos níveis de pressão. Ademais, pode ser constatada a rápida ação da válvula *choke* na variável de saída (pressão anular de fundo).

A Fig. 7 apresenta os perfis de velocidade e aceleração durante a manobra de inserção da coluna de perfuração. Diante deste distúrbio, observa-se aumento dos níveis de pressão. Conforme observado na Fig. 8, quanto maior o índice de abertura da válvula *choke* (zc variando de 50% até 90%) mais efetiva é a atenuação dos níveis de pressão anular de fundo.

CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi desenvolvido um modelo matemático para prever a operação de manobra durante a perfuração de poços de petróleo. A solução do modelo foi implementada através do Método das Características. O modelo

ISBN: 978-65-5222-057-8

matemático forneceu os perfis transientes da pressão anular de fundo, durante distúrbios associados à operação de manobra, empregando-se diferentes índices de abertura para a válvula *choke*. A análise deste elemento final de controle revelou rapidez e eficácia na rejeição dos distúrbios, caracterizando-o como um potencial candidato a ser utilizado em malha fechada.

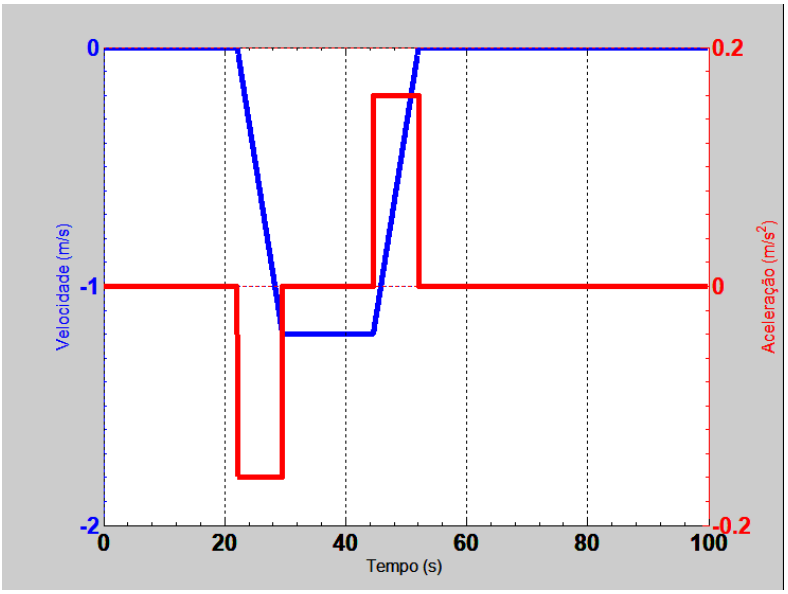


Fig. 5 - Velocidade axial e aceleração da coluna de perfuração – distúrbio *swab*.

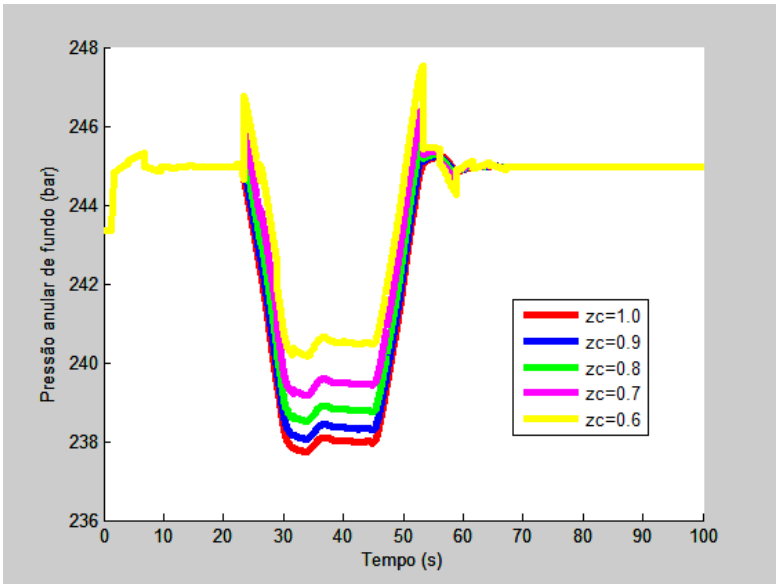


Fig. 6 – Pressão anular de fundo durante distúrbio de *swab* empregando diferentes índices de abertura para a válvula *choke*.

ISBN: 978-65-5222-057-8

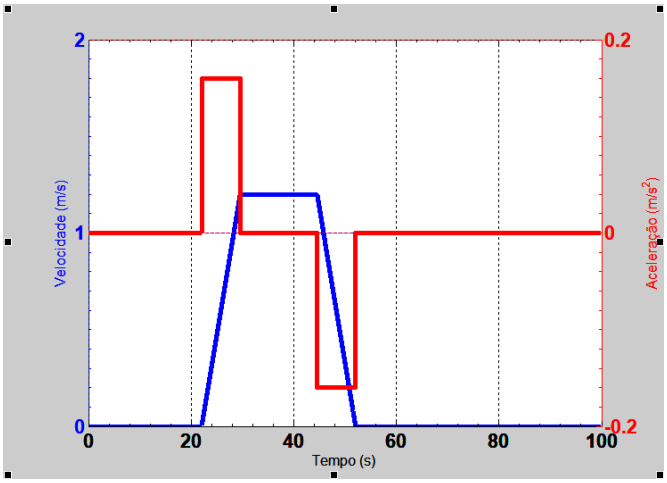


Fig. 7 - Velocidade axial e aceleração coluna de perfuração – distúrbio *surge*.

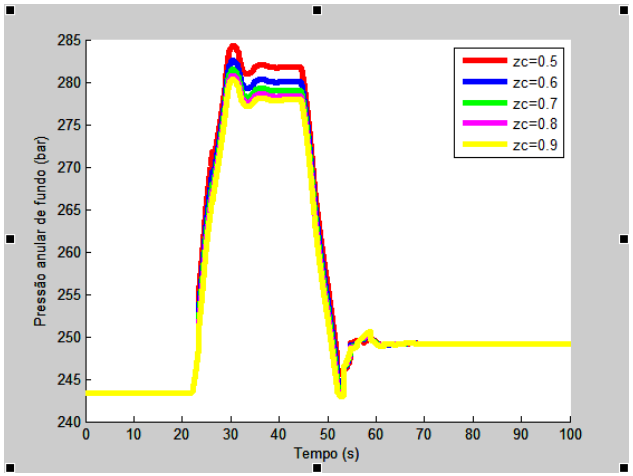


Fig. 8 – Pressão anular de fundo durante distúrbio de *surge* empregando diferentes índices de abertura para a válvula *choke.*

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Petrobras – (00500122210229), da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq)

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BING, Z.; KAIJI, Z. Dynamic model predicts well bore surge and swab pressures. *Oil & Gas Journal*, v. 94, n. 53, 1996.

BOURGOYNE Jr., A. T.; MILLHEIM, K. K.; CHENEVER, E. S. *Applied drilling engineering*. Richardson: Society of Petroleum Engineers (SPE), 1991.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CANNON, G. E. Changes in hydrostatic pressure due to withdrawing drillpipe from the hole. *API Drilling and Production Practices*, p. 42-47, 1934.

FONTENOT, E.; CLARK, K. An improved method for calculating swab and surge pressures and circulating pressures in a drilling well. *SPE Drilling Engineering*, v. 14, n. 5, p. 451–462, 1974.

FRINK, P. Managed pressure drilling — what's in a name? *IADC*, 2006. Disponível em: http://www.iadc.org. Acesso em: nov. 2018.

KHAN, A. Riserless drilling (managed pressure drilling). 2012. Dissertação (Mestrado) – University of Stavanger, Norway, 2012.

LAL, M. Surge and swab modeling for dynamic pressures and safe trip velocities. In: *IADC/SPE Drilling Conference*, 1983, [S.l.]. Anais [...], 1983.

MITCHELL, F. Dynamic surge/swab predictions. *SPE Drilling Engineering*, v. 6, n. 4, p. 325–333, set. 1988.

OLIVEIRA, G. M. de. Modelagem da propagação de pressão no reinício do escoamento de fluidos de perfuração não gelificados. 2011. Dissertação (Mestrado) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. 2017. Disponível em: http://www.glossary.oilfield.slb.com/. Acesso em: 26 mar. 2025.

SIDI, I. A. Modelagem de poços de petróleo para previsão dos gradientes de pressão de surge e swab durante operações de manobra. 2011. Monografia (Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/19180/1/IASidi_compressed.pdf. Acesso em: 26 mar. 2025.

SLONGO, J. S. Modelagem e otimização de manobras em processos de perfuração de poços de petróleo e gás. 2018. Dissertação (Mestrado em Ciências – Engenharia de Automação e Sistemas) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2018.

WYLIE, E. B.; STREETER, V. L.; SUO, L. *Fluid transients in systems*. Estados Unidos: Prentice Hall, 1993.

YANG, L.; CHUKWU, A. Couette flow of non-newtonian power-law fluids in narrow eccentric annuli. *Industrial Engineering and Chemical Research*, v. 34, p. 936–942, 1995.

ZHOU, J.; NYGAARD, G. Control and estimation of downhole pressure in managed pressure drilling operations. In: *International Symposium on Communications, Control and Signal Processing (ISCCSP)*, 4., 2010, [S.l.]. Anais [...], p. 16.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DA ADIÇÃO DE OBTURANTE E NANOESFERAS DE POLIESTIRENO EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS SATURADOS

Vitor Henrique Pinheiro de Melo[1], Júlia Cardoso Martins Paulino[2], Juliana de Carvalho Camargo[3], Leonardo Ferreira de Paula[4], Heitor Otacílio Nogueira Altino[5], Marina Seixas Pereira[6]

[1]Universidade Federal de Uberlândia, hvitor110@gmail.com , [2]Universidade Federal de Uberlândia, julia.paulino@ufu.br, [3]Universidade Federal de Uberlândia,julianadecrvlh@gmail.com [4]Universidade Federal de Uberlândia,leofpaula@hotmail.com, [5]Universidade Federal de Uberlândia, heitor.engquimica@gmail.com, [6]Universidade Federal de Uberlândia, marinasp@ufu.br.

RESUMO

A perfuração de poços de petróleo ocorre em cenários muito distintos no que diz respeito ao tipo de formação a ser perfurada. Neste sentido, visando atender as janelas operacionais que demandam fluidos de perfuração leves, novos aditivos de baixa densidade estão sendo desenvolvidos. Este trabalho teve como objetivo avaliar o uso de partículas de poliestireno como aditivo para a redução da densidade de fluidos de perfuração aquosos saturados, atendendo janelas operacionais estreitas e complexas. Para isso, avaliou-se o efeito da variação da concentração de nanopartículas de poliestireno e de obturante na densidade e no volume de filtrado de diferentes fluidos aquosos inibidos. Para isso, foram adicionados aos fluidos diferentes concentrações de nanoesferas de poliestireno (0 – 10 lb/bbl) e de calcário como obturante (0 – 10 lb/bbl). Após o preparo de cada fluido, a densidade, o volume de filtrado e parâmetros reológicos foram determinados; sendo a reologia medida a 30 e 60 ºC. Por fim, os resultados indicam que há influência estatisticamente significativa das nanoesferas de poliestireno e do calcário (obturante) nas propriedades do fluido. Foi observado um aumento no volume de filtrado e na viscosidade do fluido com a adição das nanoesferas, porém sempre mantendo o caráter pseudoplástico característico de fluidos de perfuração.

Palavras-chave: fluido de perfuração, poliestireno, fluidos aquosos inibidos, reologia.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração exercem papel fundamental na perfuração de poços de petróleo. Sendo responsáveis por uma série de funções operacionais, como transporte de cascalhos gerados pela broca, controle da pressão hidrostática, estabilização das paredes do poço, controle químico, refrigeração e lubrificação da broca, minimização do atrito e do dano causado às formações, além de diversos outros benefícios para um melhor desempenho em uma perfuração (Darley et al, 2011; Azar, 2007).

Segundo Mendes (2015), os fluidos de base aquosa (WBM) se destacam por serem mais econômicos que fluidos de base não aquosa (NAF), apresentarem menor impacto ambiental e serem facilmente manejáveis especialmente em zonas ambientalmente sensíveis. Contudo, a aplicação desses fluidos pode ser limitada em cenários onde há presença de formações reativas ou zonas salinas, que podem gerar grandes perdas de circulação (LCM) do fluido e problemas com influxos nas formações rochosas. Dessa forma, exigindo o uso de aditivos específicos para garantir controle de propriedades como estabilidade, controle de densidade e inibição de interações indesejáveis.

Desse modo, com a finalidade de desenvolver melhor controle das propriedades e ter uma operação mais segura, diversos novos materiais e tecnologias vem sendo empregados para substituir aditivos tradicionais. Destacando-se materiais poliméricos utilizados para diversos efeitos em fluidos de base aquosa ou não aquosa (Darley et al, 2011).

Dentre essas propriedades, o controle da densidade, é essencial para que a operação ocorra dentro da janela operacional de pressão impostos pela pressão de poro e pressão de fratura das formações. Nesse sentido, aditivos redutores de densidade apresentam-se como alternativas para métodos convencionais, como a diluição do fluido, que ocasiona alterações indesejadas em outras propriedades do fluido (Mendes, 2015).

Este trabalho teve como objetivo estudar a aplicação de nanoesferas de poliestireno como agentes redutores de densidade, avaliando seus efeitos na presença simultânea de calcário como obturante, conforme um planejamento experimental fatorial 2^2 com repetição no ponto central. Além disso, foram analisados os impactos na reologia e no volume de filtrado do fluido, visando sua possível adequação à janela operacional de pressão.

METODOLOGIA

O preparo do fluido aquoso saturado seguiu a formulação padronizada da API 13I (2009). Para isso, utilizou-se os componentes apresentados na Tabela 1 com suas respectivas funções. As nanoesferas poliméricas e o obturante (calcário) foram adicionados logo após o fim do preparo de cada amostra. A densidade das nanoesferas e do calcário é de 1,03 g/cm^3 e 2,6 g/cm³, respectivamente.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1: Componentes do Fluido Aquoso e suas funções

Aditivo	Função
Água industrial	Dispersante
Cloreto de Sódio	Eletrólito
Goma xantana	Viscosificante
Hidroxipropilamido (HPA)	Redutor de Filtrado
Óxido de Magnésio	Controlador de pH
Calcário 2-44	Obturante
Esferas de Poliestireno	Redutor de Densidade

As nanoesferas de poliestireno utilizadas neste trabalho foram sintetizadas no Laboratório de Fluidos da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Uberlândia pelo método de polimerização em emulsão sem a presença de surfactantes (Fresco-Cala e Cárdenas, 2022), apresentando entre 200-300 nm de diâmetro.

Cinco formulações de fluidos, juntamente com suas respectivas réplicas, foram produzidas em diferentes concentrações de obturante e de esferas poliméricas, seguindo um planejamento fatorial do tipo 2² com duas réplicas no ponto central. Dessa forma, foi possível estudar os efeitos da concentração de obturante (C) e de esferas poliméricas (EP) na densidade e no volume de filtrado do fluido de perfuração, bem como em parâmetros reológicos de referência. As Equações 1 e 2 representam a variáveis codificadas do planejamento experimental, sendo X_1 a concentração de obturante e X_2 a concentração de esferas poliméricas adimensional.

$$X_1 = \frac{C \ - \ 5{,}0 \ (lb/bbl)}{5{,}0 \ (lb/bbl)} \qquad (1)$$

$$X_2 = \frac{EP \ - \ 5{,}0 \ (lb/bbl)}{5{,}0 \ (lb/bbl)} \qquad (2)$$

Logo após o preparo das diferentes formulações, as análises de densidade e de volume de filtrado foram realizadas seguindo o padrão API RP 13I (2009). Para isso, foram empregadas balança de lama FANN e filtro HPHT OFITE, respectivamente.

Além disso, os parâmetros reológicos de viscosidade aparente (VA) viscosidade plástica (VP) e limite de escoamento (LE), representados pelas equações 3 a 5, foram realizados para cada formulação, conforme a API RP 13B-1 (2009).

$$VA = \frac{L600}{2} \qquad (3)$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$VP = L600 - L300 \quad (4)$$

$$LE = L300 - VP \quad (5)$$

Sendo L600, L300, L6 e L3 os valores de ângulo de deformação lidos no viscosímetro FANN para velocidades de 600, 300, 6 e 3 rpm, respectivamente.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 2 mostra os resultados do planejamento experimental realizado e a Figura 1 mostra os resultados para densidade e volume de filtrado na forma de histogramas.

Tabela 2: Resultados do planejamento experimental.

Fluido	X_1 (C (lb/bbl))	X_2 (EP (lb/bbl)	Densidade (lbs/gal)	Volume de filtrado (mL)
C0EP0	-1 (0)	-1 (0)	9,94 ± 0,08	5,80 ± 0,57
C10EP0	1 (10)	-1 (0)	10,02 ± 0,02	5,05 ± 0,64
C0EP10	-1 (0)	1 (10)	9,83 ± 0,04	8,30 ± 0,71
C10EP10	1 (10)	1 (10)	9,98 ± 0,04	7,30 ± 0,14
C5EP5	0 (5)	0 (5)	9,95	7,4
	0 (5)	0 (5)	9,95	6,0

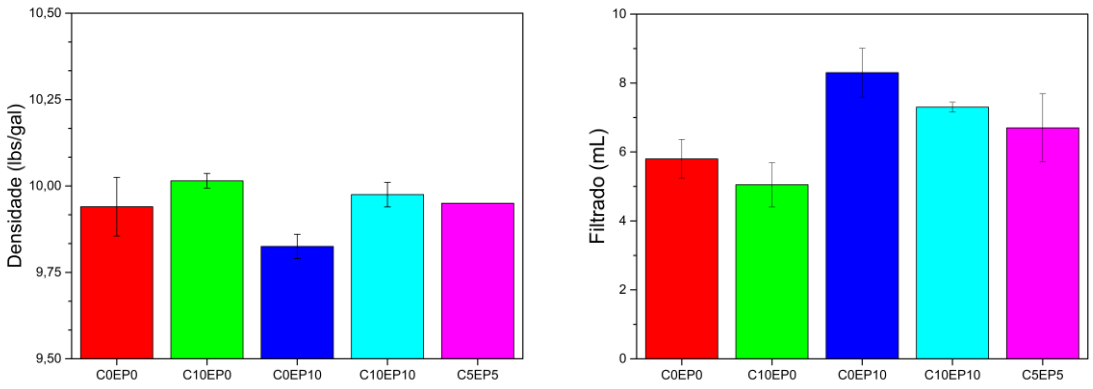


Figura 1: Histograma de densidade (a) e volume de filtrado (b) para cada composição

No que se refere à densidade (Figura 1a), observa-se que o fluido formulado apenas com calcário (C10EP0) apresentou o maior valor de densidade e o fluido formulado apenas com esferas poliméricas (C0EP10) apresentou a menor densidade. Este comportamento é coerente devido à diferença de densidade entre as esferas poliméricas (1,03 g/cm³) e o calcário (2,6 g/cm³). Além disso, a combinação dos dois aditivos em proporções iguais (C10EP10 e C5EP5) gerou uma densidade intermediária entre o fluido com apenas nanoesferas (C0EP10) e o fluido unicamente com calcário (C10EP0),

ISBN: 978-65-5222-057-8

sugerindo que o efeito das nanoesferas poliméricas pode atenuar parcialmente a elevação de densidade promovida pelo calcário e que a proporção dos aditivos é um fator para a densidade final do fluido.

Com relação ao volume de filtrado, o fluido C10EP0 apresentou o menor valor entre os tratamentos, indicando maior eficiência na formação de barreiras de filtração, atributo amplamente associado à ação do calcário como obturante. O fluido C0EP10, por sua vez, apresentou o maior volume de filtrado, evidenciando que as esferas poliméricas não possuem a mesma capacidade obturante do calcário.

Essas descobertas são coerentes com trabalhos da literatura, segundo Mendes (2015) e Zhao et al. (2023) os polímeros, embora úteis em propriedades complementares como estabilidade térmica, não substituem a atuação de partículas sólidas obturantes. Aston et al. (2004) ressaltam ainda que a formação de barreiras eficientes depende da sinergia entre partículas de diferentes formas e tamanhos, sendo limitada quando se utilizam materiais esféricos isoladamente.

Análises estatísticas

Com os resultados experimentais foi possível ajustar uma equação que relaciona densidade (Equação 6) e volume de filtrado (Equação 7) com as variáveis codificadas, sendo o índice de significância de 5%. As equações produzidas apresentaram R^2 de 0,7332, para a densidade, e 0,8495 para o volume de filtrado.

$$D = 9{,}94 + 0{,}06X_1 - 0{,}04X_2 \quad (6)$$

$$V = 6{,}63 - 0{,}44X_1 + 1{,}19X_2 \quad (7)$$

Onde D é a densidade em lb/gal e V é o volume de filtrado em ml.

Fazendo uma análise da variável densidade, o fator x_1 (concentração de calcário) apresentou o valor positivo e um efeito estatisticamente significativo (p = 0,01), indicando que o aumento de calcário gera um incremento discreto na densidade. Sendo coerente com a literatura, que descreve o calcário como um agente obturante de baixa densidade, cuja contribuição para o aumento da densidade do fluido é limitada, mas presente (Mendes, 2015; Caenn et al, 2011).

Por outro lado, o fator X_2 (concentração de esferas poliméricas) também impacta significativamente a densidade (p = 0,04), porém com efeito negativo. Isso pode ser atribuído ao fato da menor densidade das nanoesferas poliméricas, que contribuem para uma leve redução da densidade do sistema, fenômeno descrito por Zhao et al. (2023)

Para o volume de filtrado, o fator X_1 (concentração de calcário) apresentou um p-valor de 0,06, que, apesar de ligeiramente acima do nível de significância de 5%, pôde ser considerado estatisticamente significativo para uma margem de tolerância devido à proximidade do valor. O coeficiente negativo (-0,44), indica que o aumento na concentração de calcário contribui efetivamente para a redução do volume de filtrado. Efeito condizente com seu papel conhecido como agente obturante. Esse comportamento reforça sua eficácia na formação de

ISBN: 978-65-5222-057-8

rebocos de baixa permeabilidade, promovendo menor invasão de fluido na formação, como também reportado na literatura (Zhao et al., 2023).

O fator X_2 (concentração esferas poliméricas) apresenta significância estatística (p = 0,00) e um coeficiente positivo (1,19), indicando que o aumento na concentração das esferas poliméricas resulta em maior volume de filtrado. Isso corrobora estudos que apontam que, isoladamente, polímeros não são eficazes na construção de barreiras filtrantes, especialmente quando não estão associadas a sólidos de maior granulometria (Zhao et al., 2023). As superfícies de respostas estão apresentadas na Figura 2a e 2b para a densidade e volume de filtrado, respectivamente. A análise das superfícies de resposta permite visualizar de forma clara a influência dos fatores X_1 (concentração calcário) e X_2 (concentração de esferas poliméricas) sobre as variáveis dependentes densidade e volume de filtrado.

Como esperado pela análise da Equação 6, a superfície para a densidade (Figura 2a) apresenta um comportamento linear em que o aumento da concentração de calcário (X_1) resulta em um aumento da densidade, enquanto a elevação da concentração de esferas poliméricas (X_2) promove uma leve redução da densidade. Além disso, a inclinação da superfície ao longo do eixo X_1 é mais acentuada do que ao longo do eixo X_2, evidenciando que o calcário tem impacto positivo mais expressivo na densidade, enquanto as nanoesferas, por sua baixa densidade relativa, atuam de maneira oposta, porém com menor intensidade.

O valor de R^2 = 0,7332 (para a densidade) é considerado satisfatório para este tipo de estudo experimental, especialmente em sistemas de fluidos de perfuração, nos quais múltiplos fatores físicos, químicos e operacionais podem introduzir variabilidade significativa nos dados.

A superfície de resposta para o volume de filtrado (Figura 2b), por sua vez, apresenta um bom ajuste, com 84,95% da variabilidade explicada pelos fatores estudados. O gráfico evidencia que o aumento de esferas poliméricas (X_2) provoca um aumento significativo no volume de filtrado. Enquanto, o aumento de calcário (X_1) leva a uma redução do volume de filtrado, coerente com sua função clássica de agente obturante (Mendes, 2015).

A inclinação da superfície da Figura 2b é a mais acentuada ao longo de X_2, em relação a X_1, o que reforça que as nanoesferas têm maior impacto no aumento do volume de filtrado do que o carbonato tem na sua redução, dentro da região estudada.

ISBN: 978-65-5222-057-8

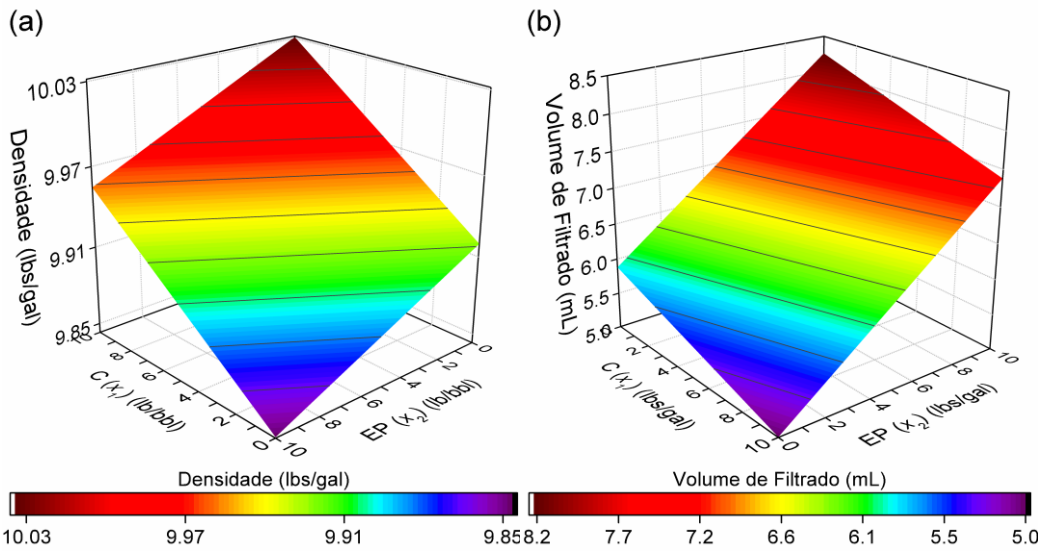


Figura 2: Influência da concentração de calcário (C) e de esferas poliméricas (EP) na densidade (a) e no volume de filtrado (b) do fluido.

Reologia

A avaliação dos resultados reológicos obtidos para os diferentes fluidos de perfuração evidencia que a adição de calcário (C) e esferas poliméricas (EP) influencia diretamente nas propriedades do fluido. As curvas reológicas na Figura 3 mostram que, para ambas as temperaturas, os fluidos com a presença de esferas poliméricas (C10EP10, C0EP10 e C5EP5) apresentaram maiores tensões de cisalhamento para uma mesma taxa de deformação, quando comparados aos fluidos sem a presença de nanoesferas. Sendo este efeito, intensificado pelo aumento da concentração das nanoesferas. Nota-se ainda que essa diferença se acentuou em taxas de cisalhamento mais altas.

O calcário, por sua vez, demonstra ter menor influência nos parâmetros reológicos do fluido, visto que, para pares de fluidos com e sem calcário (C10EP10 e C0EP10 ou C0EP0 e C10EP0), a variação nesses parâmetros foi bem menos expressiva ao se comparar com as variações observadas para diferentes concentrações de nanoesferas.

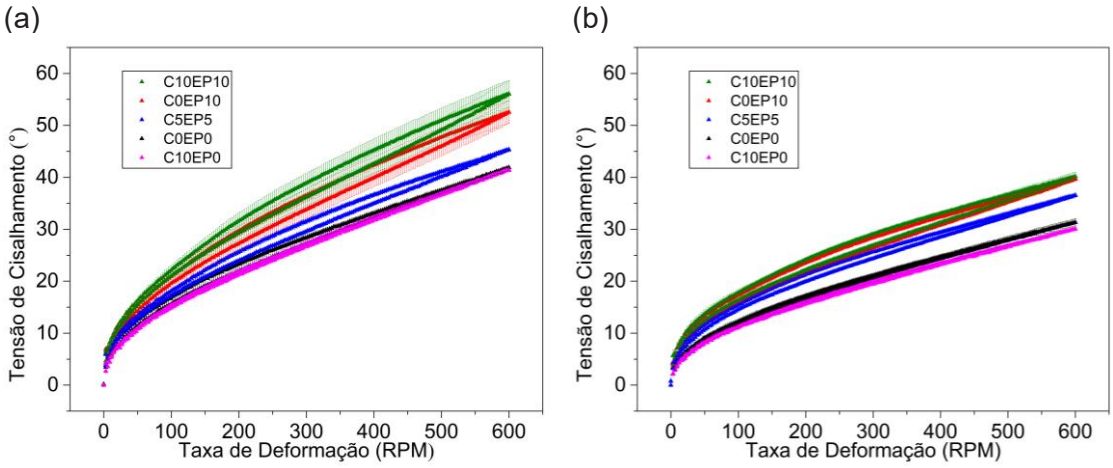


Figura 3: Reologia dos fluidos a 30ºC (a) e 60ºC (b)

ISBN: 978-65-5222-057-8

Com a determinação da reologia, foi possível obter os valores de grau de deformação para as velocidades padrões desenvolvidos (L600, L300, L6, L3), mostrados na Tabela 2.

Tabela 2: Valores de deflexão para diferentes velocidades de análise

Fluido	L600	L300	L6	L3
C0EP0	41,87	27,19	4,58	3,47
C10EP0	41,34	26,67	3,61	2,67
C0EP10	52,55	33,72	5,49	4,24
C10EP10	56,08	36,06	6,39	4,67
C5EP5	45,33	29,48	5,20	4,24

A partir desses resultados, foi possível calcular, através das Equações 3 a 5, os valores de viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e limite de escoamento (LE), expressos na Tabela 3. As medidas foram comparadas com os valores de referência das viscosidades plástica e aparente de fluidos aquosos encontrados na norma N-2604 da Petrobras. Nota-se que todos os fluidos atenderam às referências mínimas estabelecidas pela Petrobras, sendo que C10EP10 apresentou os maiores valores de VA (28,04 cP) e VP (20,02 cP), resultado consistente com estudos que indicam que a combinação de partículas sólidas e materiais poliméricos promove um aumento na resistência ao escoamento e na capacidade de suspensão do fluido (Silva et al., 2019; Vale et al., 2017).

Observa-se que a adição isolada de esferas poliméricas (C0EP10) também contribuiu para o aumento das viscosidades (VA: 26,28 cP e VP: 18,83 cP), corroborando com a literatura que destaca o efeito das nanoesferas na formação de redes estruturais no fluido, melhorando sua estabilidade e desempenho operacional (SILVA et al., 2023). Por outro lado, o uso exclusivo de calcário (C10EP0) resultou nos menores valores das viscosidades entre os fluidos aditivados (VA: 20,67 cP e VP: 14,67 cP), embora ainda dentro dos padrões exigidos, indicando uma contribuição menor para as viscosidades

Tabela 3: Viscosidades aparente, plástica e limite de escoamento

Fluido	VA (cP)	VP (cP)	LE (lbf/100ft^2)
C0EP0	20,94	14,68	12,51
C10EP0	20,67	14,67	12,00
C0EP10	26,28	18,83	14,89
C10EP10	28,04	20,02	16,04
C5EP5	22,67	15,85	13,63
N-2604	**≥ 15,0**	**≥ 4,0**	**-**

ISBN: 978-65-5222-057-8

Em relação ao limite de escoamento (LE), houve um aumento proporcional à quantidade de aditivos, sendo o fluido C10EP10 o que apresentou maior valor (16,04 lbf/100ft²). Este comportamento é coerente com a função dos aditivos em melhorar a capacidade do fluido de manter sólidos em suspensão durante períodos de circulação interrompida, aspecto essencial para a eficiência da operação de perfuração (Silva et al., 2023; Vale et al., 2017). O fluido sem aditivos (C0EP0) apresentou o menor LE (12,51 lbf/100ft²), evidenciando a importância dos aditivos como materiais estruturantes.

CONCLUSÕES

Com base nos resultados apresentados é possível concluir que as nanoesferas poliméricas se apresentaram como agentes redutores de densidade. Além disso, contribuíram significativamente para o aumento dos parâmetros reológicos, especialmente a viscosidade plástica, sugerindo que podem atuar como estabilizantes da estrutura do fluido, quando combinadas com aditivos obturantes mais eficazes. Entretanto, seu uso isolado levou a um aumento do volume de filtrado, indicando baixa eficiência como agente de selagem.

O calcário, por sua vez, se destacou como principal responsável pelo aumento da densidade e pela redução do volume de filtrado, demonstrando eficácia como agente obturante. Sua presença também contribuiu para o aumento dos valores de viscosidade aparente e limite de escoamento, o que reforça seu papel na estruturação do fluido e na estabilidade da suspensão de sólidos.

Além disso, conclui-se que a combinação de calcário e esferas poliméricas proporciona um melhor desempenho reológico, otimizando propriedades fundamentais para o transporte de cascalhos e estabilidade do poço quando comparado aos fluidos sem essa combinação.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) e à Petrobras pelo apoio que permitiu que este trabalho fosse conduzido.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

API. API RP 13B-1 – Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. 3. ed. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2009.

API. API RP 13I – Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids. 7. ed. Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2009.

ASTON, M. S. et al. Drilling fluid design and the impact on drilling performance. SPE Drilling & Completion, v. 19, n. 1, p. 28–38, 2004

ISBN: 978-65-5222-057-8

AZAR, J. J.; SAMUEL, G. R. Drilling engineering. Tulsa: PennWell Books, 2007.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. Composition and properties of drilling and completion fluids. 6. ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2011.

DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R.; CAENN, R. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. 5. ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2011.

FRESCO-CALA, B.; CÁRDENAS, S. *Advanced polymeric solids containing nano- and micro-particles prepared via emulsion-based polymerization approaches*. A review. Analytica Chimica Acta, v. 1208, p. 339669, 2022.

MENDES, R. T. A. *Estudo de Fluidos de Perfuração Base Água com Redução de Densidade por Adição de Microesferas de Vidro*. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2015.

SILVA, J. P.; SANTIAGO, R. C. Influência de aditivos poliméricos nos parâmetros reológicos e de filtração de fluidos de perfuração aquosos. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, 2019.

SILVA, J. P. et al. Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração à base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. Revista Transformar, v. 2, n. 1, p. 1–17, 2023.

VALE, M. M. et al. Estudo do comportamento reológico de fluidos de perfuração base água com diferentes concentrações de sal. Revista Ciências Exatas e da Terra, v. 13, n. 1, p. 55–64, 2017.

ZHAO, Z. et al. Micro-nano polymer microspheres as a plugging agent in oil-based drilling fluid. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, v. 673, 20 set. 2023.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO DA INCRUSTAÇÃO CARBONÁTICA EM CUPONS METÁLICOS SOB CONDIÇÕES DE POÇOS PETROLÍFEROS

Rômulo Fieni Fejoli[1], Fabio de Assis Ressel Pereira[1], Edson José Soares[1], Cherlio Scandian[1], Nathan Fantecelle Strey[1], Bruno Venturini Loureiro[1], Andre Leibsohn Martins[2], Helga Elisabeth P. Schlüter[2]

[1]Universidade Federal do Espírito Santo, Av. Fernando Ferrari, 514, Goiabeiras, Vitória/ES, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPGEM) fabio.a.pereira@ufes.br

[2]Petróleo Brasileiro S/A Petrobras - Centro de Pesquisa Leopoldo Miguez (CENPES), Av Horácio Macedo 950, Cidade Universitária, Rio de Janeiro/RJ

RESUMO

Este trabalho investiga a influência do tipo de material (aço inoxidável 316L, Inconel I718 e superduplex 2507) e do acabamento superficial (lixado e polido) na adesão de incrustações de carbonato de cálcio em condições que simulam ambientes de poços de petróleo. Os experimentos foram realizados em uma unidade experimental projetada para reproduzir condições típicas do pré-sal brasileiro, com temperatura de 100 °C, pressão de 100 bar (50 bar de CO_2 e 50 bar de CH_4) e uma salinidade total de 164.000 mg/L. Os ensaios utilizaram uma gaiola rotativa para acoplar cupons metálicos a um eixo mecânico, promovendo a formação de incrustações em suas superfícies. O processo de nucleação foi iniciado por meio da despressurização do sistema após estabilização em um ambiente de CO_2–CH_4. Os materiais passaram por tratamentos de lixamento (lixa #320) e polimento (pasta de 3 µm) visando padronizar as rugosidades das superfícies. Os resultados mostraram que tanto o material base quanto o acabamento superficial não influenciaram significativamente a quantidade de depósito. Os resultados mostraram que a variação de massa dos depósitos formados foi semelhante entre os diferentes materiais (Inconel I718, superduplex 2507 e aço inoxidável 316L) e entre os acabamentos superficiais, tanto para as amostras posicionadas interna quanto externamente no ensaio. As massas incrustadas variaram de aproximadamente 20 a 58 mg, sem tendência clara favorável ao tipo de material ou ao acabamento superficial. Assim, observa-se que, nas condições avaliadas, nem o material base nem a condição superficial exerceram influência significativa sobre a quantidade de incrustação de carbonato de cálcio. Esses resultados reforçam que a escolha do material e do acabamento superficial, dentro dos parâmetros analisados, pode ter impacto limitado no controle das incrustações, contribuindo para a racionalização de estratégias em sistemas de produção petrolífera.

Palavras-chave: Incrustação carbonática, garantia de escoamento, materiais metálicos, acabamento superficial, força de adesão.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Conforme mencionado em Martins et al. (2020), a produção de petróleo em águas ultra profundas acarreta altos custos operacionais, exigindo esforços significativos para minimizar os gastos relacionados ao poço, a fim de mitigar os riscos de perda de produção. Nesse contexto, a formação de incrustações de sais inorgânicos representa um dos maiores desafios para assegurar o fluxo adequado na produção de petróleo, podendo resultar em redução ou obstrução do fluxo dos fluidos em determinados cenários. A precipitação desses sais ocorre desde o reservatório até os equipamentos de superfície, devido às flutuações de temperatura e queda de pressão de CO_2 da água produzida, ou seja, em todas as etapas da exploração do petróleo.

A literatura científica apresenta uma lacuna no que diz respeito a estudos experimentais que reproduzam condições semelhantes às encontradas em poços de produção de petróleo. Embora o tema da incrustação carbonática tenha recebido atenção devido aos impactos econômicos e operacionais nas indústrias de petróleo e gás, a maioria das investigações é realizada em ambientes laboratoriais simplificados, muitas vezes desconsiderando a complexidade dos parâmetros de campo, como altas pressões, temperaturas elevadas, alta salinidade e a presença de diferentes íons e gases em solução. Essas condições extremas e multifatoriais, típicas de reservatórios de petróleo, exercem influência direta sobre a nucleação, o crescimento e a aderência das incrustações às superfícies metálicas, dificultando a extrapolação dos resultados laboratoriais para aplicações reais. Dessa forma, o presente estudo tem como objetivo explorar experimentalmente essas condições específicas para contribuir com o desenvolvimento de estratégias mais eficazes de mitigação e controle da incrustação em operações de petróleo.

A formação de incrustações inorgânicas, especialmente de carbonato de cálcio ($CaCO_3$), é um desafio significativo na indústria petrolífera, afetando diretamente a eficiência e a segurança das operações de produção. Essas incrustações ocorrem devido à precipitação de sais inorgânicos nas superfícies internas de tubulações e equipamentos, resultando na redução do diâmetro efetivo dos dutos, aumento das perdas de pressão e, em casos extremos, interrupção completa do fluxo de produção.

A deposição de carbonato de cálcio é influenciada por diversos fatores, incluindo variações de temperatura, pressão, pH e composição química dos fluidos envolvidos. Mudanças nessas condições podem alterar o equilíbrio termodinâmico das soluções, promovendo a nucleação e o crescimento de cristais de $CaCO_3$ nas superfícies metálicas.

A rugosidade das superfícies metálicas desempenha um papel crucial na formação e adesão das incrustações. Superfícies com maior rugosidade podem oferecer mais sítios de nucleação para os cristais, favorecendo a deposição de incrustações. Estudos indicam que diferentes acabamentos superficiais resultam

ISBN: 978-65-5222-057-8

em variações significativas na quantidade e na aderência dos depósitos de $CaCO_3$.

Além disso, a escolha do material metálico é determinante na resistência à incrustação. Materiais como o aço inoxidável 316L (baixo teor de carbono), Inconel I718 e superduplex 2507 apresentam diferentes comportamentos frente à deposição de carbonato de cálcio, influenciados por suas propriedades químicas e físicas. Compreender essas interações é essencial para o desenvolvimento de estratégias eficazes de prevenção e controle de incrustações em ambientes de produção de petróleo.

Portanto, investigações que consideram a influência combinada do tipo de material e do acabamento superficial são fundamentais para otimizar a seleção de materiais e tratamentos de superfície, visando minimizar os impactos das incrustações carbonáticas e assegurar a continuidade e eficiência das operações petrolíferas.

METODOLOGIA

Garantir a precisão na execução do protocolo de ensaio é essencial para obter resultados consistentes e permitir interpretações confiáveis do comportamento das variáveis em estudo em relação ao fenômeno de incrustação. Nesta seção, será mostrado o procedimento para um caso em que as soluções possuem as concentrações encontradas em condições de reservatório (Cosmo, 2022), com a presença de 50 bar CO_2 e 50 bar de metano (CH_4), temperatura de 100 ºC e 91% de BSW. Os ensaios de incrustação foram desenvolvidos na unidade experimental multipropósito projetada por Cosmo (2022) - patente BR10202101340 - que pode ser visualizado na Figura 1. Dentre os diversos procedimentos experimentais possíveis descritos em detalhes pelo autor, o presente relatório aborda os ensaios de incrustação em reator pressurizado com utilização da gaiola rotativa com cupons metálicos.

Figura 1: Unidade experimental.

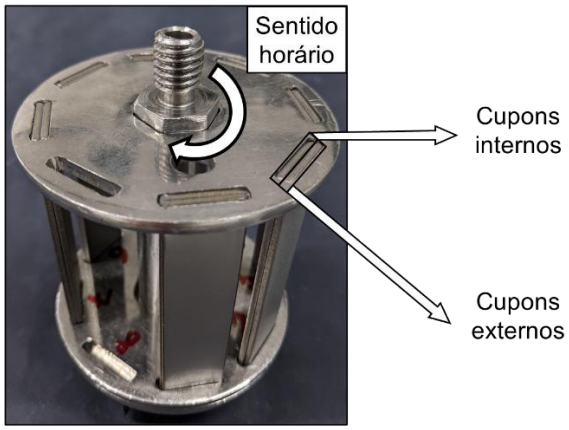


ISBN: 978-65-5222-057-8

A pipeta anexa ao reator permite a injeção de fluidos no interior do reator já previamente pressurizado com CO_2. Com esse recurso a precipitação de carbonato de cálcio ocorre no reator após a sua despressurização (*flash* de CO_2). O reator possui três janelas de visualização feitas de vidro borossilicato temperado. O microscópio é posicionado na janela direita do reator, permitindo registro de imagens a partir do plano focal da superfície interna da janela dos cristais formados em tempo real, sob condições in situ de pressão e temperatura.

A gaiola rotativa foi projetada para acomodar até 16 cupons retangulares, medindo 61,1 x 14,5 x 1,5 mm, dispostos em pares e posicionados de maneira equidistante em relação ao eixo central. Essa configuração possibilita a realização de ensaios com até oito diferentes elementos, garantindo que todos os corpos de prova sejam submetidos às mesmas condições termofluidodinâmicas e químicas, o que promove maior comparabilidade entre os resultados obtidos. Uma inovação metodológica deste estudo, em relação à norma ASTM (2006), reside na adoção de cupons mais finos, conforme indicado pelos resultados preliminares experimentais e numéricos de Maciel (2024). Enquanto a norma sugere o uso de cupons com 3,0 mm de espessura, os ensaios iniciais demonstraram variações significativas na massa incrustada entre as faces externas e internas dos cupons em função da rotação. A Figura 2 ilustra os detalhes do encaixe e a disposição dos cupons na gaiola.

Figura 2: Gaiola de cupons e posicionamento dos cupons no plano.



A unidade experimental possui uma rotação máxima de 339 rpm; contudo, para os ensaios realizados neste estudo, a rotação foi mantida em 125 rpm, conforme recomendado por Maciel (2024). Essa condição operacional foi escolhida porque favorece a deposição de maiores massas de incrustação nos cupons metálicos. Nos experimentos, foram utilizados cupons de aço inoxidável 316L (duas posições), Inconel I718 (duas posições) e superduplex 2507 (duas posições), enquanto o material das duas posições restantes não foi revelado neste trabalho.

As superfícies dos cupons passaram por dois tipos de tratamento superficial: lixamento com lixa #320 e polimento final com pasta de 3 µm. A caracterização topográfica das superfícies tratadas foi realizada utilizando perfilometria óptica 3D, possibilitando a obtenção de perfis microtopográficos

ISBN: 978-65-5222-057-8

detalhados. Essa análise permitiu determinar parâmetros quantitativos de rugosidade, especialmente Ra (rugosidade média aritmética) e Sa (rugosidade média da área). Os valores obtidos estão apresentados na Tabela 1. Tal caracterização inicial evidencia a padronização da rugosidade dos cupons submetidos aos diferentes tratamentos superficiais, fator que pode influenciar significativamente a adesão das incrustações e a morfologia dos cristais de carbonato de cálcio formados na superfície.

Tabela 1: Rugosidade Ra e Sa dos materiais utilizados.

Material e condição superficial		Ra	Sa
I718	Sem tratamento	0,0080	0,0570
	Lixamento #320	0,0681	0,1371
	Polimento - 3 µm	0,0430	0,0092
2507	Sem tratamento	0,1128	0,0517
	Lixamento #320	0,0686	0,1142
	Polimento - 3 µm	0,0416	0,0095
316L	Sem tratamento	0,0054	0,0943
	Lixamento #320	0,0557	0,0927
	Polimento - 3 µm	0,0053	0,0400

As soluções preparadas foram baseadas nas concentrações descritas por Cosmo (2022), que abordou valores típicos encontrados na água de formação de reservatórios de petróleo. As concentrações mássicas e molares das soluções preparadas, bem como da mistura final utilizada nos ensaios, estão detalhadas na Tabela 2. Em cada experimento, foi utilizado um volume total de 3000 mL de solução, sendo 2750 mL da solução aquosa A, contendo íons CO_3^{2-}, introduzida inicialmente no reator, e 250 mL da solução aquosa B, contendo íons Ca^{2+}, adicionada por meio de uma pipeta pressurizada. A salinidade total da mistura utilizada em cada ensaio foi de 164.445,73 mg/L.

Tabela 2: Concentrações de reagentes das soluções A e B e da mistura.

	SOLUÇÃO A (2750 ml)		MISTURA (3000 ml)			
Reagentes	**mg/l**	**mmol/l**	**mg/l**	**mmol/l**	**Íons**	**mg/l**
$NaHCO_3$	1513,50	18,0165	1387,38	16,52	**Na^+**	50809,57
NaCl	139427,82	2385,72	127808,83	2186,91	**HCO_3^-**	1007,70
KCl	7696,40	103,24	7055,03	94,63	**Cl-**	97680,85
	SOLUÇÃO B (250 ml)				**Ca^{2+}**	6728,00
$CaCl_2$	223574,14	2014,47	18631,18	167,87	**Mg^{2+}**	821,00
$CaCl_2.2H_2O$	296155,55	2014,47	24679,63	167,87	**Sr^{2+}**	3097,00
$MgCl_2$	38593,65	405,35	3216,14	33,78	**Ba^+**	27,00
$MgCl_2.6H_2O$	82407,79	405,35	6867,32	33,78	**K^+**	3700,00
$SrCl_2$	67238,76	424,15	5603,23	35,35	**Br^-**	500,00
$SrCl_2.6H_2O$	113085,11	424,15	9423,76	35,35	**SO_4^-**	40,00
$BaCl_2$	491,29	2,36	40,94	0,20		
$BaCl_2.2H_2O$	576,30	2,36	48,02	0,20		
NaBr	7726,30	75,09	643,86	6,26		
Na_2SO_4	709,75	5,00	59,15	0,42		

ISBN: 978-65-5222-057-8

Após o preparo, as soluções passaram por um período de hidratação ou solvatação. Durante essa etapa, a solução é armazenada por um período mínimo de 7 dias, conforme recomendado por Aldeia (2019). A hidratação das soluções é crucial para garantir a repetibilidade da reação e, consequentemente, dos experimentos planejados. As soluções passaram por uma bateria de filtrações a vácuo para assegurar um sistema sem particulados.

A caracterização qualitativa foi realizada por meio de fotografias e microfotografias, possibilitando a identificação dos polimorfos de $CaCO_3$ presentes e a análise de sua distribuição nas superfícies dos cupons e nas amostras de fluido. O microscópio utilizado possui a funcionalidade de multifoco que permitiu a captura de imagens com maior profundidade de campo.

Após a conclusão do ensaio, a gaiola contendo os cupons é retirada e desmontada. Os cupons são então posicionados em um suporte adequado e armazenados em um dessecador por, no mínimo, 24 horas, a fim de remover a umidade presente no material incrustado. Quando possível, o processo é realizado sob vácuo para potencializar a secagem.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Aspecto visual da incrustação

A Figura 3 mostra a gaiola de cupons utilizada nos experimentos, evidenciando suas condições antes e após a realização do ensaio. Após o ensaio, observa-se a formação de incrustações aderidas às superfícies dos cupons, modificando visivelmente sua aparência original. Essa comparação visual destaca a eficiência do procedimento experimental na promoção da formação controlada de depósitos, permitindo a avaliação quantitativa e qualitativa do fenômeno de incrustação nos diferentes materiais e acabamentos superficiais avaliados.

A Figura 3 também exibe todos os cupons empregados no ensaio, devidamente organizados em um suporte após a remoção da gaiola. Antes do registro da imagem, os cupons passaram por uma etapa de limpeza com clorofórmio para remoção do óleo residual e foram acondicionados em dessecador para eliminação da umidade. Os dois primeiros cupons, tanto na fileira superior (interna) quanto na inferior (externa), correspondem aos materiais Inconel; o terceiro e o quarto cupons são de aço inoxidável superduplex 2507; e os dois últimos são de aço inoxidável 316L. Nota-se que os cupons posicionados na parte inferior, que representam as regiões externas da gaiola durante o experimento, apresentam uma quantidade visivelmente maior de material incrustado em comparação aos cupons superiores, que estavam nas posições internas. Essa diferença sugere que a posição de exposição influencia a quantidade de massa aderida, possivelmente devido a variações no fluxo ou nas condições do meio, sendo um aspecto importante para a análise dos mecanismos de incrustação nos diferentes materiais e posições avaliados.

ISBN: 978-65-5222-057-8

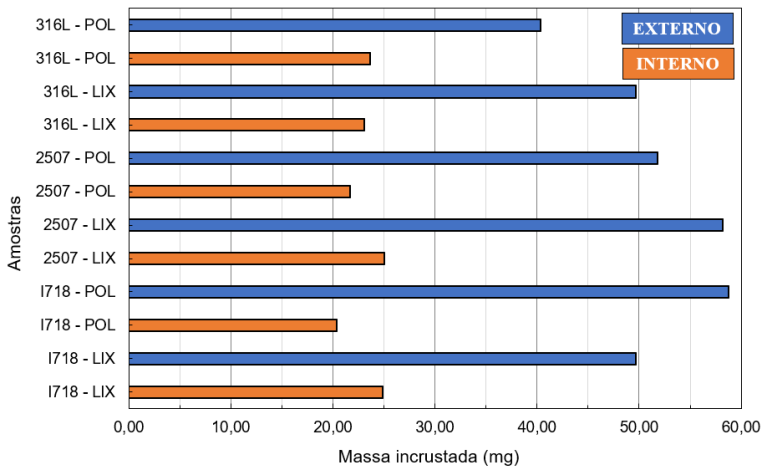
Figura 3: Aspecto da incrustação carbonática na gaiola antes e depois do ensaio e nos cupons internos e externos.



Medição das massas precipitadas

A Figura 4 apresenta os resultados obtidos por gravimetria referentes à massa de carbonato de cálcio aderida ou depositada sobre os cupons após o ensaio. A metodologia adotada para determinação da massa segue procedimentos similares aos empregados em ensaios de corrosão, conforme especificado pela norma ASTM (2006). Observa-se, de modo geral, que a massa média de depósitos nos cupons posicionados externamente à gaiola é superior àquela registrada nos cupons internos, tendência esta observada na maioria dos ensaios realizados. Esse resultado reforça a influência da posição dos cupons em relação ao fluxo e à exposição ao meio reacional sobre a quantidade de incrustação observada, conforme já evidenciado nas análises visuais.

Figura 4: Massa incrustada de carbonato nos materiais testados.



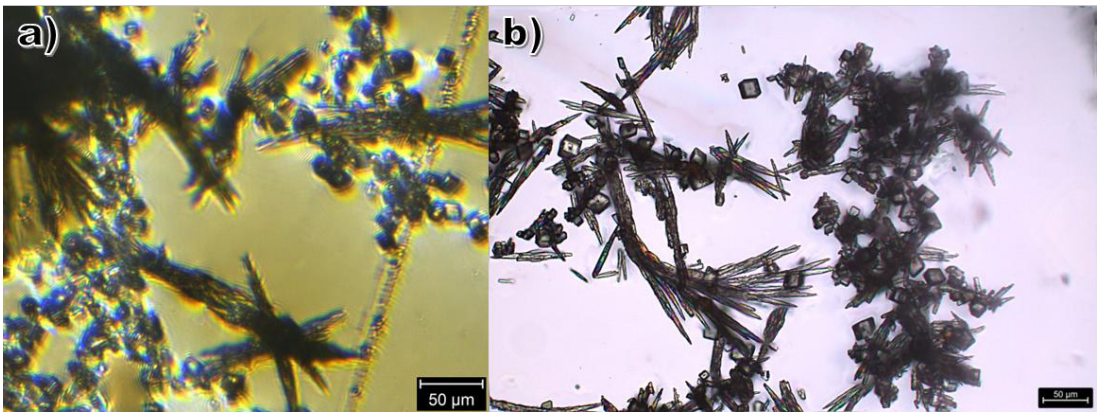
Fotomicrografias *in situ* da janela de visualização

A Figura 6 apresenta fotomicrografias obtidas in situ na janela de visualização lateral do reator (Figura 6a) e nas amostras de material coletado diretamente do interior do reator, ao final de cada ensaio (Figura 6b). As imagens revelam a morfologia dos polimorfos de carbonato de cálcio

ISBN: 978-65-5222-057-8

formados durante os experimentos. Destaca-se que, no cenário representativo de reservatório de petróleo, foram observados cristais de aragonita grandes e espessos, com dimensões em torno de 200 µm, além de de calcitas de aproximadamente 25 µm. Essas diferenças morfológicas entre os depósitos sugerem que as condições do meio, como composição e dinâmica do fluido, exercem influência significativa sobre o crescimento e o tipo dos cristais formados

Figura 5: Fotomicrografias dos polimorfos, a) aderidos à janela de visualização; e b) dos coletados do interior do reator. Escala: 50 µm.



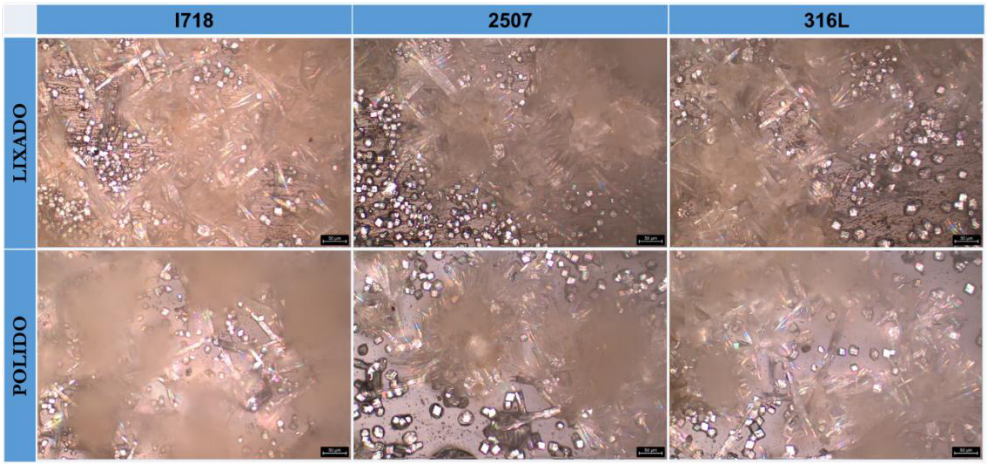
Fotomicrografias dos cupons externos

Para aprofundar a análise da morfologia dos polimorfos formados, foram obtidas microfotografias complementares das superfícies dos cupons externos. Essas imagens permitem avaliar, com maior precisão, a distribuição, o tamanho e as características dos cristais de carbonato de cálcio depositados no sistema. A Figura 6 apresenta as microfotografias dos cristais aderidos às superfícies dos cupons, revelando a predominância do polimorfo aragonita, facilmente identificável pelo aspecto esbranquiçado e alongado que recobre extensivamente as superfícies avaliadas. Sob essa camada de aragonita, nota-se a presença de uma camada mais densa e compacta de calcita, evidenciando um fenômeno de estratificação (layering) durante o processo de incrustação. Além disso, não foi detectada a presença de vaterita, e de modo geral, a aragonita foi o polimorfo predominante, apresentando elevada quantidade de cristais com grande variação morfológica.

O processo de incrustação observado nestes experimentos é governado tanto por mecanismos de nucleação heterogênea, em que os cristais se formam e crescem diretamente sobre as superfícies sólidas, quanto por nucleação homogênea (formação do seio do fluido). Esses cristais em suspensão podem ocasionalmente se depositar sobre os cupons, mas a elevada tensão de cisalhamento promovida pelo movimento rotacional da gaiola (conforme discutido por Maciel, 2024) favorece a remoção desses depósitos pouco aderidos, estabelecendo uma dinâmica de competição entre adesão e cisalhamento. Nessa condição operacional, foi possível quantificar uma massa significativa de incrustação aderida, indicando que o balanço entre deposição e remoção favoreceu, em parte, a aderência dos cristais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 6: Polimorfos nos cupons externos. Escala: 50 µm.



A química da solução influencia significativamente o processo de incrustação. A presença de íons competitivos, por exemplo, interfere na morfologia, na cinética de nucleação e no tipo de polimorfo formado, modulando as faces preferenciais de crescimento dos cristais. Isso pode acarretar a formação de estruturas multinucleadas, observadas como feixes de agulhas partindo de um mesmo núcleo, sugerindo alterações nos mecanismos de crescimento cristalino.

Finalmente, observa-se que, durante os experimentos com mistura óleo-água, o petróleo permaneceu majoritariamente na interface superior do reator, sem migração significativa para o fundo, mesmo com a rotação adotada. No momento da elevação da gaiola ao final dos ensaios, parte do carbonato de cálcio fracamente aderido pode ter sido removida junto ao óleo ou durante as etapas de limpeza com clorofórmio — fator que pode influenciar a massa de incrustação mensurada.

CONCLUSÕES

Os resultados apresentados neste estudo exploratório permitiram avaliar, em condições laboratoriais controladas, os processos iniciais de incrustação de carbonato de cálcio sob condições representativas de ambientes petrolíferos. Observou-se que tanto a quantidade de material incrustado quanto a morfologia dos cristais depositados estão fortemente correlacionadas com as condições do sistema, destacando-se a predominância da aragonita, além de evidências de estratificação dos depósitos com camadas de calcita mais compacta.

A análise da rugosidade superficial dos cupons indicou que, para a faixa testada, este parâmetro não teve influência significativa sobre a quantidade de massa incrustada. Tal resultado sugere que, nas condições operacionais utilizadas, fatores como a composição química e o regime de fluxo exercem papel mais relevante na aderência dos cristais do que a textura superficial do substrato.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Por fim, embora este trabalho tenha sido limitado a ensaios exploratórios e sem repetição, os dados obtidos oferecem subsídios valiosos para o refinamento das metodologias experimentais aplicadas ao estudo da incrustação e servem como ponto de partida para futuras investigações mais detalhadas, nas quais diferentes variáveis poderão ser sistematicamente avaliadas.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras) pelo apoio financeiro para a realização desta pesquisa por meio dos Convênios 4600479587 e 4600566100.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aldeia, W., De Araújo, L. R. L., Nascimento, D. A., Martins, A. L., Castro, B. B., **A influência do processo de solvatação de salmouras da deposição de $CaCO_3$**. Anais do XII do ENAHPE 2019 - Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo e Gás, Serra Negra, SP, 2019.

ASTM C1624-05, **A. Standard test method for adhesion strength and mechanical failure modes of ceramic coatings by quantitative single point scratch testing**. ASTM International West Conshohocken, PA, 2005.

ASTM G-170-06, **Standard guide for evaluating and qualifying oilfield and refinery corrosion inhibitors in the laboratory**. ASTM International, 2006.

Cosmo, R.P., **A fase oleosa e a degaseificação do CO2 na precipitação de CaCO3: implicações, modelagem, simulação numérica, validação e desenvolvimento de protótipo experimental**. Tese de Doutorado pelo programa de pós-graduação em engenharia mecânica UFES, Vitória, ES, 2022.

Cosmo, R.P., Pereira, F.A.R., Soares, E.J., Martins, A.L., **Modeling and validation of the CO_2 degassing effect on $CaCO_3$ precipitation using oilfield data**. Fuel, Vol. 310(B), 122067. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122067, 2022.

Maciel, Rodrigo Simões., **Estudo da adesão e Incrustação de carbonato de cálcio no contexto da indústria do petróleo por técnica experimental e numérica**. Qualificação de Tese de Doutorado pelo programa de pós-graduação em engenharia mecânica UFES, Vitória, ES, 2024.

Martins, A.L., Castro, B.B., Schluter, H.E.P., Ferreira, M.V.D., Achy, A.R.A. e Pepe, I.M. **Offshore Field Experience with Non-Chemical Oilfield Scale Prevention/Remediation Strategies in Brazil**. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/30552-ms, 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A INFLUÊNCIA DA ATAPULGITA ORGANOFILIZADA COMO REDUTOR DE FILTRADO EM FLUIDOS AQUOSOS POLIMÉRICOS

Pedro Lucas Araújo da Silva[1], Iane B. A. dos Santos[2], Vanessa C. Santanna[3]

[1]Universidade Federal do Rio grande do Norte, pedro.silva.701@ufrn.edu.br, [2]Universidade Federal do Rio grande do Norte, ianebas96@gmail.com, [3]Universidade Federal do Rio grande do Norte, vanessa.santanna@ufrn.br

RESUMO

O controle de filtrado em fluidos de perfuração é fundamental para garantir a eficiência das operações e minimizar danos à formação. Esta pesquisa avalia a atapulgita organofilizada, uma argila natural de elevada capacidade de adsorção e resistência a ambientes extremos, como redutor de filtrado em fluidos aquosos poliméricos. A proposta explora o potencial da atapulgita para otimizar a filtração, reduzir perdas de fluido para a formação e melhorar as propriedades reológicas do fluido. A formulação dos fluidos foi realizada com diferentes concentrações de atapulgita, e os testes seguiram as diretrizes da API 13B-1. Parâmetros reológicos como viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento e força gel foram avaliados em diferentes condições de temperatura, assim como o volume de filtrado em testes HPHT. Os resultados demonstraram que a atapulgita organofilizada atua eficientemente como redutor de filtrado, formando um reboco uniforme e eficaz, mesmo em altas temperaturas. Além disso, o fluido com atapulgita apresentou excelente estabilidade reológica, mantendo suas propriedades tixotrópicas e garantindo a suspensão de sólidos durante períodos de repouso. Tais características são cruciais para evitar problemas operacionais, como sedimentação de sólidos e perda de controle do poço. A pesquisa ressalta a relevância de explorar materiais naturais, como a atapulgita, em substituição a aditivos convencionais, promovendo soluções mais sustentáveis e com desempenho superior no controle de filtrado e na manutenção da reologia em fluidos de perfuração aquosos.

Palavras-chave: atapulgita organofilizada, redutor de filtrado, fluido aquoso, fluido polimérico

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O fluido de perfuração é um dos elementos principais para a atividade perfuração do poço de petróleo. Para o Instituto Americano de Petróleo (*American Petroleum Institute* - API) o fluido de perfuração é qualquer fluido bombeável capaz de realizar a operação de perfuração. Todavia, para autores como (THOMAS, 2001) o fluido de perfuração é definido como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases. Ainda, segundo Thomas (2001, p. 80), “os fluidos de perfuração devem ser especificados de forma a garantir uma perfuração rápida e segura.”. Portanto, devem apresentar características como ser quimicamente estável, estabilizar as paredes do poço, ser tixotrópico, ser inerte, ser bombeável, apresentar baixo grau de corrosão e ter custo compatível com a operação. Suas funções principais são limpar o fundo do poço dos cascalhos, carreando-los até a superfície, exercer pressão hidrostática sobre as formações e resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca.

O êxito da perfuração está atrelado ao bom desempenho dos fluidos em suas funções (DARLEY; GRAY, 1988). De modo que, com o avanço das etapas de perfuração, o fluido escolhido atende às necessidades do poço. A composição do fluido deve ter as propriedades ideais, como viscosidade, tixotropia, controle de filtrado, reboco e inibição de argilas hidratáveis. Com as limitações operacionais dos fluidos aquosos, vários aditivos são estudados a fim de tornar o fluido de perfuração adequado para essas operações (THOMAS, 2001). Além das exigências ambientais por fluidos de perfuração que garantem a preservação do meio ambiente, sendo suscetíveis a biodegradação e com baixa toxicidade.

A utilização de aditivos com função de controle das propriedades de filtração surgiu com a inserção de gomas naturais nas formulações (DARLEY; GRAY, 1988). Nas primeira fases de perfuração os fluidos mais utilizados são os hidroargilosos, constituído basicamente de água e argila. Sendo comumente utilizada a bentonita sódica como viscosificante. A preocupação com o controle de influxo da fase líquida do fluido de perfuração, conhecido como filtrado, em poços de petróleo é um dos fatores mais importantes na elaboração de fluidos de perfuração, principalmente em poços profundos como no pré-sal onde o fluido de perfuração sofre mais influência de altas pressões e temperaturas em função do gradiente de pressão e gradiente geotérmico, respectivamente, segundo Kelly (1961, apud NASCIMENTO et al., 2013). Com o aumento da pressão e da temperatura, mais volume de filtrado é perdido para a formação, podendo gerar danos irreversíveis à formação.

A atapulgita é um excelente agente de suspensão em água salgada (CAENN et al., 2014). Logo, pode ser utilizada como viscosificante em fluidos de perfuração aquosos salgados. As suspensões de atapulgita, quando estão em presença de sais, formam suspensões viscosas, e assim podem conservar suas propriedades reológicas. Zhuang et al., (2017a,b, apud SILVA et al., 2023) falam que a atapulgita, também conhecida como paligorsquita, tem, naturalmente,

ISBN: 978-65-5222-057-8

um comportamento hidrofílico sendo convertido para hidrofóbico com o processo de organofilização. Comportamento também observado em aditivos de nanopartículas estudadas como redutores de filtrado (Shojaei e Ghazanfari, 2022).

Perante o exposto, este trabalho tem como objetivo avaliar a paligorsquita organofilizada (PAL-OR) como aditivo redutor de filtrado, além de avaliar as propriedades reológicas afetadas em diferentes temperaturas.

METODOLOGIA

Preparação dos fluidos

Foram preparados 3 fluidos de perfuração. Um fluido base e dois com PAL-OR, contendo 0,25% e 0,5% de PAL-OR. Para a preparação dos fluidos, adicionou-se no misturador Hamilton Beach 471 mL de água doce, 1,43 g de goma xantana (viscosificante), 8,58 g de HPA (redutor de filtrado), 2,86 g de PAC-LV (redutor de filtrado). O tempo de agitação é de 10 minutos para cada polímero. Em seguida, foi adicionado 22,60 g de cloreto de sódio (NaCl), 0,429 g de triazina (bactericida) e 28,60 g de carbonato de cálcio (adensante), com tempo de agitação de 5 minutos para cada aditivo. Nos fluidos com PAL-OR, a argila foi adicionada após a goma xantana e misturada por 5 minutos.

Caracterizações reológicas

Seguindo a norma 13B-1 da API (2009), as amostras de fluido de perfuração foram preparadas e seus parâmetros medidos seguindo especificações previamente estabelecidas e procedimentos padrão (Especificação 13A da API, 2010). Viscosidade aparente (μ_A), viscosidade plástica (μ_P), limite de escoamento (τ_L) e força gel (FG) foram medidos com um viscosímetro Ofite rotacional (modelo 800) nas temperaturas de 25 °C, 50 °C e 70 °C e calculados de acordo com as Equações 1–4:

$$\mu A\ (cP) = \frac{L600}{2} \quad (1)$$

$$\mu P\ (cP) = L600 - L300 \quad (2)$$

Onde: L600 = leitura no viscosímetro rotacional a 600 rotações por minuto (rpm), L300 = leitura no viscosímetro rotacional a 300 rpm.

$$\tau L\ (lbf/100ft^2) = L300 - \mu P \quad (3)$$

$$FG\ (lbf/100ft^2) = Gf - G0 \quad (4)$$

onde: G0 é a leitura a 3 rpm após 10 s de suspensão sem cisalhamento, Gf é a leitura a 3 rpm após 10 minutos de suspensão sem cisalhamento. FG é a força gel e refere-se à tixotropia do fluido, que é a capacidade de manter os sólidos em suspensão quando a perfuração é interrompida.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Filtração em célula API e célula high pressure high temperature (HPHT)

Um filtro prensa Ofite HPHT foi usado para medir o volume de filtrado (VF) dos fluidos. Para a temperatura ambiente (25 °C), uma pressão de 100 psi foi aplicada nos ensaios com cápsula de CO_2 em célula API. Para as temperaturas 50 °C e 70 °C, os fluidos foram aquecidos até atingir a temperatura desejada e uma pressão de 300 psi foi aplicada em célula HPHT; o período de teste começou no momento da aplicação da pressão. O meio filtrante foi um papel de filtro Whatman n° 50. Uma proveta graduada foi posicionada para coletar e medir o volume acumulado de filtrado ao final de 30 minutos, iniciando o cronômetro com a aplicação da pressão. Os valores medidos são multiplicados por 2, pois o volume da célula do filtro prensa HPHT equivale a metade do volume da célula do filtro prensa API.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Mediante os dados do viscosímetro, os fluidos apresentaram características pseudoplásticas, conveniente para fluidos de perfuração, com todos os valores de viscosidade (μ_P e μ_A), τ_L e FG próximos, com leve acréscimo nas viscosidades em todas as concentrações e temperaturas e limite de escoamento, com exceção da μ_A do fluido com 0,5% de PAL-OR em 70 °C que diminuiu e do τ_L que decresceu em 70 °C com o aumento da concentração de PAL-OR. Na Tabela 1 são apresentados os resultados obtidos em laboratório.

Tabela 1: Dados de reologia dos fluidos FONTE: Autor (2025)

PAL-OR (%)	μ_P (25 °C)	μ_P (50 °C)	μ_P (70 °C)
0	27 cP	24 cP	17 cP
0,25	28 cP	25 cP	18 cP
0,50	29 cP	25 cP	18 cP
PAL-OR (%)	**μ_A (25 °C)**	**μ_A (50 °C)**	**μ_A (70 °C)**
0	49,5 cP	41,5 cP	32,5 cP
0,25	51 cP	42,5 cP	32,5 cP
0,50	52,5 cP	43 cP	31 cP
PAL-OR (%)	**τ_L (25 °C)**	**τ_L (50 °C)**	**τ_L (70 °C)**
0	45 lbf/100ft²	35 lbf/100ft²	31 lbf/100ft²
0,25	46 lbf/100ft²	35 lbf/100ft²	29 lbf/100ft²
0,50	47 lbf/100ft²	36 lbf/100ft²	26 lbf/100ft²

ISBN: 978-65-5222-057-8

PAL-OR (%)	FG (25 °C)	FG (50 °C)	FG (70 °C)
0	3 lbf/100ft²	2 lbf/100ft²	0 lbf/100ft²
0,25	3 lbf/100ft²	2 lbf/100ft²	1 lbf/100ft²
0,50	2 lbf/100ft²	2 lbf/100ft²	1 lbf/100ft²

Em estudos sobre o efeito da temperatura em fluidos de perfuração (ALLAWI, 2019) é possível observar que fluidos com densidades mais baixas - que é o caso dos fluidos estudados neste trabalho com densidade entre 8,7 lb/gal e 8,9 lb/gal - tendem a ter um decréscimo de μ_P com o aumento da temperatura. A μ_P é a interação entre as partículas sólidas do fluido e o aumento de temperatura é o aumento de energia cinética das partículas que pode reduzir as forças intermoleculares, diminuindo a viscosidade plástica. Sendo o fluido com 0,5% de PAL-OR o mais afetado. Essa influência também é observada na μ_A onde a viscosidade aparente do fluido sofre influência da pressão mas é insignificante comparado com a influência de altas temperaturas (MIRANDA, 2021).

A FG é zero somente no fluido base (branco) a 70 °C e os fluidos com PAL-OR apresentam-se tixotrópicos em todas as temperaturas estudadas.

No que se refere aos resultados do volume de filtrado, foi plotado um gráfico do volume acumulado em 30 minutos para 25, 50 e 70 °C, como mostrado na Figura 1.

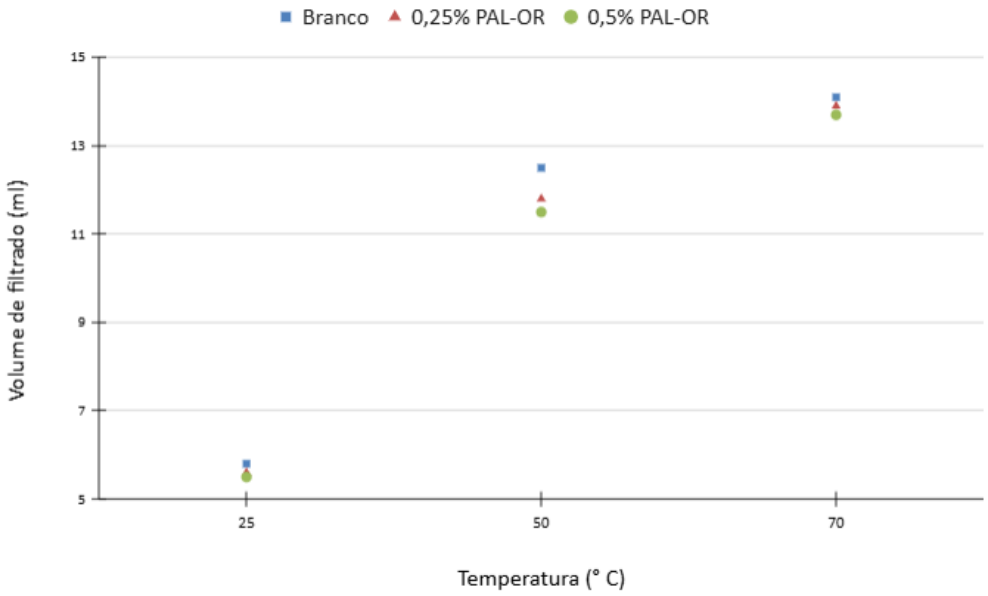


Figura 1: Gráfico do volume acumulado de filtrado para cada temperatura estudada
FONTE: Autor (2025)

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os resultados mostram que com o aumento da temperatura e pressão os volumes de filtrado aumentam atenuando as diferenças de eficiênciados fluidos nas diferentes concentrações. Em 25 °C e 70 °C essa diferença não é tão expressiva quanto em 50 °C, pois o fluido branco em si tem ótimas propriedades de redução de filtrado por ser composto por polímeros com função principal reduzir o filtrado.

Portanto, em 25 °C a diferença não é evidente, mas apresenta 3,45% e 5,36% de eficiêncianas concentrações de 0,25% e 0,5%, respectivamente, em relação ao fluido branco. Em 50 °C a diferença é bastante evidente, sendo 5,60% e 8,47% nas mesmas concentrações em relação ao fluido branco. Em 70 °C a diferença começa a convergir para 0, sendo 1,42% e 2,88% nas mesmas concentrações em relação ao fluido branco, provavelmente, devido a degradação dos aditivos em altas temperaturas, como os polímeros que perde função viscosificante devido a quebra de cadeias, tornando o fluido menos viscoso (DA SILVA, 2016).

De acordo com (OLIVEIRA, 2003) a atapulgita da mina São Pedro - utilizada neste trabalho - apresenta partículas fibrosas com área superficial elevada. O que culmina no maior aprisionamento de água nos vazios da macroestrutura.

CONCLUSÕES

Os fluidos com a argila atapulgita organofilizada mostraram-se eficientes como redutor de filtrado a temperatura ambiente e a altas temperaturas quando comparado com o fluido branco, reduzindo os volumes de filtrado em 3,49% e 5,57% em média de todas as temperaturas para as concentrações de 0,25% e 0,5%, respectivamente, em relação ao fluido branco.

Também mantiveram-se tixotrópicos em todas as temperaturas, o que é importante para garantir a suspensão dos cascalhos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - PRH-ANP, suportado com recursos proveniente do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP n° 50/2015. Agradecem também ao Laboratório de Fluidos de Perfuração, Completação e Estimulação (LAFPEC) da Universidade Federal do Rio Grande do Norte pela infraestrutura fornecida.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLAWI, R. H.; NAJEM, M. A.; SAGGER, M. A.; ABD, S. M. Effect of temperature on drilling mud. **Journal of physics. Conference series**, v. 1279, n. 1, p. 012054, 2019.

API Recommended Practice 13B-1 (2009) Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. **American Petroleum Institute**, TX, USA, 104 pp.

API Specification 13A (2010) Specification for Drilling Fluids – Specifications and Testing. **American Petroleum Institute**, TX, USA, 130 pp.

CAENN, R.; DARLEY, H.; GRAY, G. R. **Composition and properties of drilling and completion fluids**. 6. ed. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2014.

DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Composition and properties of drilling and completion fluids**. 5. ed. Houston, TX, USA: Gulf Publishing, 1988.

MIRANDA, P. A. T.; PALAORO, G.; WENDT, E. M. S.; ARDILA, L. H. Q.; FRANCO, A. T. Correlação experimental para viscosidade aparente de fluido de perfuração em função da temperatura e presssão. Em: **Ciência e Engenharia de Materiais: conceitos, fundamentos e aplicação**. [s.l.] Editora Científica Digital, 2021. p. 160–175.

NASCIMENTO, R.C.A.M.; MAGALHÃES, J.; PEREIRA, E.; AMORIM, L.V. **Revista Matéria**, v. 18, n. 2, pp. 1329-1339, 2013.

OLIVEIRA, C. H. Caracterização tecnológica da atapulgita do Piauí. RJ: CETEM, 2003, (RI 2004-023-00).

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 1ª edição. Editora Interciência, 2001.

Shojaei N.; Ghazanfari M.H. (2022) Reduction of formation damage in horizontal wellbores by application of nano-enhanced drilling fluids: Experimental and modeling study. J. Pet. Sci. Eng., 210, 1-17. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110075

SILVA, A. O. M. Perfuração e completação de poços HPHT. [s.l.] Universidade Federal Fluminense, 2016.

SILVA, R. P.; DANTAS, T. N. C.; BARILLAS, J. L. M.; SANTANNA, V. C. The use of organopalygorskite as rheological additive in non-aqueous drilling fluids: Colloidal stability, contact angle, and cutting's transport ratio. Geoenergy Science and Engineering, v. 223, n. 211499, 2023.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MODELAGEM NUMÉRICA TERMO-POROELÁSTICA DA INTEGRIDADE ESTRUTURAL DE BAINHAS DE CIMENTO EM SISTEMAS COM MÚLTIPLOS REVESTIMENTOS DE POÇOS DE PETRÓLEO

Maria Clara de Lima Medeiros[1], Gleide Karolayne Melo Lins[1], Catarina Nogueira de Araújo Fernandes[1], Thiago Barbosa da Silva[1], William Wagner Matos Lira[1], Charlton Okama de Souza[2]

[1]Laboratório de Computação Científica e Visualização, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas, maria.medeiros@ctec.ufal.br, gleidekarolayne@lccv.ufal.br, catarina@lccv.ufal.br, thiago.barbosa@lccv.ufal.br, william@lccv.ufal.br

[2]Petróleo Brasileiro, CENPES/PDIDP/EPOCOS/PERF, charlton@petrobras.com.br

RESUMO

Este trabalho investiga a integridade estrutural da bainha de cimento em poços de petróleo utilizando modelagem numérica termo-poroelástica, com ênfase no impacto de diferentes configurações de múltiplos revestimentos. A bainha de cimento é responsável por garantir o assentamento do revestimento, o isolamento hidráulico entre zonas permeáveis e a estabilidade estrutural do poço. Sua integridade estrutural é fundamental para a segurança e o desempenho ao longo do ciclo de vida do poço. Embora amplamente investigada, muitos estudos adotam geometrias simplificadas com revestimento único. Entretanto, a presença de seções com múltiplos revestimentos, comum na rotina de projetos, altera significativamente a distribuição de tensões e deslocamentos. Ao mesmo tempo, o comportamento poroso do cimento, especialmente sob variações térmicas, influencia de forma marcante sua resposta mecânica e deve ser considerado em análises mais realistas. Dessa forma, a metodologia adotada neste trabalho compreende: (i) idealização do modelo físico do problema; (ii) caracterização do cenário de estudo com base em dados da literatura; (iii) modelagem numérica do problema considerando dois comportamentos constitutivos (termoelástico e termo-poroelástico) e diferentes configurações construtivas, incluindo casos com seções transversais que possuem um e dois revestimentos; (iv) avaliação da integridade estrutural da bainha de cimento; e (v) análise comparativa dos resultados obtidos, em termos de tensões efetivas e critérios de falha estrutural. Os resultados evidenciam que a presença de dois revestimentos redistribui as tensões, reduzindo os esforços sobre a bainha interna e elevando-os na bainha externa. Destaca-se, ainda, que a desconsideração do comportamento poroso pode comprometer a avaliação da integridade estrutural do sistema. Este estudo contribui para o aprimoramento das práticas de projeto, fornecendo subsídios mais seguros e realistas para a cimentação de poços em ambientes de alta temperatura e pressão.

Palavras-chave: integridade estrutural, bainha de cimento, múltiplos revestimentos, termo-poroelasticidade, modelagem numérica.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A bainha de cimento é um elemento essencial para a integridade do poço, atuando no isolamento hidráulico entre zonas permeáveis, no suporte ao assentamento dos revestimentos e na proteção estrutural do poço contra falhas mecânicas e migrações indesejadas de fluidos. Falhas em seu desempenho podem comprometer a segurança operacional e a estabilidade do poço, exigindo análises estruturais precisas que considerem os efeitos térmicos, mecânicos e de poropressão ao longo da vida útil do poço (Gray, Podnos e Becker, 2009).

Embora a bainha de cimento tenha importância reconhecida, muitos estudos assumem configurações simplificadas, com apenas um revestimento. Na prática, porém, a presença de múltiplos revestimentos é comum e altera significativamente a distribuição de tensões e deslocamentos no sistema (Valov *et al*., 2022). Além disso, o cimento endurecido e as formações rochosas sedimentares são materiais porosos, e seus comportamentos termo-poroelásticos influenciam de forma substancial a resposta mecânica do conjunto. Assim, é necessário adotar abordagens mais realistas, que considerem tanto a complexidade geométrica quanto o comportamento poroso dos materiais.

Este artigo realiza uma análise termo-poroelástica da integridade estrutural da bainha de cimento em seções transversais com múltiplos revestimentos, utilizando simulações numéricas baseadas no Método dos Elementos Finitos. O objetivo é avaliar a distribuição de tensões efetivas no sistema, considerando os efeitos combinados da configuração construtiva e do comportamento poroso do cimento endurecido.

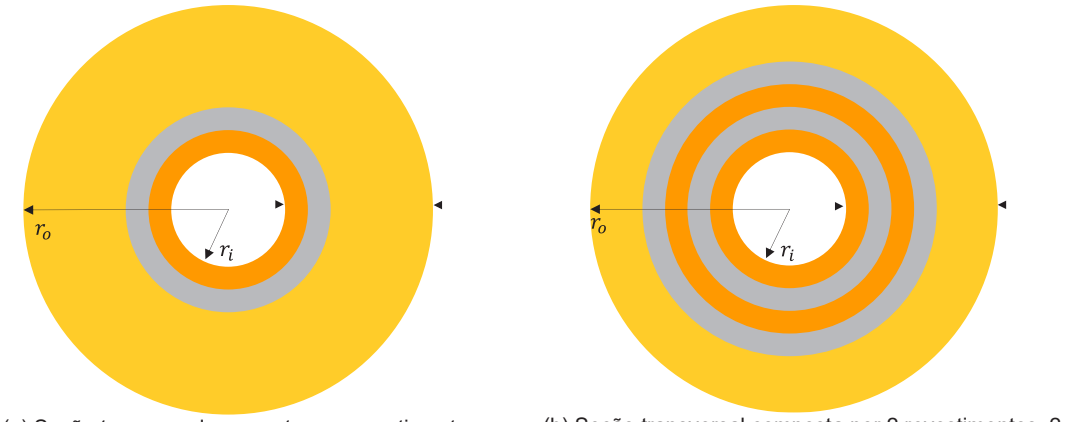
METODOLOGIA

A metodologia proposta baseia-se nas seguintes etapas: i) idealização do modelo físico do problema; ii) caracterização do cenário de estudo com base em dados da literatura; iii) modelagem numérica do problema; iv) avaliação da integridade estrutural da bainha de cimento; e v) análise comparativa dos resultados obtidos, com base na tensão efetiva radial e no critério de falha estrutural de Mogi-Coulomb, considerando as variações entre os modelos e entre as diferentes configurações de revestimento.

i) Modelo físico do problema

O modelo físico utilizado neste trabalho representa uma seção transversal de um poço de petróleo, composta por cilindros concêntricos que simulam o sistema formado por revestimento, bainha de cimento e formação rochosa. São consideradas duas configurações: uma contendo o sistema revestimento-cimento-formação (Configuração A - Figura 1a), e outra incluindo uma segunda coluna de revestimento e sua respectiva bainha de cimento (Configuração B - Figura 1b). Para a compreensão do modelo, r_i denota o raio interno do revestimento, r_o o raio externo da formação rochosa, P_i a pressão aplicada à parede interna do revestimento, P_o a pressão aplicada à parede externa da formação, e P_p a poropressão considerada nos domínios porosos (cimento e formação).

ISBN: 978-65-5222-057-8



(a) Seção transversal composta por revestimento-cimento-formação

(b) Seção transversal composta por 2 revestimentos, 2 bainhas de cimento e formação

Figura 1: Representação do modelo físico do problema

As condições de contorno envolvem a aplicação de poropressão e temperatura constantes em cada domínio, além de tensões radiais impostas na face interna do revestimento e na face externa da formação. A construção do modelo baseia-se em hipóteses simplificadoras descritas por Lins (2025), destacando-se: a) formulação em estado plano de deformação; b) consideração de pequenas deformações; c) comportamento termoelástico do revestimento; e d) comportamento termo-poroelástico da bainha de cimento e da formação rochosa. Estes dois últimos domínios são tratados como meios porosos saturados, com os efeitos da poropressão incorporados por meio do uso do coeficiente de Biot. Hipóteses adicionais estão descritas em Lins.

ii) Caracterização do cenário de estudo

O cenário de carregamento adotado baseia-se no estudo de Joulin *et al.* (2022), que considera poços verticais de produção de gás convertidos para injeção de CO_2. O modelo original representa uma seção com um revestimento, uma bainha de cimento e a formação rochosa. Para permitir a análise de configurações mais complexas, o modelo é adaptado para representar uma seção com dois revestimentos e duas bainhas de cimento, preservando-se as mesmas propriedades e condições operacionais. As propriedades geométricas e mecânicas de ambas as configurações estão reunidas na Tabela 1.

As condições de carregamento simulam diferentes eventos operacionais ao longo da vida útil do poço, conforme Joulin *et al*. (2022), sendo analisados neste trabalho os eventos de início e fim da produção, descritos na Tabela 2. Na configuração com dois revestimentos, considera-se que, no fim da produção, a redução da poropressão afeta apenas a bainha externa, em contato direto com a formação porosa, enquanto a bainha interna, confinada entre dois revestimentos metálicos, permanece isolada dessa variação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1: Propriedades dos componentes da seção avaliada do poço

Parâmetro	Revest.1	Cimento 1	Revest. 2	Cimento 2	Formação
Tipo	Aço	Classe G	Aço	Classe G	Arenito
Raio Interno (cm)	15,71	17,78	21,27	23,34	26,83
Raio Externo (cm)	17,78	21,27	23,34	26,83	157,07
Módulo de Young, E (GPa)	200,00	15,00	200,00	15,00	8,19
Razão de Poisson, v (-)	0,27	0,25	0,27	0,25	0,20
Coeficiente de Biot, α (-)	-	0,75	-	0,75	0,80
Coef. de Expansão Térmica, β ($ºC^{-1}$)	1,30E-05	9,00E-06	1,30E-05	9,00E-06	1,00E-05
Coesão, c (MPa)	-	20,00	-	20,00	-
Ângulo de Atrito, φ (°)	-	15,00	-	15,00	-

Tabela 2: Condição de carregamento para cada evento de vida útil do poço

Evento operacional	Pressão no reservatório [MPa]	Pressão interna no revestimento [MPa]	Temperatura do poço [°C]
Início da produção	44,3	44,3	121,0
Fim da produção	2,0	2,0	121,0

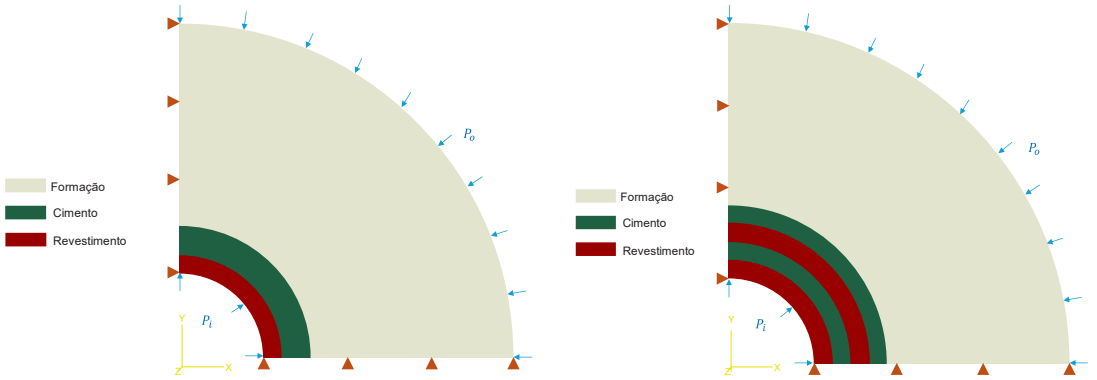
iii) Modelagem numérica

O modelo numérico do sistema composto por revestimento, bainha de cimento e formação rochosa baseia-se na modelagem proposta e verificada por Lins (2025). Adota-se uma abordagem em estado plano de deformação, realizada no *software* de elementos finitos Abaqus (Dassault Systèmes, 2019). Assume-se que a poropressão é constante em cada domínio poroso e aplicada como condição de contorno. Em cada evento operacional, a temperatura é considerada estacionária e aplicada como campos prescritos. A resposta mecânica é avaliada como estática, desconsiderando-se efeitos dinâmicos.

São considerados dois comportamentos constitutivos dos materiais. Na primeira abordagem, todos os domínios são modelados como materiais termoelásticos. Na segunda, o revestimento é mantido como termoelástico, enquanto a bainha de cimento e a formação rochosa são tratados como materiais termo-poroelásticos. Dessa forma, para cada configuração geométrica, são construídos dois modelos distintos, permitindo a análise comparativa dos efeitos da geometria e do comportamento constitutivo sobre a resposta do sistema. Tal abordagem permite quantificar o impacto isolado da poroelasticidade sobre as tensões efetivas.

Considerando simetria geométrica e de carregamento, modela-se apenas 1/4 da seção transversal do poço, com restrições verticais na base e horizontais no lado esquerdo, garantindo o comportamento esperado dos deslocamentos (Figura 2). Aplica-se uma pressão interna uniforme P_i na face interna do revestimento e uma pressão externa P_o na superfície da formação. As interfaces entre os materiais são consideradas perfeitamente aderidas.

ISBN: 978-65-5222-057-8



(a) Seção transversal composta por revestimento-cimento-formação

(b) Seção transversal composta por 2 revestimentos, 2 bainhas de cimento e formação

Figura 2: Representação das restrições de contorno e carregamentos utilizadas no modelo numérico

A discretização dos modelos é realizada com elementos finitos adequados às propriedades de cada material. Para os domínios com comportamento termoelástico, empregaram-se elementos CPE8R do Abaqus®, que são elementos quadrilaterais, com interpolação biquadrática e integração reduzida. Nos domínios termo-poroelásticos, são utilizados elementos quadrilaterais CPE8RP, os quais possuem interpolação biquadrática para os deslocamentos e bilinear para a poropressão, também com integração reduzida, evitando instabilidades numéricas. A configuração e refinamento da malha é definida com base no estudo de Lins (2025). No refinamento adotado, são utilizados 50 elementos na direção tangencial e, na direção radial, 4 elementos no revestimento, 5 na bainha de cimento e 90 na formação rochosa, com fator de bias igual a 20 (parâmetro que ajusta a distribuição do tamanho dos elementos, concentrando-os em áreas específicas). Esse refinamento foi calibrado de forma a assegurar a convergência numérica e a adequada resolução dos gradientes de tensão, especialmente nas regiões próximas ao poço, onde tais gradientes são mais intensos e ocorrem transições entre subdomínios.

iv) Avaliação da integridade estrutural

Neste trabalho, a integridade estrutural da bainha de cimento é avaliada por meio do critério de falha por cisalhamento de Mogi-Coulomb. O critério de Mogi-Coulomb é uma extensão do critério de Mohr-Coulomb que considera o efeito da tensão principal intermediária (σ_2) na resistência do material (Al-Ajmi e Zimmerman, 2005). Essa generalização permite avaliar de forma mais realista a resistência de materiais submetidos a estados de tensão triaxial, como ocorre em cimentações profundas. A envoltória linear de Mogi-Coulomb é dada por:

$$\tau_{\text{oct}} = a + b\sigma_{m,2}, \tag{1}$$

onde τ_{oct} é a tensão de cisalhamento octaédrica limite, e $\sigma_{m,2}$ é a tensão média das tensões principais máxima e mínima, definida por:

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$\sigma_{m,2} = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2}. \quad (2)$$

Os parâmetros a e b são relacionados à resistência coesiva (c) e ao ângulo de atrito (ϕ) por:

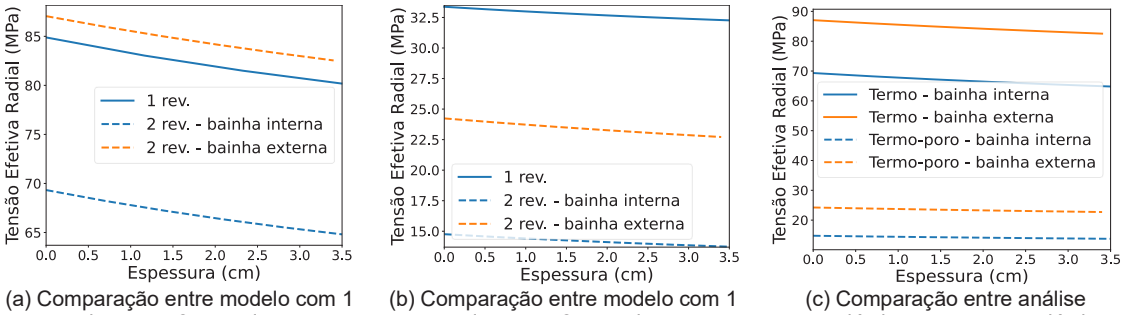
$$a = \frac{2\sqrt{2}}{3} c \cos\phi \quad \text{e} \quad b = \frac{2\sqrt{2}}{3} \sin\phi. \quad (3)$$

A função f_{MG}, utilizada para avaliar a falha por cisalhamento, é expressa pela Equação (4). Valores positivos de f_{MG}, indicam que a bainha se encontra em condição estrutural segura, enquanto valores negativos apontam potencial falha por cisalhamento.

$$f_{MG} = a + b\sigma_{m,2} - \frac{1}{3}\sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}. \quad (4)$$

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 3 apresenta os resultados obtidos para o evento de início da produção ($P_i = P_p = 44{,}3$ MPa), evidenciando os efeitos da formulação constitutiva e da configuração geométrica sobre a distribuição da tensão efetiva radial na bainha de cimento.



(a) Comparação entre modelo com 1 revestimento e 2 revestimentos (análise termoelástica)

(b) Comparação entre modelo com 1 revestimento e 2 revestimentos (análise termo-poroelástica)

(c) Comparação entre análise termoelástica e termo-poroelástica (modelo com dois revestimentos)

Figura 3: Tensão efetiva radial ao longo da espessura da bainha de cimento para o início da produção ($P_i = P_p$ = 44,3 MPa).

Observa-se que, na análise termoelástica (Figura 3a), a configuração com apenas um revestimento gera maiores níveis de tensão radial na bainha de cimento quando comparada à bainha interna do modelo com dois revestimentos. Neste último, a bainha externa passa a concentrar a maior parte dos esforços, apresentando tensões radiais superiores tanto em relação à bainha interna quanto à bainha única do modelo com um único revestimento. Isso evidencia que, embora o carregamento seja idêntico, a alteração na configuração geométrica promove uma redistribuição das tensões no sistema, tornando, a bainha externa da configuração com dois revestimentos a região de maior solicitação estrutural.

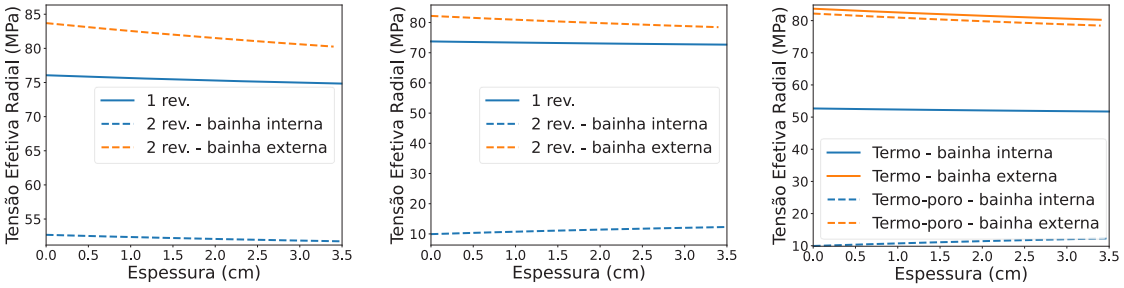
Ao considerar o comportamento poroso dos materiais, por meio da análise termo-poroelástica (Figura 3b), nota-se a mudança relevante na magnitude das

ISBN: 978-65-5222-057-8

tensões efetivas. Essa mudança ressalta a influência crítica da poropressão na redistribuição das tensões internas. No modelo com dois revestimentos, a bainha externa permanece como a região mais solicitada, concentrando as maiores tensões radiais. No entanto, quando comparado ao modelo com um único revestimento, verifica-se que este último apresenta tensões efetivas radiais ainda mais elevadas. A maior rigidez aparente da configuração com dois revestimentos, associada à presença da poropressão, atua no alívio parcial das tensões internas, distribuindo os esforços de forma mais favorável ao sistema como um todo.

A comparação direta entre os resultados termoelásticos e termo-poroelásticos (Figura 3c) para o modelo com dois revestimentos demonstra que a consideração da poropressão promove um alívio significativo nas tensões efetivas radiais em ambas as bainhas. Esse resultado reforça a necessidade de considerar a porosidade em análises críticas, especialmente em condições HPHT. Embora ambas apresentem redução nas tensões efetivas, o efeito é mais expressivo na bainha externa, onde a poropressão contribui para uma diminuição acentuada da compressão radial.

De forma semelhante, a Figura 4 apresenta os resultados obtidos para o evento de fim da produção (P_i= P_p = 2 MPa), conforme as abordagens propostas.



(a) Comparação entre modelo com 1 revestimento e 2 revestimentos (análise termoelástica)

(b) Comparação entre modelo com 1 revestimento e 2 revestimentos (análise termo-poroelástica)

(c) Comparação entre análise termoelástica e termo-poroelástica (modelo com dois revestimentos)

Figura 4: Tensão efetiva radial ao longo da espessura da bainha de cimento para o fim da produção (P_i= P_p = 2 MPa).

Na análise termoelástica (Figura 4a), observa-se que se mantém o mesmo padrão do evento anterior: a bainha de cimento no modelo com um revestimento apresenta maiores tensões radiais do que a bainha interna no modelo com dois revestimentos. Já a bainha externa deste último continua sendo a região mais solicitada, atingindo os maiores níveis de tensão.

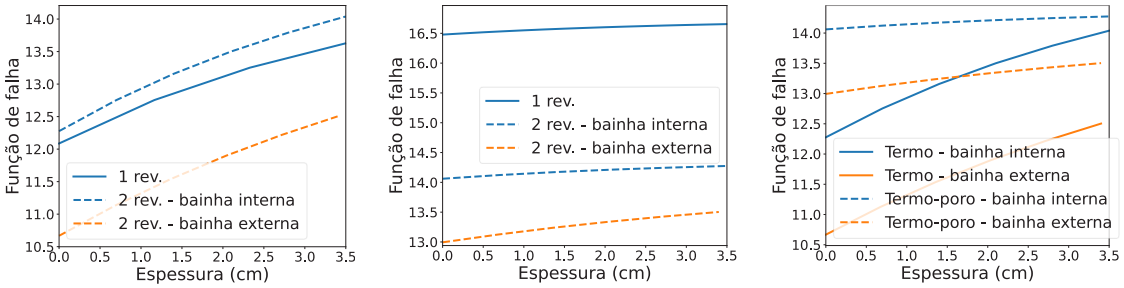
Já na análise termo-poroelástica (Figura 4b), observa-se um comportamento distinto em relação ao início da produção. No fim da produção, a bainha externa do modelo com dois revestimentos permanece como a mais solicitada, diferentemente do evento anterior, em que a maior tensão radial ocorria na bainha do modelo com revestimento único.

A comparação entre os modelos termoelástico e termo-poroelástico para a configuração com dois revestimentos (Figura 4c) evidencia que a formulação termo-poroelástica continua resultando em tensões efetivas radiais inferiores às

ISBN: 978-65-5222-057-8

obtidas com a abordagem termoelástica. A bainha externa é a única afetada por essa redução, o que faz com que suas tensões se aproximem dos valores obtidos na análise termoelástica, embora permaneçam ligeiramente menores. Já na bainha interna, como a poropressão se mantém inalterada em relação ao evento anterior, as diferenças entre os resultados das duas formulações continuam significativas. Os resultados demonstram que a variação dos carregamentos aplicados na seção transversal do poço afeta não apenas a distribuição das tensões entre as diferentes camadas do sistema, mas também a influência da configuração construtiva sobre os níveis de tensão efetiva radial.

As Figuras 5 e 6 apresentam a função de falha f_{MG} ao longo da espessura da bainha de cimento para os eventos de início e fim da produção, respectivamente. Observa-se que, em todos os casos, a função f_{MG} manteve-se positiva, ou seja, a bainha não entrou em falha, indicando margem de segurança estrutural nos cenários simulados.



(a) Comparação entre modelo com 1 revestimento e 2 revestimentos (análise termoelástica)

(b) Comparação entre modelo com 1 revestimento e 2 revestimentos (análise termo-poroelástica)

(c) Comparação entre análise termoelástica e termo-poroelástica (modelo com dois revestimentos)

Figura 5: Função de falha f_{MG} ao longo da espessura da bainha de cimento para o início da produção (P_i= P_p = 44,3 MPa)

Para o início da produção, na análise termoelástica (Figura 5a), a comparação entre os sistemas com um e dois revestimentos revela que a bainha interna da configuração com dois revestimentos é a mais segura, com maior valor de f_{MG}. Em contraste, a bainha externa dessa mesma configuração é a mais suscetível à falha, com menor margem de segurança comparada com a configuração com um único revestimento, cuja função de falha assume um valor intermediário.

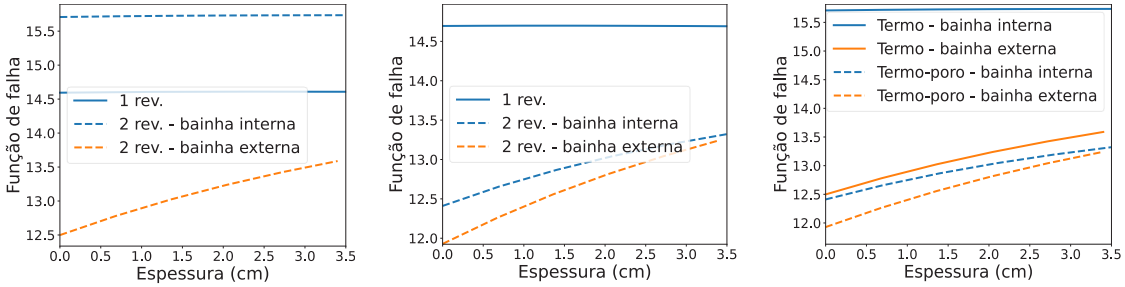
Na análise termo-poroelástica (Figura 5b), essa hierarquia se inverte: o sistema com um único revestimento passa a ser o mais seguro, seguido pela bainha interna e, por fim, pela bainha externa do modelo com dois revestimentos, que permanece como o ponto mais crítico. Esse resultado mostra que, sob o mesmo carregamento, a consideração dos efeitos poroelásticos pode alterar significativamente a avaliação da integridade estrutural, tornando a configuração com dois revestimentos potencialmente mais vulnerável.

Por fim, a comparação entre as formulações termoelástica e termo-poroelástica para o modelo com dois revestimentos (Figura 5c) indica que a abordagem termo-poroelástica tende a gerar valores mais elevados da função de falha, sugerindo menor criticidade estrutural nas condições simuladas e maior

ISBN: 978-65-5222-057-8

confiabilidade do sistema. Em ambas as abordagens, a bainha interna apresenta melhor desempenho estrutural em relação à bainha externa, reforçando sua menor suscetibilidade à falha.

No evento de fim da produção, a análise termoelástica (Figura 6a) indica que, na configuração com dois revestimentos, a bainha interna apresenta os maiores valores da função de falha (f_{MG}), sinalizando maior segurança estrutural. Em contrapartida, a bainha externa se mostra a mais crítica, com valores inferiores inclusive aos observados na configuração com um único revestimento.



(a) Comparação entre modelo com 1 revestimento e 2 revestimentos (análise termoelástica)

(b) Comparação entre modelo com 1 revestimento e 2 revestimentos (análise termo-poroelástica)

(c) Comparação entre análise termoelástica e termo-poroelástica (modelo com dois revestimentos)

Figura 6: Função de falha f_{MG} ao longo da espessura da bainha de cimento para o fim da produção (P_i= P_p = 2 MPa)

Na análise termo-poroelástica (Figura 6b), observa-se um comportamento distinto. A consideração da poropressão eleva os valores de f_{MG} na configuração com um revestimento, indicando maior integridade estrutural. No entanto, na configuração com dois revestimentos, há uma redução significativa de f_{MG}, especialmente na bainha externa, refletindo o aumento das tensões efetivas causado pela queda da poropressão ao fim da produção. Esse efeito ressalta a vulnerabilidade da bainha externa durante a despressurização do reservatório.

Por fim, a comparação entre as abordagens termoelástica e termo-poroelástica para o modelo com dois revestimentos (Figura 6c) revela que a formulação termo-poroelástica projeta um cenário estruturalmente mais severo, com menores valores de f_{MG} em ambas as bainhas - resultado distinto daquele observado no evento de início da produção. Isso evidencia que, embora a abordagem termo-poroelástica tenda a reduzir os níveis de tensão efetiva radial, essa redução nem sempre se traduz em maior integridade estrutural da bainha de cimento, pois a função de falha depende não apenas da tensão radial, mas da combinação das tensões efetivas em todas as direções principais. Assim, a depender das condições de carregamentos aplicados, a análise termo-poroelástica pode identificar situações críticas não previstas pela a abordagem termoelástica, destacando sua relevância para diagnósticos mais conservadores e realistas da integridade estrutural ao longo do ciclo de vida do poço.

CONCLUSÕES

Os resultados deste estudo mostram que tanto a configuração construtiva do poço quanto o comportamento constitutivo dos materiais exercem influência decisiva sobre a distribuição de tensões e, consequentemente

ISBN: 978-65-5222-057-8

sobre a segurança estrutural. A inclusão de um segundo revestimento promove uma redistribuição significativa dos esforços, aliviando a bainha interna e concentrando tensões mais elevadas na bainha externa. A abordagem termo-poroelástica revelou-se essencial para capturar variações significativas no estado de tensões, com comportamentos distintos entre os estágios operacionais avaliados. Em particular, observou-se que, embora essa abordagem possa reduzir tensões efetivas, isso não implica necessariamente em maior integridade estrutural, uma vez que a função de falha depende da interação entre todas as componentes de tensão. Essa constatação reforça a necessidade de critérios de falha tridimensionais e análises realistas em condições operacionais complexas. Assim, a consideração dos efeitos porosos mostra-se essencial, sobretudo em configurações com múltiplos revestimentos. Ignorar tais efeitos pode levar a diagnósticos subestimados e comprometer a segurança estrutural do poço ao longo de sua vida útil.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à PETROBRAS pelo apoio financeiro e técnico relacionado ao desenvolvimento do projeto de pesquisa "Desenvolvimento de Produtos Digitais para Gestão de Integridade de Estrutura de Poço" (código ANP 23599-4).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-AJMI, A. M.; ZIMMERMAN, R. W. Relation between the Mogi and the Coulomb failure criteria. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, v. 42, n. 3, p. 431–439, 2005.

Dassault Systèmes. Abaqus 2022: Analysis User's Manual. Providence, RI: Dassault Systèmes Simulia Corp., 2019.

GRAY, K. E.; PODNOS, E.; BECKER, E. Finite element studies of near-wellbore region during cementing operations: Part I. **SPE Production and Operations Symposium**. Oklahoma City: SPE, 2009.

JOULIN, C.; LAGARDE, F.; LE GOFF, T.-H. An Open-Access Well Integrity Tool to Study Legacy Wells Re-Purposed for CO2 Injection. **56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium**, Santa Fe, New Mexico, USA, June 2022.

LINS, G. K. M. **Análise termo-poroelástica da integridade estrutural de bainhas de cimento em poços de petróleo**. 2025. 147 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2025.

VALOV, A. V *et al*. Thermoporoelastic model for the cement sheath failure in a cased and cemented wellbore**. Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 210, p. 109916, 2022.

ISBN: 978-65-5222-057-8

FLUIDOS POLIMÉRICOS EM WORKOVER: CAUSAS E MITIGAÇÃO DE DANOS À FORMAÇÃO

Mário César de Siqueira Lima[1], Waleska Rodrigues Pontes da Costa[1], Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento[2], Mirele Costa da Silva Farias[1], Victoria Bezerra Romualdo[1], Luciana Viana Amorim[1]

[1]Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenhar ia de Petróleo, Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração – Peflab, mariocesar.slima@gmail.com, warodriguespc@gmail.com, mirelecsilva@hotmail.com, vivi.victoria07@gmail.com, lvamorim@gmail.com, [2]Universidade Federal Rural de Pernambuco, Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho (UACSA), nalenascimento@gmail.com.

RESUMO

As operações de *workover* consistem em intervenções realizadas em poços produtores ou injetores, com o objetivo de restaurar, manter ou otimizar sua produtividade ao longo da vida útil do reservatório. Estas intervenções podem incluir desde reparos em completações até remoção de incrustações, controle de areia, isolamento de zonas indesejadas, recompletações e até o preparo do poço para o abandono. A condução dessas atividades demanda o uso de fluidos de *workover*, especialmente formulados para garantir a estabilidade do poço, o controle de pressões e a proteção das formações produtoras. Dentre esses, os fluidos poliméricos aquosos têm sido amplamente empregados devido à sua capacidade de promover controle de filtrado, estabilidade reológica e compatibilidade com diversos ambientes operacionais, incluindo condições de alta temperatura e pressão. Contudo, a introdução desses fluidos em zonas produtoras pode resultar em diferentes formas de dano à formação, comprometendo as características petrofísicas do meio poroso. Mecanismos como retenção de sólidos, bloqueio de poros por polímeros, alteração da molhabilidade e incompatibilidades químicas estão entre os principais fatores que levam à redução da permeabilidade e consequente queda na produtividade do poço. Dessa forma, a seleção criteriosa dos componentes do fluido de *workover*, a avaliação das condições operacionais e a aplicação de estratégias mitigadoras são fundamentais para reduzir o impacto dessas intervenções sobre reservatório. Nesse contexto, este trabalho apresenta uma revisão bibliográfica sobre o uso de fluidos poliméricos em operações de workover, com ênfase nas causas de dano à formação e nas principais estratégias utilizadas para sua mitigação.

Palavras-chave: Intervenção de poços, fluido de workover, petrofísica, produtividade, polímeros.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

No decorrer da vida útil de um poço petrolífero, comumente faz-se necessário realizar intervenções técnicas com o intuito de restaurar, manter ou otimizar sua produtividade. Estas operações, conhecidas como workover, envolvem uma variedade de procedimentos que incluem desde reparos em completações e substituição de equipamentos até o isolamento de zonas indesejadas, controle de areia e preparação do poço para abandono (Guo, Liu e Tan, 2017). Embora uma boa prática nas etapas iniciais de perfuração e completação reduza a frequência dessas intervenções, elas continuam sendo parte integrante da rotina operacional de poços, especialmente em ambientes complexos ou maduros.

Para a realização segura e eficiente dessas intervenções, é necessário o uso de fluidos de workover, que devem ser formulados para garantir o controle de pressões no poço, minimizar perdas de fluido para a formação e, ao mesmo tempo, preservar a integridade das zonas produtoras. Dentre os diferentes tipos de fluidos utilizados, os de base aquosa com aditivos poliméricos têm se destacado, principalmente por sua capacidade de promover controle de filtrado, estabilidade reológica e compatibilidade com distintos ambientes operacionais (Riley *et al.*, 1984; Swaco, 2013). Em particular, os polímeros derivados de celulose, como CMC e HEC, apresentam bom desempenho aliado à biodegradabilidade (Liu *et al.*, 2020).

No entanto, apesar de seus benefícios, a introdução de fluidos poliméricos em zonas produtoras pode causar diferentes formas de dano à formação. A redução da permeabilidade do meio poroso pode ocorrer por mecanismos como retenção de sólidos, bloqueio de poros por polímeros, alterações na molhabilidade da rocha e incompatibilidades químicas entre o fluido e os minerais do reservatório (Qun *et al.*, 2020). Esse tipo de dano compromete as propriedades petrofísicas da formação, impactando negativamente na produtividade do poço e exigindo o desenvolvimento de estratégias para sua mitigação.

Esses desafios tornam ainda mais crítica a seleção dos componentes dos fluidos de workover, bem como a compreensão do comportamento dos polímeros sob condições operacionais severas, como aquelas encontradas em poços *ofshore* de alta pressão e temperatura. Nessas situações, a estabilidade térmica do fluido é um requisito essencial, visto que a degradação dos polímeros pode comprometer a funcionalidade do sistema ao longo do tempo (Beltrão *et al.*, 2009; Thomas, 1982; Yang *et al.*, 2019). Embora diversos estudos abordem desempenho desses fluidos em prazos curtos, ainda há lacunas importantes na literatura quanto à sua estabilidade em operações prolongadas.

Diante desse contexto, o presente trabalho tem por objetivo apresentar uma revisão bibliográfica sobre o uso de fluidos poliméricos em operações de intervenção de poços, com ênfase nas causas de dano à formação e nas estratégias mais empregadas para mitigá-los. A compreensão desses aspectos é essencial para o desenvolvimento de formulações mais eficientes, que equilibrem controle operacional e compatibilidade com o reservatório, sobretudo em cenários onde a durabilidade e o desempenho do fluido são decisivos para o sucesso da operação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

Para a elaboração deste trabalho, foi realizada uma revisão bibliográfica abrangente sobre fluidos aquosos poliméricos utilizados em operações de intervenção em poços petrolíferos, focando em artigos, teses e relatórios técnicos publicados desde as décadas de 1970 até a de 2020. A busca por publicações visou abordar os conceitos relacionados ao desempenho dos fluidos de *workover* aquosos, especialmente no contexto *ofshore*, os quais os poços enfrentam maiores desafios quanto às temperaturas e tempos de operação.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Operações de Workover

As operações de intervenção em poços petrolíferos, também conhecidas como *workover*, são ações realizadas após a completação, com o objetivo de restaurar, manter ou otimizar a produção ao longo da vida útil do poço (Guo, Liu e Tan, 2017). Essas atividades abrangem desde simples manutenções até complexos processos de recompletação, envolvendo limpeza da zona produtora, reparos em revestimentos e equipamentos de elevação artificial, além de ações voltadas à otimização do contato poço-reservatório (Qun *et al.*, 2020). Apesar da adoção de boas práticas nas fases iniciais, a maioria dos poços exige intervenções periódicas para garantir desempenho satisfatório e segurança operacional.

A realização dessas intervenções demanda planejamento técnico rigoroso, especialmente em ambientes *ofshore*, onde há maior complexidade logística, altos custos e necessidade de tecnologias específicas (Tomlins, Conrad e Bocaneala, 2019). Nessas operações, o amortecimento do poço com fluidos adequados, os chamados fluidos de *workover*, é uma etapa fundamental para manter o controle de pressão e prevenir influxos indesejados (Riley *et al.*, 1984). O dimensionamento correto dos equipamentos, a escolha dos fluidos e a definição das etapas operacionais são fundamentais para o sucesso da intervenção (Guo, Liu e Tan, 2017).

Contudo, a introdução desses fluidos em zonas produtoras pode resultar em diferentes formas de dano à formação, afetando negativamente as propriedades petrofísicas do reservatório e comprometendo sua produtividade (Fang *et al.*, 2022; Quintero *et al.*, 2017). Mecanismos como retenção de sólidos, bloqueio de poros por polímeros e incompatibilidades químicas estão entre as principais causas dessa redução de permeabilidade.

Fluídos de Workover

Os fluidos de *workover* são formulados com base nas necessidades específicas de cada intervenção e nas características do poço, desempenhando

ISBN: 978-65-5222-057-8

funções cruciais como o controle de pressão e a minimização da invasão de filtrado na formação (Swaco, 2013). Entre os tipos mais comuns estão as salmouras aquosas, que podem ser aditivadas com partículas sólidas e polímeros para atuar como agentes viscosificantes e controladores de filtrado (Riley *et al.*, 1984). Em cenários de baixa pressão, fluidos à base de emulsões óleo/água também têm sido empregados, oferecendo vantagens como menor densidade e estabilidade em determinadas condições (Chiriak, 2014).

A eficácia desses fluidos está diretamente relacionada à escolha e compatibilidade de seus componentes. As salmouras devem apresentar ampla faixa de densidade, capacidade de inibição de folhelhos, possibilidade de reutilização e estabilidade química frente às formações (Vollmer e Alleman, 2001). Entre os aditivos mais empregados estão os polímeros, cuja função vai além do controle reológico, contribuindo para a suspensão de partículas, a formação de barreiras contra perdas de fluido e a proteção da formação produtora. No entanto, a eficácia dos polímeros depende de sua solubilidade e resistência às condições do poço, sendo a pré-hidratação uma prática comum para garantir seu desempenho (Vollmer e Alleman, 2001).

Em operações que envolvem altas temperaturas e pressões, como em ambientes *ofshore*, é fundamental que os polímeros apresentem estabilidade térmica e química, evitando sua degradação e a perda das propriedades reológicas do fluido. Com a crescente demanda por soluções ambientalmente mais seguras, os biopolímeros à base de celulose, goma xantana e amido têm ganhado destaque, devido à sua biodegradabilidade e bom desempenho técnico (Liu *et al.*, 2020). Esses polímeros, geralmente comercializados em pó, podem ser utilizados isoladamente ou em combinações com materiais inorgânicos, permitindo ajustes finos na formulação de fluidos de *workover* com foco na eficiência e na sustentabilidade (Carico e Bagshaw, 1978).

Diversos polímeros naturais e modificados têm sido empregados como aditivos em fluidos de *workover*, com destaque para goma guar (GG), goma xantana (GX), hidroxietilcelulose (HEC) e carboximetilcelulose (CMC), cada um com características específicas que influenciam sua aplicação. A goma guar, um polissacarídeo não iônico amplamente utilizado desde a década de 1970, é valorizada por sua compatibilidade com diferentes concentrações de eletrólitos, embora sua solubilidade limitada e a possibilidade de formação de géis em presença de sais multivalentes possam causar danos à formação (Lipton e Burnett, 1976;). Já a goma xantana, derivada da Xanthomonas campestris, destaca-se por sua eficiência como agente espessante e controlador de filtrado, com baixa tendência a causar dano, mas apresenta limitação térmica, com perda significativa de viscosidade acima de 100 °C (Akpan, Enyl e Nasr, 2020).

Entre os derivados de celulose, a HEC e a CMC são amplamente empregadas devido à sua boa tolerância a eletrólitos e estabilidade em salmouras densas. A HEC, com estrutura ramificada e grupos hidroxietil, oferece reologia estável e bom desempenho como controlador de filtrado, sendo especialmente eficaz quando previamente hidratada (Vollmer e Alleman, 2001).

ISBN: 978-65-5222-057-8

A CMC, por sua vez, é um polímero aniônico eficaz como espessante e redutor de filtrado, com histórico consolidado em fluidos de perfuração e comprovado desempenho em operações de *workover* (Carico, 1978; Alaskari e Teymoori, 2007). Ainda em expansão, a celulose polianiônica (PAC), derivada da CMC com maior grau de substituição, apresenta excelente resistência térmica e salina, baixa toxicidade e desempenho superior na estabilização de argilas, sendo considerada uma alternativa promissora para formulações de fluidos que exigem elevada estabilidade e baixo impacto ambiental (Busch *et al.*, 2018; Fang *et al.*, 2022).

Propriedades dos Fluídos de Workover

A formulação dos fluidos de *workover* deve atender a requisitos operacionais específicos, principalmente no que diz respeito à densidade, que precisa manter o equilíbrio hidrostático do poço dentro da janela operacional definida pela pressão de poros e a pressão de fratura (Caenn, Darley e Gray, 2017). Tradicionalmente, salmouras com diferentes sais inorgânicos são utilizadas para ajuste de densidade, com preferência por soluções homogêneas para evitar a sedimentação de sólidos durante longos períodos de repouso. A adição de componentes como calcita micronizada tem se mostrado uma alternativa promissora para elevar a densidade com menor tendência à sedimentação em comparação à barita (Talukdar e Gogoi, 2015). Em alguns casos, componentes líquidos como glicerina também têm sido incorporados para elevar a densidade de forma estável e ambientalmente segura (Hopkins *et al.*, 2020).

O controle de filtração é essencial para evitar a invasão excessiva de fluido na formação e, consequentemente, o dano à permeabilidade. Durante as operações de *workover*, onde predomina a condição estática, a formação de um reboco com baixa permeabilidade torna-se fundamental. Esse controle pode ser obtido por meio de partículas sólidas com granulometria adequada ou pela formação de uma camada viscosa com polímeros hidratados, como é o caso da HEC, CMC e PAC (Ezell *et al.*, 2010; Caenn, Darley e Gray, 2017). Tais polímeros, além de atuarem como agentes obturantes, têm a capacidade de formar redes tridimensionais que retêm sólidos e reduzem o volume de filtrado invadido, protegendo a formação produtora contra danos indesejados.

A reologia dos fluidos de *workover* é uma propriedade essencial para garantir a estabilidade do sistema, especialmente na suspensão de partículas sólidas e na facilidade de bombeamento. Os polímeros naturais e modificados desempenham papel central nesse aspecto, conferindo comportamento pseudoplástico ao fluido, com viscosidade sensível à taxa de cisalhamento (Ahmed e Belhadri, 2009). Polímeros como a goma xantana formam redes helicoidais que conferem alta viscosidade em repouso e boa capacidade de transporte de sólidos, enquanto derivados celulósicos como PAC e CMC contribuem para o aumento do índice de consistência e a manutenção das propriedades reológicas mesmo em ambientes salinos ou com temperaturas elevadas (Busch *et al.*, 2018).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Dano à Formação

Os fluidos de *workover* devem apresentar propriedades cuidadosamente ajustadas para garantir a eficiência das operações de intervenção, entretanto, é fundamental que seu desempenho seja alcançado com o menor impacto possível sobre a formação. A introdução desses fluidos no meio poroso do reservatório pode ocasionar modificações em suas propriedades petrofísicas, comprometendo a produtividade do poço. Por isso, além de atender às exigências operacionais, a formulação de fluidos de *workover* deve considerar, desde o início, a minimização do dano à formação, um dos principais desafios associados ao uso desses fluidos em zonas produtoras.

O dano à formação consiste em alterações indesejadas nas propriedades da rocha reservatório, como a redução da permeabilidade, porosidade ou mudanças na molhabilidade, geralmente ocasionadas pelo contato do meio com fluidos invasivos durante operações como perfuração, completação ou *workover* (Cai *et al.*, 2010). Estes danos podem ter origem mecânica, como o entupimento de poros por partículas sólidas, ou química, devido a reações entre os componentes do fluido e os constituintes da formação (Chiriak, 2014). Um reboco ineficaz ou mal removido pode bloquear o fluxo de hidrocarbonetos mesmo após a intervenção, sendo necessário que essa barreira seja fina, funcional e de fácil remoção (Ezell e Harrison, 2008).

Entre os agentes causadores de dano, os polímeros amplamente utilizados na formulação de fluidos de *workover* se destacam, principalmente pela sua capacidade de adsorver nas superfícies da rocha, formando géis ou tampões que restringem o escoamento de fluidos. Além disso, incompatibilidades químicas com minerais argilosos podem gerar inchaço, dispersão e migração de finos, agravando o bloqueio dos poros (Lipton e Burnett, 1976). Dessa forma, a seleção de polímeros menos reativos e o controle rigoroso da sua concentração são estratégias importantes para reduzir os riscos. A utilização de partículas solúveis como a calcita micronizada, por exemplo, permite a formação de rebocos efetivos e reversíveis por meio de tratamentos com acidulantes (Ezell e Harrison, 2008).

A mitigação do dano à formação envolve abordagens preventivas e corretivas. Em casos em que o dano já ocorreu, a aplicação de tratamentos químicos, como a acidificação, uso de surfactantes ou quebradores de gel, pode restaurar parte da permeabilidade original da rocha (Quintero *et al.*, 2017). Estes aditivos auxiliam na remoção de polímeros residuais ou estruturas gelificadas formadas no interior da formação. No entanto, a eficácia desses tratamentos depende da natureza do dano, da litologia do reservatório e das condições de temperatura e pressão (Mohammadi, Riahi e Boek, 2023).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Degradação de Fluídos Poliméricos em Condições de Poço

A estabilidade dos fluidos poliméricos utilizados em operações de *workover* é um aspecto fundamental para garantir a eficiência e a segurança das intervenções, especialmente em poços de alta profundidade e temperatura. Em campos *ofshore* como os do pré-sal brasileiro, as operações frequentemente enfrentam pressões superiores a 50 MPa e temperaturas acima de 120 °C, o que impõe severas exigências aos componentes do fluido (Beltrão *et al.*, 2009). Nessas condições, a estabilidade térmica dos polímeros é determinante para preservar as propriedades reológicas e de filtração do fluido. A degradação térmica pode comprometer o desempenho do fluido ao reduzir sua viscosidade e capacidade de controle de perdas, afetando diretamente a operação (Thomas, 1982).

A decomposição térmica dos polímeros depende não apenas da temperatura atingida, mas também do tempo de exposição (Thomas, 1982; Mohamed *et al.*, 2021). Mohamed *et al.* (2021) avaliaram a estabilidade térmica de diferentes polímeros utilizados em fluidos de *workover* e observaram que o PAC apresentou o melhor desempenho, com estabilidade até 149 °C, seguido pela goma xantana (121 °C) e HEC (cerca de 96–99 °C). A HEC, por exemplo, apresentou viscosidade elevada à temperatura ambiente (~400 cP), mas caiu drasticamente para ~1,5 cP quando submetida a 177 °C, evidenciando a severidade da degradação térmica. Essa degradação ocorre principalmente por mecanismos de hidrólise e oxidação, que comprometem a estrutura molecular dos polímeros e afetam suas funções operacionais.

Além da temperatura, outro fator relevante na degradação dos fluidos é a atividade microbiana. Polímeros naturais como GX, CMC e HEC são suscetíveis à ação de microrganismos, que podem utilizá-los como fonte de carbono e energia, causando sua degradação e, consequentemente, a perda de suas propriedades funcionais (Ezzat, Rosser e Al-Humam, 1997; Anderson *et al.*, 2023). Essa atividade pode levar à liberação de subprodutos como H_2S, corrosão de equipamentos e acidificação do reservatório (Fink, 2021). Para mitigar esse tipo de degradação, é comum o uso de biocidas como aldeídos, isotiazolonas e sais de fosfônio quaternário, além da manutenção do pH do fluido em níveis alcalinos (entre 9 e 11), faixa na qual a maioria dos microrganismos não se desenvolve (Abdiyev *et al.*, 2023).

A avaliação da degradação dos polímeros pode ser feita por meio de diferentes técnicas de caracterização de materiais, que permitem investigar alterações físicas, químicas e estruturais ao longo do tempo. A Espectroscopia no Infravermelho (FTIR) permite monitorar mudanças nos grupos funcionais dos polímeros; a Análise Termogravimétrica (TGA) determina a faixa de temperatura em que ocorre a perda de massa associada à degradação térmica; a Cromatografia de Permeação em Gel (GPC) avalia a distribuição de massa molecular, evidenciando a fragmentação das cadeias; e o Potencial Zeta analisa a estabilidade coloidal do sistema (Huang *et al.*, 2019). Esses estudos reforçam a a importância da caracterização detalhada dos polímeros empregados em workover, principalmente em cenários onde a integridade do fluido deve ser preservada por longos períodos sob condições severas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSÕES

Com o objetivo apresentar uma revisão bibliográfica sobre o uso de fluidos poliméricos em operações de *workover*, com ênfase nas causas de dano à formação e nas principais estratégias utilizadas para sua mitigação, concluiu-se que:

- A formulação dos fluidos de workover deve ser ajustada às particularidades de cada poço, levando em conta a pressão de poros do reservatório e a interação entre o fluido e a rocha. Esses aspectos são fundamentais para evitar danos à formação durante as atividades de manutenção e reestabelecimento da produção.
- A escolha dos polímeros deve considerar sua estrutura molecular e estabilidade sob alta temperatura e pressão, especialmente em ambientes ofshore.
- A degradação térmica compromete a viscosidade e o controle de filtrado, enquanto a degradação microbiológica, comum em polímeros naturais, pode ser atenuada com biocidas adequados e controle de pH.

Desse modo, o sucesso das intervenções está diretamente ligado à formulação de fluidos que combinem estabilidade operacional e baixa interferência nas propriedades do reservatório. A seleção criteriosa dos aditivos, com foco em desempenho e compatibilidade, é essencial para garantir a eficiência e segurança das operações.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a PETROBRAS, pelo apoio financeiro à pesquisa, por meio do projeto TC N° 0050.0120134.21.9.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDIYEV, K.; MARIC, M.; ORINBAEV, B.; ZHURSUMBAEVA, M.; SEITKALIYEVA, N.; TOKRARBAY, Z. A Novel Cationic Polymer Surfactant for Regulation of the Rheological and Biocidal Properties of the Water-Based Drilling Muds. Polymers, v. 15, n. 2, 330, 2023.

AKPAN, E. U.; ENYI, G. C.; NASR, G. G. Enhancing the performance of xanthan gum in water-based mud systems using an environmentally friendly biopolymer. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, v. 10, n. 5, p. 1933-1948, 2020.

AHMED, S. B.; BELHADRI, M. Rheological properties of biopolymers drilling fluids. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 67, p. 84–90, 2009.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ALASKARI, M. K.; TEYMOORI, R. N. Effects of salinity, pH and temperature on CMC polymer and XC polymer performance. International Journal of Engineering, v. 20, n. 3, p. 283-290, 2007

ANDERSON, Z.; IOANNOU, A.; HOWARD, S.; DOWNS, J. Understanding and Managing the Natural Self-Breaking Behaviour of Xanthan in Reservoir Drill-In, Completion and *Workover* Fluids. In: SPE International Conference on Oilfield Chemistry. The Woodlands, Texas (USA), 2023.

BELTRÃO, R. L. C.; SOMBRA, C. L.; LAGE; A. C, v. M.; NETTO, J. R. F.; HENRIQUES, C. C. D. SS: Pre-salt Santos basin - Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-salt Cluster, Santos Basin, Brazil. In: *Ofshore* Technology Conference, Houston, Texas (USA), 2009.

BUSCH, A.; MYRSETH, V.; KHATIBI, M.; SKJETNE, P.; HOVDA, S.; JOHANSEN, S. T. Rheological Characterization of Polyanionic Cellulose Solutions with Application to Drilling Fluids and Cuttings Transport Modeling. Applied Rheology, v. 28, p.25154, 2018.

CAENN R.; DARLEY, H.C.H.; GRAY G. R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Gulf Professional Publishing, Ed. 7, p. 245-283, 2017.

CAI, J.; YU, B.; ZOU, M.; MEI, M. Fractal analysis of invasion depth of extraneous fluids in porous media. Chemical Engineering Science, v. 65, n. 18, p. 5178-5186, 2010.

CARICO, R. D. Suspension Properties of Polymer Fluids Used in Drilling, *Workover*, and Completion Operations. Society of Petroleum Engineers of Aime. In: 46th Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, California, 1976.

CARICO, R. D.; BAGSHAW, F. R. Description and Use of Polymers Used In Drilling, *Workover*s, And Completions. In: SPE Production Technology Symposium, Hobbs, New Mexico, 1978.Chiriak, 2014

EZELL, R.; HARRISON, D. J. Design of Improved High-Density, Thermally-Stable Drill-In Fluid for HTHP Applications. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado (USA), 2008.

EZELL, R.G.; EZZAT, A.M.; TURNER, J.K.; WU, J.J. New Filtration-Control Polymer for Improved Brine-Based Reservoir Drilling-Fluids Performance at Temperatures in Excess of 400°F and High Pressure. In: SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, USA, 2010.

EZZAT, A. M.; ROSSER H. R.; AL-HUMAM, A. A. Control of Microbiological Activity in Biopolymers-Based Drilling Muds. In: SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference held in Bahrain, 1997.

FANG, Q.; ZHAO, X.; SUN, H.; WANG, Z.; QIU, Z.; SHAN, K.; REN, X. Formation-damage mechanism and gel-breaker-free drill-in fluid for carbonate reservoir. Gels, 2022.

FINK, J. Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids, Ed. 3, Elsevier, 2021.

GUO, B.; LIU, X.; TAN, X. Chapter 15: Well Workover. Petroleum Production Engineering. Elvsevier. Ed. 2, 2017.

ISBN: 978-65-5222-057-8

HOPKINS, S.; GOGOVI, G. K.; WEISEL, E. W.; HANDLER, R.; BLAISTEN-BAROJAS, E. Polyacrylamide in glycerol solutions from an atomistic perspective of the energetics, structure, and dynamics. AIP Advances, v. 10, n. 8, 2020.

HUANG, X.; LV, K.; SUN, J.; LU, Z.; BAI, Y.; SHEN, H.; WANG, J. Enhancement of thermal stability of drilling fluid using laponite nanoparticles under extreme temperature conditions. Materials Letters, v. 248, p. 146–149, 2019.

LIPTON, D.; BURNETT, D. B. Comparisons of Polymers Used in Workover and Completion Fluids. In: SPE California Regional Meeting, Long Beach, California (USA), 1976.

LIU, X.; YUAN, Z.; WANG, A.; WANG, C.; QU, J.; CHEN, B.; WEI, B.; KAPU, N. S.; WEN, Y. Cellulose nanofibril-polymer hybrids for protecting drilling fluid at high salinity and high temperature. Carbohydrate Polymers, v. 229, 2020.

MOHAMMADI, M. K.; RIAHI, S.; BOEK, E. S. An insight review on formation damage induced by drilling fluids. Reviews in Chemical Engineering, v. 39, n. 3, p. 387-415, 2023.

QUINTERO, L.; NEWBERRY, M.; MORALES, R.; DAVIS, C. Organic and inorganic formation damage removal using customized formulations. In SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, USA, 23-27 August 2017.

QUN, L.; YILIANG, L.; TAO, L.; HUI, L.; BAOSHAN, G.; GUOQIANG, B.; JIALU, W.; DINGWEI, W.; SHOUZHI, H.; WEIYE, H. Technical status and development direction of workover operation of PetroChina. Petrol Explor Dev 2020, 47, 161-170.

RILEY, S. M.; POTTER, G. F.; HOLMES, J. M.; REEVES III, H. C. Controling Incompatibilities of Formation and Kill-Weight Fluids during *Workover*. In 59th Annual Conference and Exhibition, Houston, Texas, 16 September 1984.

SWACO, M. I. Basic Mud School Presentation Manual, Houston (USA), p. 1-13, 2013.

TALUKDAR, P.; GOGOI, S. B. Use of Calcium Carbonate as Bridging and Weighting Agent in the Non Damaging Drilling Fluid for some Oilfields of Upper Assam Basin. International Journal of Current Research, v. 7, n. 08, p.18964-18981, 2015.

THOMAS, D. C. Thermal Stability of Starch- and Carboxymethyl Cellulose-Based Polymers Used in Drilling Fluids. Society of Petroleum Engineers J 1982, 22, 171–180.

TOMLINS, A., CONRAD, J., BOCANEALA, B. The World's First Offshore Multilateral Well Completed with Multistage Proppant Fracturing: A Case Study from Offshore Black Sea. In SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Woodlands, Texas, USA, 5-7 February 2019Vollmer e Alleman, 2001

YANG, Y.; LI, Y.; YAO, J.; ZHANG, K.; IGLAUER, S.; LINDA, L.; WANG, Z. Formation damage evaluation of a sandstone reservoir via pore-scale X-ray computed tomography analysis. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 183, 2019.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INVESTIGAÇÃO DA SEDIMENTAÇÃO EM SCALE UP: UMA ABORDAGEM EXPERIMENTAL EM PROVETAS

Juliana Mariano de Souza*, Allan Barbosa Geoffroy Motta,
Luís Américo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

*Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, *marianojuliana01@gmail.com*

RESUMO

Os fluidos de perfuração são essenciais no processo de perfuração de poços de petróleo. Para controlar suas propriedades físicas, como densidade, são adicionados materiais adensantes, barita e calcita, de modo a garantir a manutenção de suas principais funções, como por exemplo a estabilidade do poço. Entretanto, esses sólidos acabam sedimentando e formando estruturas compactas, o que pode dificultar a mitigação do *Anular Pressure Buildup (APB)*, Esse fenômeno ocorre durante a fase de produção de óleo, devido à exposição da coluna de produção a um gradiente de temperatura na região anular, o que ocasiona um aumento da pressão. Por isso, sua mitigação é essencial para evitar problemas operacionais. Técnicas como ensaio de proveta, atenuação por raios gama e o uso de transmissores de pressão permitem monitorar a sedimentação por meio da análise das concentrações de sólidos com uma função do tempo. Este trabalho investigou o processo de sedimentação em diferentes escalas experimentais, abrangendo provetas com diferentes alturas e diâmetros. O fluido analisado foi à base água, contendo 10% de barita em concentração volumétrica, e os ensaios foram conduzidos à temperatura ambiente. A caracterização reológica foi realizada em reômetro, e a análise granulométrica permitiu determinar o diâmetro médio das partículas sólidas. s resultados mostraram que, para provetas com diâmetros diferentes, foi possível recuperar o comportamento característico da sedimentação, com curvas de concentração bem definidas ao longo da altura. No entanto, em alturas distintas, as curvas de sedimentação não foram integralmente reproduzidas, evidenciando uma influência mais expressiva da altura na dinâmica do processo. A velocidade de sedimentação também demonstrou variações quando analisada em diferentes escalas, o que reforça a necessidade de estudos mais aprofundados para compreender melhor esse comportamento e seus impactos no *scale-up* do sistema.

Palavras-chave: sedimentação, *scale-up*, coluna piloto.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração, denominados lamas de perfuração, desempenham um papel essencial nas operações de perfuração de poços de petróleo. Trata-se de suspensões complexas, compostas por uma base aquosa ou oleosa, as quais se adicionam sólidos em suspensão (como barita e calcita), sais dissolvidos e compostos orgânicos (CAMPOS, 2007). Esses fluidos são injetados e circulados no interior do poço por meio das sondas de perfuração (LUZ, 2005). Quanto ao comportamento reológico, podem apresentar características tanto newtonianas quanto não newtonianas, dependendo da composição e as condições operacionais.

As propriedades físicas do fluido de perfuração, como densidade e viscosidade, devem ser rigorosamente controladas dentro de faixas operacionais específicas. Esses fluidos são formulados para o ajustar a densidade e comportamento reológico e a obtenção de características químicas específicas que favoreçam a estabilidade do sistema (CAENN *et al.*, 2017). O controle preciso dessas propriedades é fundamental para o desempenho eficaz das principais funções do fluido: transporte do cascalho gerado pela perfuração, controle das pressões de fundo, estabilização das paredes do poço e resfriamento da broca (BOURGOYNE JR, 1986).

Para atingir suas funções essenciais o fluido de perfuração é muitas vezes aditivado com barita ($BaSO_4$), devido a suas vantagens, como o baixo custo de produção e manuseio, o reduzido impacto ambiental e a capacidade de aumentar significativamente a densidade do fluido (MAHMOUD *et al.*, 2017). No entanto, a barita, assim como outros materiais adensantes, pode apresentar tendência à sedimentação. A sedimentação pode provocar variações indesejáveis na densidade do fluido de perfuração, comprometendo sua estabilidade do poço (ELER, 2012).

A sedimentação é o fenômeno com base na separação de partículas sólidas em uma suspensão em função da diferença de densidade, sob a influência de forças gravitacionais. Segundo França e Casqueira (2007), a ação gravitacional promove a deposição das partículas sólidas, permitindo sua remoção da fase líquida.

A técnica de análise em provetas permite a observação direta da formação de interfaces entre fases, bem como a determinação das velocidades de sedimentação. A técnica tem como base o princípio físico da sedimentação gravitacional, onde partículas dispersas em um fluido sofrem deposição devido à ação da gravidade. O monitoramento temporal da interface sólido-líquido, conforme metodologia de Coe & Clevenger (1916), permite determinar taxas de sedimentação.

Além do método clássico de sedimentação em provetas, outras técnicas são empregadas para investigar os processos de sedimentação com maior precisão e detalhamento. Entre essas abordagens destacam-se o

ISBN: 978-65-5222-057-8

monitoramento por raios gama e a utilização de sensores de pressão distribuídos, que oferecem dados complementares para a caracterização do fenômeno. A primeira é uma técnica não invasiva que monitora o perfil de concentração de sólidos ao longo do tempo, medindo a atenuação da radiação ao atravessar o meio. Segundo Fagundes (2015), a concentração de sólidos é determinada pela redução da intensidade dos fótons incidentes. Já a técnica baseada em transdutores de pressão envolve a instalação destes ao longo da coluna de fluido, permitindo a obtenção de dados contínuos sobre a variação de concentração de partículas em diferentes alturas.

Coe e Clevenger (1916) realizaram ensaios de sedimentação em bancada apresentando os primeiros métodos de dimensionamento de espessadores. Posteriormente, a teoria de Kynch trouxe avanços importantes na descrição do comportamento das suspensões, embora, como apontado por Fitch (1966), ainda não tenha solucionado plenamente os desafios práticos de predição em escala industrial. Assim, apesar dos progressos teóricos ao longo dos anos, ainda segue sendo uma lacuna importante. Nesse cenário, o *scale-up* surge como etapa indispensável para adaptar os resultados obtidos em escala de bancada às condições reais de operação. Ainda assim, fatores como a geometria do equipamento, a dinâmica do escoamento e a distribuição de concentração ao longo da coluna precisam ser melhor compreendidos, a fim de avaliar a eficácia no dimensionamento unidades industriais

O presente trabalho tem como objetivo avaliar o *scale-up* do processo de sedimentação em batelada, por meio da técnica da proveta aplicada em diferentes escalas. O estudo, desenvolvido no LEF/UFRRJ, busca comparar os resultados obtidos em provetas de diferentes diâmetros e alturas, analisando o comportamento do processo de sedimentação, com ênfase no monitoramento da interface superior da suspensão. Dessa forma, pretende-se investigar o fenômeno em diferentes condições laboratoriais, fornecendo informações para compreender o dimensionamento de unidades em escalas industriais.

METODOLOGIA

O estudo estabelecido adotou a metodologia experimental em escala de bancada, utilizando provetas de diferentes volumes, diâmetros e alturas como apresentado na Tabela 1, para investigar o processo de sedimentação de partículas em suspensão. Essas variações geométricas foram adotadas para analisar a sua influência processo, buscando compreender se interferem na taxa de sedimentação das partículas e na altura de sedimentos. A técnica foi dividida em três etapas principais: (I) caracterização do material particulado, incluindo a medição da densidade, análise granulométrica e reologia; (II) preparo do fluido de suspensão e determinação de sua densidade; e (III) realização dos ensaios de sedimentação, com registro dos tempos de decantação das partículas, visando à obtenção das respectivas velocidades de sedimentação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

O material escolhido para avaliar o *scale-up* foi a barita ($BaSO_4$), com uma concentração volumétrica de 10%. A barita, sulfato de bário, têm influência nas propriedades reológicas de fluidos, como densidade e viscosidade (MAHMOUD *et al.*, 2017). Devido à sua alta densidade, a adição de barita aumenta a densidade da mistura, sendo utilizada em fluidos de perfuração de poços de petróleo tanto para o controle da pressão hidrostática quanto para auxiliar na elevação do cascalho até a superfície, conforme descrito na literatura.

Tabela 1: Dados das provetas utilizados nos experimentos.

Provetas	Volume(ml)	Diâmetro (cm)
1	500	5.1
2	1000	5.9
3	2000	8.2
Alturas Variadas		
24.5	30	40.5

Para determinar a densidade da barita foi realizada a técnica de picnometria, um método com base na medição da massa de um volume conhecido utilizando um picnômetro. Já para a densidade do fluido usou-se a balança de lama que é um instrumento que mede a densidade do fluido. Para o material sólido, aplicou-se a picnometria, que considera a massa do particulado e o volume aquisitado no picnômetro.

Para a caracterização dos materiais utilizados nos ensaios, foi realizada a determinação da densidade do fluido e do material particulado por meio da técnica de picnometria. Esse método é utilizado para a medição da densidade. Os resultados obtidos indicaram que o material particulado possui densidade de 3,10 ± 0,004 g/cm³, enquanto o fluido apresentou densidade de 1,22 ± 0,005 g/cm³.

Análise granulométrica e a determinação dos diâmetros característicos foram realizadas empregando o equipamento Mastersizer 3000 (Malvern Panalytical), que além de fornecer a curva de distribuição granulométrica (Figura 1), estabeleceu os dados apresentados na Tabela 2. A amostra de $BaSO_4$ analisada exibiu uma distribuição heterogênea de tamanhos de partículas, sendo evidenciado pelos valores de diâmetros, assim, a presença de partículas finas quanto das maiores, podem influenciar diretamente na sedimentação do material e nas propriedades reológicas do fluido.

ISBN: 978-65-5222-057-8

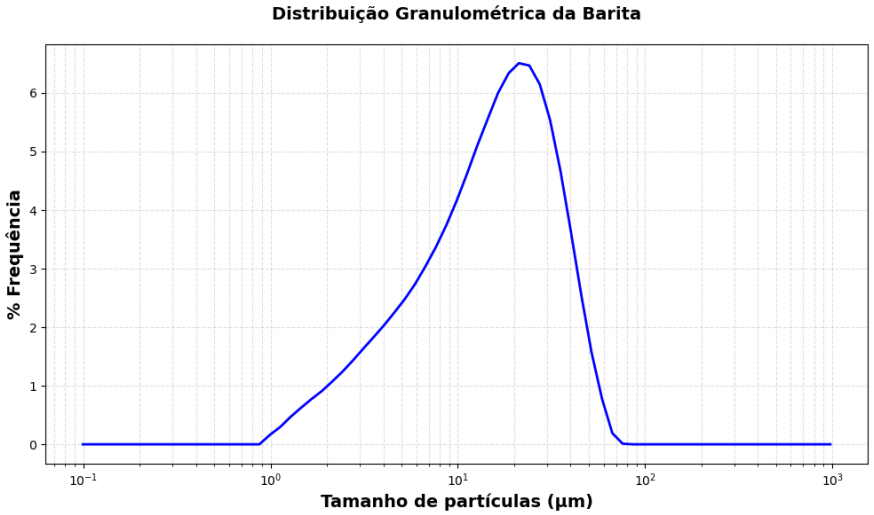


Figura 1: Curva de distribuição granulométrica da barita.

Tabela 2: Dados do diâmetro característico do material particulado.

Parâmetro	D[3;2]	D[4;3]	D[10]	D[50]	D[90]
µm	9,16	19,3	3,92	16,6	38,8

A reologia do fluido foi avaliada por meio de reometria utilizando um reômetro da Anton Paar, com o objetivo de analisar o comportamento da suspensão sob diferentes condições. Identificou-se que o é não newtoniano do tipo pseudoplástico, (Figura 2). O comportamento é identificado pelo aumento não linear da tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação, indicando uma diminuição da viscosidade aparente à medida que imputa a taxa de cisalhamento.

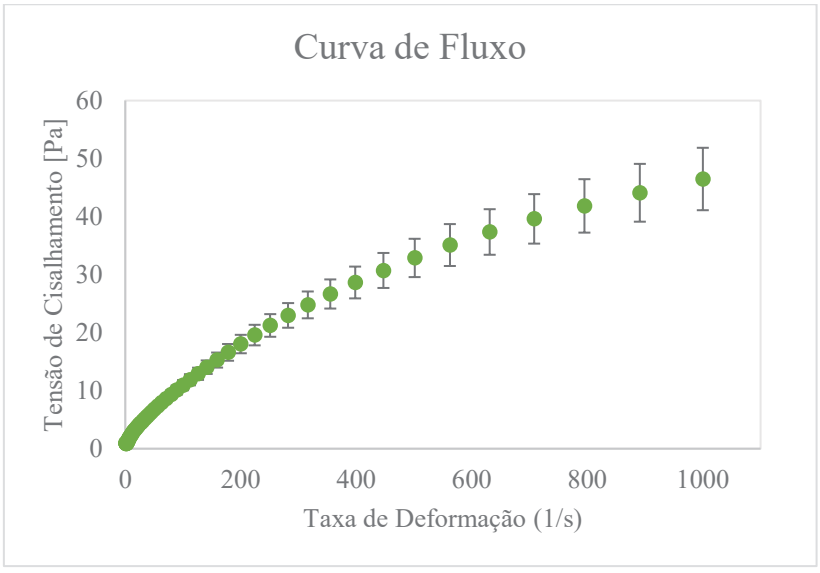


Figura 2: Curva de fluxo do fluido teste com medidas de tensão de cisalhamento em função taxa de deformação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Segundo França *et al.* (2010) a geometria e as dimensões do sistema podem exercer influência no processo de sedimentação. Sendo assim, a diferença de diâmetros das provetas foi uma das preocupações deste estudo, uma vez que pode influenciar o fenômeno da sedimentação, interferindo na interação entre partículas. Então, compreender a influência do diâmetro na geometria do sistema torna-se importante para interpretar os dados experimentais e fornecer informações técnicas adequados para o *scale-up* e o dimensionamento de unidades em escala industrial.

A Figura 3 mostra imagem do teste de sedimentação em batelada utilizando provetas de diâmetros diferentes. Houve um cuidado metodológico relevante, pois ao manter a altura da suspensão constante, foi possível isolar o efeito do diâmetro nas curvas de sedimentação.



Figura 3: Imagem do teste experimental de sedimentação. Casos com mesmo altura e diâmetros diferentes.

A Figura 4 apresenta a comparação entre a altura normalizada da interface da suspensão e o tempo, destes testes realizados com altura inicial fixada de 24 cm. Para este caso, investigou-se possíveis efeitos do diâmetro do recipiente sobre o comportamento da sedimentação em batelada.

Para este caso o objetivo foi investigar possíveis efeitos do diâmetro do recipiente sobre o comportamento da sedimentação em batelada. Os resultados indicam que, nas condições avaliadas, a variação do diâmetro teve pouca influência na taxa de sedimentação das partículas, corroborando os estudos de

ISBN: 978-65-5222-057-8

Nakaishi (2012), que apontam a não interferência do diâmetro do cilindro nesse fenômeno. Sugere-se que, nessa faixa de dimensões, os efeitos de parede não foram significativos, dado o diâmetro das partículas, muito menores que os diâmetros das provetas.

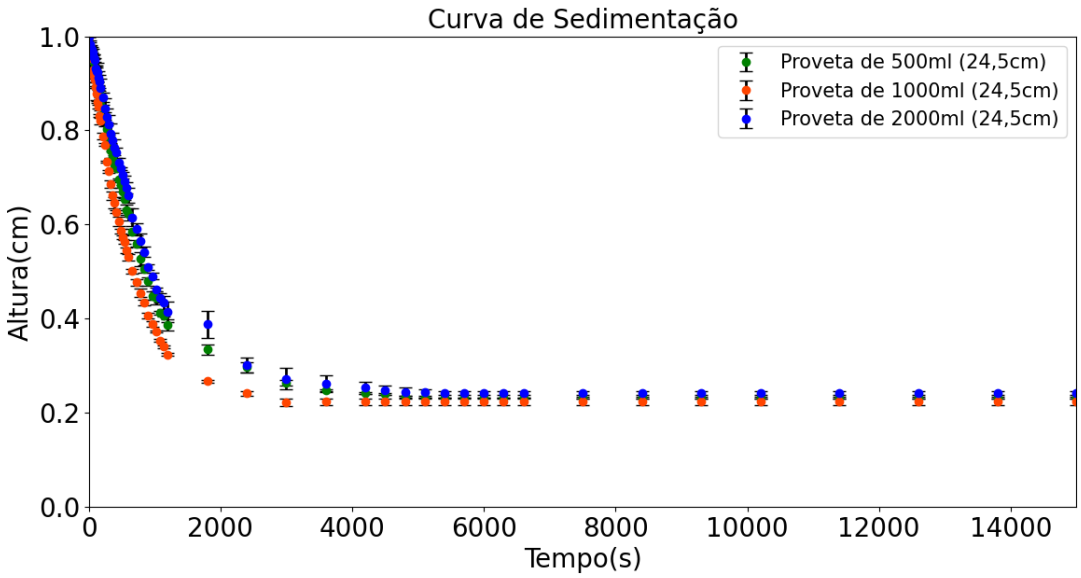


Figura 4: Comparação das curvas de sedimentação com altura fixada a 24 cm e diâmetros variados.

Na sequência, o estudo investigou o efeito da altura no processo de sedimentação, mantendo diâmetros em 8,2 cm e, que equivale a proveta de 2000 ml e concentração volumétrica constante de 10% de sólidos. Com isso, o estudo buscou identificar se o aumento da altura da suspensão afeta a velocidade de sedimentação.

A Figura 5 apresenta a evolução da altura normalizada da interface sólido-líquido ao longo do tempo, permitindo comparar as taxas de sedimentação em diferentes escalas. Diferentemente do caso anterior, que avaliou o efeito do diâmetro das provetas, neste caso o foco é analisar a influência da variação da altura inicial da suspensão sobre o processo de sedimentação. O estudo foi conduzido em provetas de 2000 mL com alturas iniciais de 40,5 cm, 30,0 cm e 24,5 cm, monitorando-se o comportamento da interface ao longo do tempo.

Observa-se na figura um deslocamento entre as curvas, especialmente nas fases intermediárias do processo, indicando que a altura inicial impacta diretamente a cinemática da sedimentação. De acordo com a análise do comportamento das curvas de sedimentação, é possível observar que, inicialmente, todas as suspensões apresentam uma mesma velocidade de sedimentação, caracterizando a fase de sedimentação livre, em que as partículas se movimentam sem influência de interações entre as partículas. Essa etapa inicial ocorre de forma semelhante para todas as alturas, uma vez que a

ISBN: 978-65-5222-057-8

suspensão é a mesma e a velocidade é regida pelas propriedades individuais das partículas e do meio.

Consequentemente, à medida que a sedimentação ocorre, as curvas começam a se diferenciar. Esse desvio ocorre porque, em casos de alturas maiores, embora a velocidade inicial seja igual, as partículas percorrem um trajeto maior antes de atingirem a zona de transição e, posteriormente, de compactação. Assim, a altura inicial influencia o tempo de permanência das partículas na fase livre, impactando a formação das zonas posteriores. Isso gera uma separação nas curvas ao longo do tempo. Contudo, como a análise é feita em termos de altura normalizada, ao final do processo, todas tendem a estabilizar para um patamar semelhante, refletindo a compactação equivalente do material sedimentado.

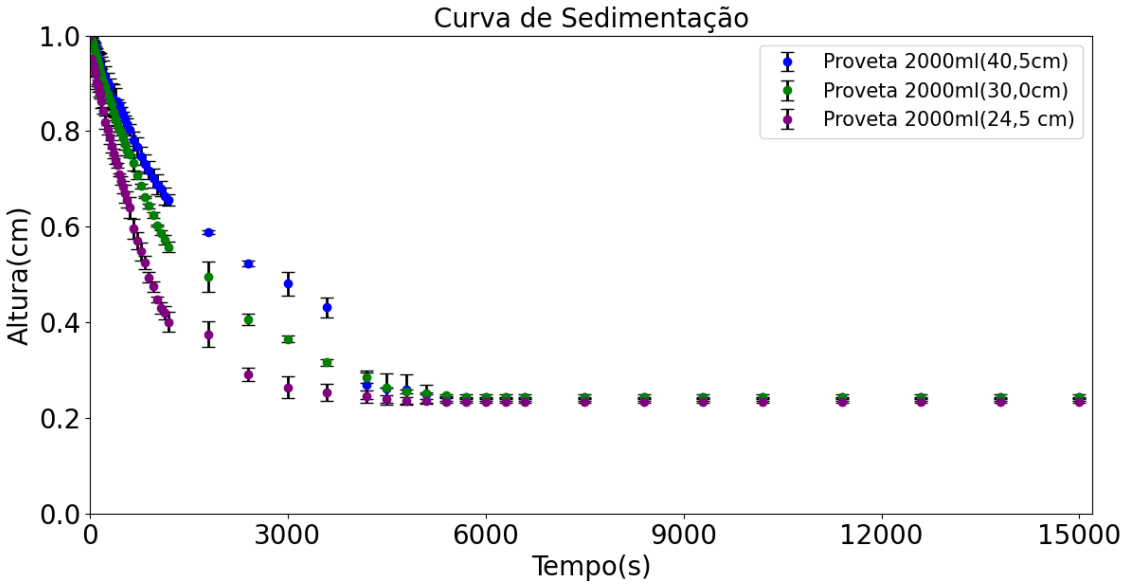


Figura 5: Comparação das curvas de sedimentação com alturas distintas e diâmetros próximos.

Outro aspecto relevante a ser considerado é o deslocamento das partículas durante a sedimentação, onde alturas maiores da suspensão aumentam a resistência ao fluxo descendente. À medida que as partículas sólidas se deslocam em direção ao fundo, elas provocam um fluxo ascendente do fluido, conhecido como contrafluxo. Segundo Amy et al. (2006), esse contrafluxo pode ser suficientemente intenso para arrastar partículas de volta para cima, intensificando a resistência e dificultando ainda mais o avanço do processo de sedimentação

Esses resultados mostram que a altura inicial de suspensão no recipiente indicou uma influência importante sobre a velocidade de sedimentação, nos casos analisados, particularmente nas regiões de concentração variável. Isso reforça a importância dessa análise para o dimensionamento adequado de

ISBN: 978-65-5222-057-8

unidades industriais e para a eficiência nos processos de separação sólido-líquido.

CONCLUSÕES

O estudo experimental preliminar indicou que a variação do diâmetro das provetas não provocou interferências significativas nas curvas de sedimentação, uma vez que os perfis se recuperaram quase integralmente ao longo do tempo. Já a altura da coluna de suspensão demonstrou exercer uma influência perceptível, sobre a dinâmica da sedimentação da barita.

A suspensão com menor altura inicial apresentou uma sedimentação mais rápida, enquanto suspensões ocupando maior altura mostraram uma sedimentação mais prolongada. Podemos entender que isso pode ocorrer devido ao aumento da resistência do fluido ao movimento das partículas e da presença de materiais finos que sofrem mais à ação do contrafluxo.

Os resultados obtidos indicam a importância de se investigar mais profundamente a velocidade de sedimentação e as zonas envolvidas no processo. Considerar esse parâmetro é fundamental para o planejamento de processos e para uma compreensão do *scale-up*. Para isso, torna-se necessário aprofundar os estudos, incorporando variáveis como as propriedades reológicas do fluido, a distribuição granulométrica das partículas e a variação da altura da suspensão. Nesse sentido, estão previstos ensaios experimentais com diferentes combinações de alturas e diâmetros de provetas, com o objetivo de verificar se os comportamentos observados se mantêm sob outras configurações geométricas e escalas.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras pelo financiamento e apoio (Projeto SPA 4600654833), à UFRRJ e ao Laboratório de Escoamento de Fluidos pelo suporte prestado ao desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMY, L. A. et al. An Experimental Investigation of Sand–Mud Suspension Settling Behaviour: Implications for Bimodal Mud Contents of Submarine Flow Deposits. Sedimentology, v. 53, p. 1411–1434, 2006.

Caenn, R., Darley, H.C.H., George, R.G. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids, 7ª ed, Gulf Professional Publishing, 748 p., 2017

COE, H. S.; CLEVENGER, G. H. Methods for Determining the Capacities of Slime-Settling Tanks. AIME Transactions, v. 55, p. 356-384, 1916.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Luz, A. B. D.; LINS, F. F. Rochas e Minerais Industriais. Rio de Janeiro: CETEM, 2005.

Campos, Liszandra Fernanda Araújo. Composição de Argila Bentoníticas para Utilização em Fluidos de Poços de Petróleo. Campina Grande, 2007. 165 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2007.

Eler, F. M. Estudo da Sedimentação de Barita em Fluidos de Perfuração. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Pós-Graduação em Engenharia Química, Seropédica, RJ, 2012.

Fagundes, F. M. Estudo da Estabilidade da Suspensão Constituinte do Fluido BrMul/Petrobras. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia. 2015.

França, S.C.; Casqueira, R.G. Ensaios de Sedimentação. In: Práticas Laboratoriais, capítulo 23. CETEM, 2007.

FITCH, B. Current theory and thickener design. Industri al and Engineering Chemistry. v. 58, n 10 , p. 18-28, Oct. 1966.

FRANÇA, Sílvia Cristina Alves; MASSARANI, Giulio. Separação Sólido-Líquido. In: Centro de Tecnologia Mineral (CETEM). Tratamento de Minérios. 5. ed. Rio de Janeiro: CETEM/MCTIC, 2010. cap. 14.

Mahmoud, M., Abdulraheem, A., Al-Mutairi, S. H., Elkatatny, S. M., & Shawabkeh, R. A. Single stage filter cake removal of barite weighted water based drilling fluid. Journal of Petroleum Science and Engineering, 149, 476-484, 2017.

NAKAISHI, K., Ooi, S., & Kobayashi, M. Effects of container diameter and volume fraction on the sedimentation process of flocculated clay suspensions. Nihon Reoroji Gakkaishi (Journal of the Society of Rheology, Japan), 40(4), 205–208, (2012).

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO DA FILTRAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS EM FUNÇÃO DA CONCENTRAÇÃO DE SÓLIDOS E DA TEMPERATURA

Gustavo Martins De Almeida[1], Flávia Marques Fagundes[2], João Jorge Ribeiro Damasceno[3] e Fábio de Oliveira Arouca[4]

[1-4] Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Av. João Naves de Ávila, 2121, Bairro Santa Mônica, CEP 38400-902, Uberlândia/MG, Brasil, [1]gustavo.almeida1@ufu.br, [2]flavia.fagundes@ufu.com, [3]damasceno@ufu.br, [4]arouca@ufu.br

RESUMO

Fluidos de perfuração são formulados com aditivos específicos em concentrações ajustadas às condições geológicas da região de aplicação. Durante sua utilização, esses fluidos estão sujeitos às variações de temperatura ao longo do poço e devem exercer pressão hidrostática suficiente para evitar a entrada de fluidos provenientes da formação rochosa, sem, no entanto, invadir excessivamente seus poros. Para controlar essa invasão, utiliza-se carbonato de cálcio como agente obstrutivo, promovendo a formação de uma fina camada de reboco que reduz a perda de fluido para a formação. Neste contexto, este estudo investigou a formação de tortas de filtração em fluidos de perfuração aquosos contendo diferentes concentrações de carbonato de cálcio (BR CARB 9.2, 10 e 11), avaliando-se os efeitos em temperatura ambiente e a 66,5 °C. Por meio de ensaios em filtro HTHP, foram analisadas características das tortas, como espessura, massa e volume de fluido filtrado. Também foi determinada a resistividade média das tortas com base em uma adaptação da equação de filtração, considerando o comportamento não newtoniano do fluido. Os dados demonstraram que elevar a temperatura de 30 °C para 66,5 °C aumentou os volumes de filtrado, devido à redução da viscosidade aparente e ao relaxamento da microestrutura da torta. Quanto à carga sólida, observou-se comportamento não-monotônico: o volume filtrado aumentou de 1% para 10% de $CaCO_3$, mas diminuiu a 17%, indicando que concentrações moderadas otimizam a permeabilidade, ao passo que cargas elevadas adensam excessivamente a torta e restringem o fluxo, bem como baixas cargas formam tortas mais compactas. Assim, a resistividade média, calculada a partir da viscosidade efetiva do fluido, aumentou com a concentração de sólidos e com a temperatura. A compreensão desses efeitos é essencial para o desenvolvimento de fluidos de perfuração otimizados, favorecendo a estabilidade do poço e minimizando perdas de fluido em condições de alta temperatura e pressão.

Palavras-chave: fluidos de perfuração aquosos, agente obstrutivo, resistividade média da torta, filtração HTHP.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A construção de poços de petróleo depende do desempenho dos fluidos de perfuração, que devem garantir a remoção eficiente dos cascalhos, lubrificação da coluna de perfuração, controle da pressão de formação e, principalmente, a estabilidade estrutural do poço (PETROBRAS, 2011). Um dos efeitos colaterais do contato entre o fluido e a formação geológica é o processo de filtração, que resulta na deposição de sólidos na parede do poço e na formação de uma torta de filtração (ELKATATNY et al., 2012).

A espessura, massa e porosidade da torta impactam a produtividade e estabilidade do poço. O controle dessas propriedades depende fortemente da formulação do fluido de perfuração, sobretudo da presença e concentração de aditivos que modulam seu comportamento físico-químico (KONG et al., 2024; ALSABA et al., 2024).

Entre os fatores operacionais que afetam a formação da torta, destacam-se a temperatura de operação e a composição do fluido. A variação desses parâmetros altera diretamente a viscosidade, a dispersão de sólidos e a estabilidade térmica do sistema, com impactos diretos sobre o perfil de filtração (XIAO et al., 2024).

A resistividade de filtração é um indicador relevante da qualidade da torta e da eficiência da separação sólido-líquido. Essa propriedade, relacionada à dificuldade de escoamento do fluido através da torta e do meio filtrante, fornece subsídios importantes para a análise do comportamento hidráulico do sistema (FALAHATI, 2020).

Neste trabalho, avalia-se a influência da temperatura e da composição de fluidos base água nas características físicas da torta de filtração e nas propriedades hidráulicas do sistema fluido–meio filtrante. Os testes laboratoriais envolveram a determinação da espessura, porosidade e massa da torta, além do cálculo da resistividade média da torta, com base nos dados obtidos por medidas de volume ao longo do tempo.

METODOLOGIA

Foram utilizados três fluidos de perfuração à base de água, denominados BR CARB 9.2, BR CARB 10 e BR CARB 11, fornecidos pela Petrobras. As formulações variaram quanto à concentração de carbonato de cálcio, com 1%, 10% e 17% em volume, respectivamente. Os fluidos foram homogeneizados a 1000 rpm por 10 minutos e transferidos imediatamente para o aparato experimental.

As análises reológicas foram conduzidas em um reômetro Brookfield R/S Plus. Para descrever o comportamento do fluido, foi aplicado o modelo de *Power-Law* aos dados experimentais, conforme a Equação 1:

$$\tau = m\,\gamma^{n} \tag{1}$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

sendo m índice de consistência [$Pa.s^n$], n índice de potência ou comportamento [-], γ taxa de deformação [s^{-1}] e τ tensão cisalhante [Pa].

Os ensaios de filtração foram realizados com o uso de uma célula de filtração HTHP da Ofite, modelo 170-50, utilizando papel filtro número 170-19 como meio filtrante. Os ensaios ocorreram sob 100 psi e temperaturas de 30 °C e 65,6 °C. Para 65,6 °C, aceitou-se variação entre 63 e 70 °C.

Os testes tiveram duração total de 60 minutos, e o volume de fluido filtrado foi medido a cada 5 minutos, utilizando proveta graduada de 10 mL com resolução de 0,2 mL. Após o ensaio, a torta foi pesada úmida e seca (70 °C/24 h) para obtenção da massa seca. A espessura da torta foi medida em quatro pontos ao longo da circunferência com o uso de paquímetro digital, e a média das leituras foi considerada. Todos os experimentos foram realizados em triplicata para garantir a reprodutibilidade

A resistividade de filtração foi determinada com base nos dados experimentais de volume acumulado ao longo do tempo, utilizando-se a equação clássica de filtração adaptada para fluidos não newtonianos (Equação 2):

$$\frac{dt}{dV} = \frac{\mu_{ef}}{A(\Delta P)}\left(\frac{\alpha C \rho_{fil}}{A} V + R_m\right) \tag{2}$$

sendo t tempo [s], V volume de filtrado [m^3], μ_{ef} viscosidade efetiva [Pa.s], A área da superfície filtrante [m^2], ΔP diferencial de pressão [Pa], α resistividade específica da torta [$m.kg^{-1}$], C concentração mássica de sólidos [$kg.m^{-3}$], ρ_{fil} massa específica do filtrado [$kg.m^{-3}$] e R_m resistência do meio filtrante [m^{-1}].

Para aplicação da Equação 2, foram calculados a velocidade superficial do filtrado (Equação 3), a resistividade específica da torta (Equação 4) e a viscosidade efetiva, esta última estimada a partir dos parâmetros ajustados do modelo de *Power-Law* (Equação 5).

$$q = \frac{dV}{dt}\frac{1}{A} \tag{3}$$

$$\alpha = \frac{1}{\rho_s(1-\varepsilon_c)k_c} \tag{4}$$

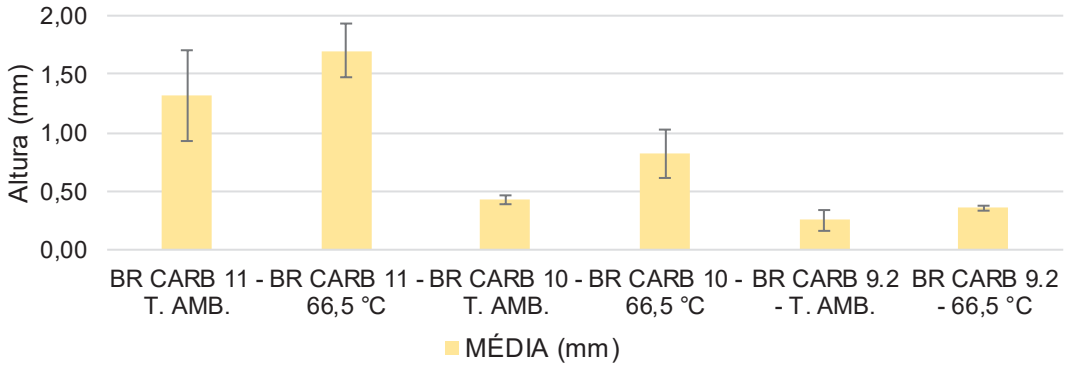
$$\mu_{ef} = m\left(\frac{1{,}1}{(2{,}5\varepsilon_c)^{\frac{1}{2}}\sqrt{k_c}}\frac{q}{}\right)^{n-1} \tag{5}$$

sendo q velocidade superficial do filtrado [$m.s^{-1}$], ρ_s massa específica do sólido [$kg.m^{-3}$], ε_c porosidade [-] e k_c permeabilidade da torta [m^2].

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, apresentam-se e discutem-se os resultados obtidos nos ensaios de filtração HTHP, com ênfase nos efeitos da temperatura, concentração de sólidos sobre o desempenho e a resistividade da torta filtrante. A espessura das tortas formadas variou conforme a concentração de sólidos e a temperatura de operação, conforme apresentado na Figura 1.



O fluido BR CARB 9.2, com menor teor de sólidos, resultou em camadas finas, com espessuras médias de 0,25 e 0,36 mm, enquanto o BR CARB 11, mais concentrado, gerou tortas entre 1,32 e 1,70 mm. O aumento da temperatura de ensaio de aproximadamente 30 °C para 66,5 °C favoreceu o adensamento das partículas para todos os fluidos, promovendo a formação de tortas mais espessas. Esse comportamento pode ser atribuído à redução da viscosidade do fluido com o aquecimento, o que aumenta a mobilidade das partículas e acelera sua deposição sobre o filtro (XIAO et al., 2024; ALSABA et al., 2024). Devido a um incidente durante o manuseio, uma das amostras da torta formada pelo fluido BR CARB 9.2 a 66,5 °C foi perdida, tornando-se inviável sua caracterização

A massa das tortas também apresentou correlação direta com a concentração de sólidos, como mostrado na Tabela 1.

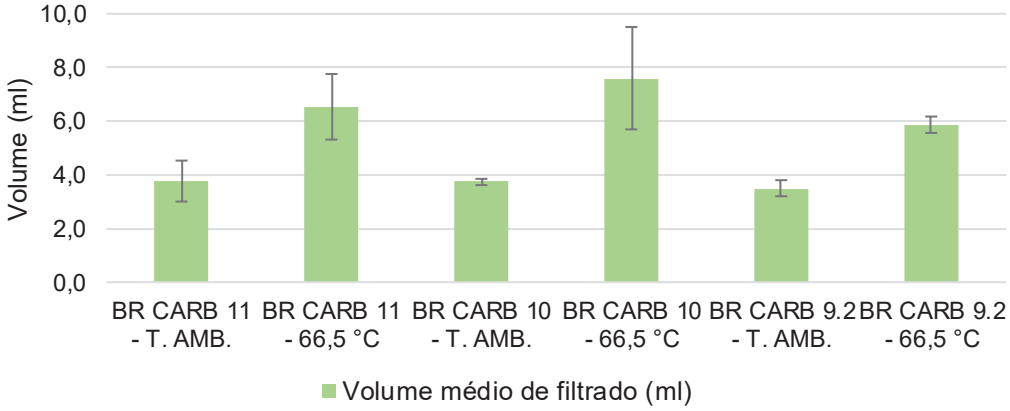
Tabela 1: Médias das massas úmida e seca das tortas.

FLUIDO	Massa Úmida (g)	Massa Seca (g)
BR CARB 11 - T. AMB.	8,26±1,17	6,28±0,87
BR CARB 11 - 66,5 °C	13,75±3,33	10,15±2,44
BR CARB 10 - T. AMB.	3,72±0,13	2,41±0,11
BR CARB 10 - 66,5 °C	6,46±0,27	4,41±0,58
BR CARB 9.2 - T. AMB.	2,57±0,11	0,97±0,03
BR CARB 9.2 - 66,5 °C	3,32±0,13	1,97±0,02

O BR CARB 9.2 a temperatura ambiente, gerou tortas com massas secas inferiores a 1 g, enquanto o BR CARB 11 (nas mesmas condições) atingiu valores superiores a 7 g. A variação entre as massas úmida e seca permitiu inferir o grau de compactação da estrutura formada e o conteúdo de água retida, sugerindo que fluidos mais concentrados produzem tortas com maior porosidade efetiva. A elevação da temperatura intensificou esse efeito, com aumento das massas secas em todos os casos, reforçando a hipótese de que o calor contribui para a formação de estruturas menos densas (FALAHATI, 2020).

ISBN: 978-65-5222-057-8

A influência da temperatura sobre o volume total de fluido filtrado é evidenciada pelos resultados experimentais. A Figura 2 apresenta volumes de fluido filtrados obtidos ao final de 60 minutos para cada fluido, nas duas temperaturas testadas.



Para todos os fluidos analisados, observou-se um aumento significativo no volume de filtrado quando os ensaios foram realizados a 65,6 °C, em comparação com os resultados obtidos à temperatura ambiente. Este comportamento está associado à redução da viscosidade dos fluidos com o aumento da temperatura, o que facilita a passagem do líquido pela torta formada e pelo meio filtrante (KONG et al., 2024). A elevação da temperatura promove, uma maior passagem de fluido, possivelmente devido também ao aumento da pressão de vapor e ao relaxamento estrutural da torta sob aquecimento (XIAO et al., 2024).

A comparação entre os fluidos em condição aquecida evidencia que a elevação da temperatura para 66,5 °C promoveu aumento nos volumes de filtrado em todas as formulações estudadas, em virtude da redução da viscosidade aparente do fluido e do relaxamento estrutural da torta. Por outro lado, a concentração de carbonato de cálcio revelou um comportamento não-monotônico: ao aumentar a concentração de sólidos de 1 % para 10 % observou-se incremento no volume filtrado, enquanto um acréscimo adicional para 17 % resultou em decréscimo em relação ao máximo intermediário, sugerindo que, até certo limiar de carga sólida, a microestrutura da torta favorece o escoamento, mas concentrações superiores induzem adensamento excessivo e restringem o fluxo, proporcionando uma tendência de redução do volume de fluido filtrado com o aumento da concentração de carbonato, especialmente ao se comparar BR CARB 9.2 com BR CARB 10 e 11.

Esse comportamento sugere que fluidos mais concentrados geram tortas mais espessas ou menos permeáveis, o que limita a passagem do fluido mesmo sob condições favoráveis à filtração, enquanto fluidos com baixa carga de sólidos podem apresentar comparável controle de filtrado devido a formação e tortas mais compactas. Tais formulações, portanto, tendem a ser mais eficazes na contenção de perdas em condições térmicas elevadas (FALAHATI, 2020; ALSABA et al., 2024).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Complementando a análise, foram avaliadas as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração por meio do modelo de escoamento *Power-Law*. Esse modelo foi ajustado aos dados obtidos em 30 °C e 65 °C, permitindo a determinação dos parâmetros m (índice de consistência), n (índice de comportamento de fluxo) e o coeficiente de determinação R². A Tabela 2 apresenta os resultados das análises reológicas para os fluidos BR CARB 9.2, BR CARB 10 e BR CARB 11 nas duas temperaturas avaliadas:

Tabela 2: Parâmetros do modelo Power Law para os fluidos BR CARB 11, BR CARB 10 e BR CARB 9.2 em 30 °C e 65 °C.

Parâmetros da Power-Law	30 °C	65 °C	30 °C	65 °C	30 °C	65 °C
	BR CARB 11		BR CARB 10		BR CARB 9.2	
m	0,799 ± 0,019	0,996 ± 0,033	0,732 ± 0,021	0,646 ± 0,010	0,739 ± 0,012	0,531 ± 0,009
n	0,470 ± 0,004	0,488 ± 0,005	0,470 ± 0,004	0,434 ± 0,002	0,480 ± 0,003	0,485 ± 0,003
R_2	0,993	0,988	0,99	0,996	0,997	0,996

Os resultados indicam excelente ajuste ao modelo, com coeficientes de determinação (R²) superiores a 0,98. O índice de consistência m apresentou redução significativa com o aumento da temperatura, variando, por exemplo, de 0,732 para 0,646 no BR CARB 10 e de 0,739 para 0,531 no BR CARB 9.2. Essa diminuição do parâmetro m é indicativa de uma menor viscosidade aparente em temperaturas mais elevadas, o que corrobora os dados observados de aumento no volume de filtrado sob aquecimento.

O parâmetro n, por sua vez, permaneceu praticamente constante com a variação de temperatura, com valores em torno de 0,47 a 0,49. Como esses valores são inferiores a 1, confirma-se o comportamento pseudoplástico dos fluidos, típico de sistemas com estrutura interna que se reorganiza sob esforço de cisalhamento. Esse tipo de comportamento é desejável para fluidos de perfuração, pois favorece o bombeamento em altas taxas de fluxo e melhora a capacidade de carreamento de cascalhos durante a perfuração (VRYZAS e KELESSIDIS, 2017).

Para quantificar a resistência ao escoamento, foi realizada a determinação da resistividade média da torta e do meio filtrante, utilizando os dados experimentais de volume acumulado ao longo do tempo. Os ajustes foram realizados por meio do método dos mínimos quadrados, com base em uma adaptação da equação clássica de filtração para fluidos não newtonianos. Os dados experimentais de volume de filtrado ao longo do tempo foram ajustados utilizando a equação clássica de filtração adaptada para fluidos não newtonianos. Os ajustes aderiram bem aos dados, como mostram os gráficos. O modelo foi capaz de representar adequadamente a cinética de filtração, capturando tanto a fase inicial, dominada pela resistência do meio filtrante, quanto a fase subsequente, caracterizada pelo desenvolvimento da resistência da torta. Esse bom desempenho dos ajustes é corroborado na literatura por Elkatatny et al. (2012), que aplicaram metodologias similares para

ISBN: 978-65-5222-057-8

caracterização de tortas geradas por fluidos de perfuração, utilizando tomografia computadorizada para validar os modelos matemáticos.

Os parâmetros obtidos, como resistividade específica da torta (α), resistência do meio filtrante (R_m) e permeabilidade combinada da torta com o meio filtrante (k_c), mostraram-se consistentes com os comportamentos físicos observados nos ensaios. As Figuras 3-8 são gráficos de volume por tempo de cada fluido, comparando o comportamento observado experimentalmente com o previsto pelo ajuste. Acima de cada gráfico os valores dos parâmetros do ajuste.

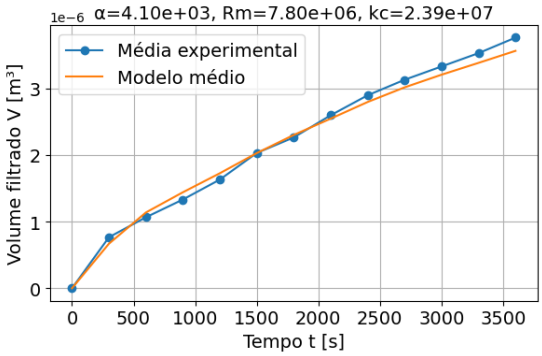


Figura 1: Ajuste BR CARB 11 – T. AMB.

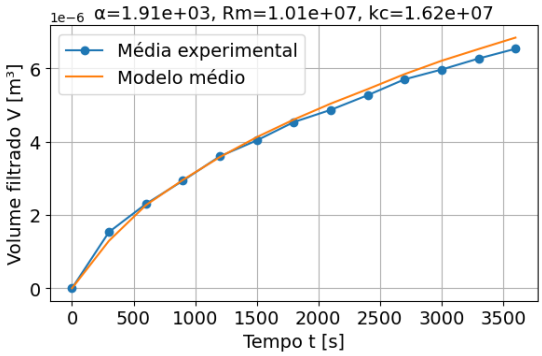


Figura 2: Ajuste BR CARB 11 – 65,6°C.

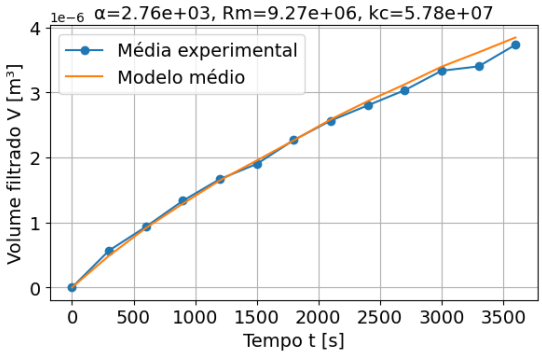


Figura 3: Ajuste BR CARB 10 – T. AMB.

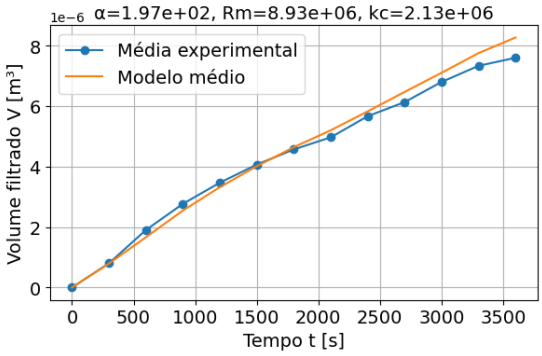


Figura 4: Ajuste BR CARB 10 – 65,6°C.

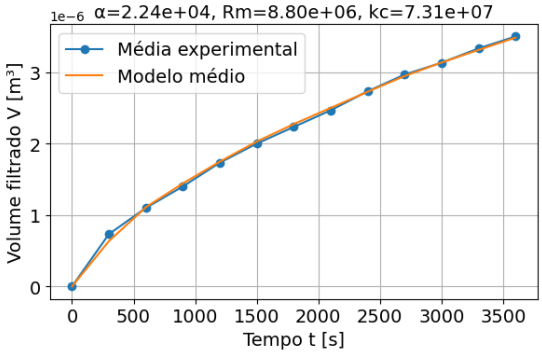


Figura 5: Ajuste BR CARB 9.2 – T. AMB.

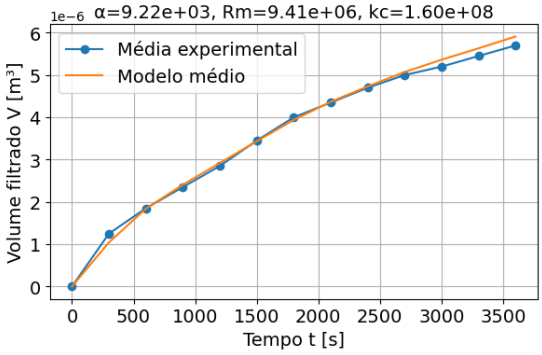


Figura 6: Ajuste BR CARB 9.2 – 65,6°C.

A influência da temperatura foi evidente em todos os casos, sendo possível observar que a elevação de aproximadamente 30 °C para 66,5 °C promoveu aumentos expressivos no volume de fluido filtrado para todas as formulações. Este comportamento pode ser atribuído diretamente à redução da

ISBN: 978-65-5222-057-8

viscosidade dos fluidos com o aquecimento, o que favorece o escoamento através da torta e do meio filtrante. Esse efeito é amplamente documentado na literatura, como reportado por Ghazali et al. (2023), que demonstraram que a elevação da temperatura diminui significativamente a viscosidade de fluidos à base de bentonita, levando ao aumento nas taxas de filtração sob condições HTHP. Além da redução da viscosidade, o aumento da temperatura também pode promover relaxamento da microestrutura da torta, diminuindo sua resistência ao escoamento e, consequentemente, facilitando o fluxo do fluido.

Por outro lado, a variação na concentração de sólidos, representada pelo teor de carbonato de cálcio nas formulações BR CARB 9.2, 10 e 11, também impactou significativamente os parâmetros de filtração. As Figuras 7 e 8 apresentam a tendência de comportamento de α e k_c com a variação de temperatura, para cada fluido.

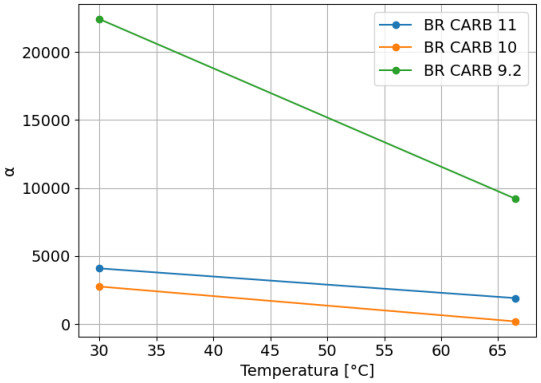


Figura 7: Tendência de α vs temperatura.

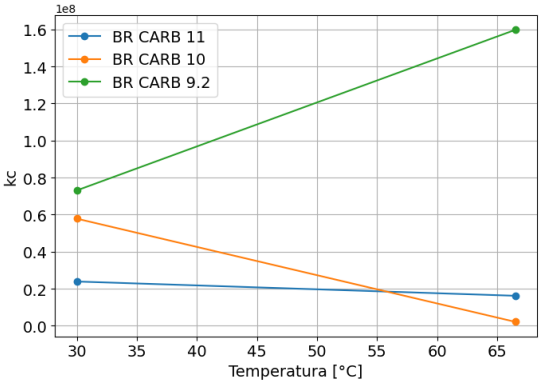


Figura 8: Tendência de k_c vs temperatura.

Foi observado um comportamento não-monotônico, no qual o aumento da concentração de $CaCO_3$ de 1% (BR CARB 9.2) para 10% (BR CARB 10) resultou em uma diminuição da resistividade específica da torta e um aumento da permeabilidade, indicando a formação de tortas mais porosas e favoráveis ao escoamento. No entanto, quando a concentração foi elevada para 17% (BR CARB 11), houve um incremento na resistividade e uma redução na permeabilidade, evidenciando que tortas mais adensadas restringem o fluxo. Esse fenômeno é consistente com os resultados apresentados por Ryabtsev et al. (2022), que destacaram a existência de uma concentração ótima de agentes obstrutivos, na qual se equilibra a formação de uma torta suficientemente selante sem comprometer excessivamente sua permeabilidade.

A resistividade específica da torta (α) apresentou redução sistemática com o aumento da temperatura para todos os fluidos, o que reforça a hipótese de que o aquecimento diminui tanto a viscosidade do fluido quanto a resistência interna da torta, facilitando o fluxo. A resistência do meio (R_m) reduziu ligeiramente com o aumento da temperatura, efeito menos expressivo que nas tortas. Observa-se um comportamento particular na permeabilidade da torta (k_c) com o aumento da temperatura. Para o fluido BR CARB 9.2, houve um aumento de k_c, indicando uma redução da resistência hidráulica. Esse efeito é coerente com sua baixa concentração de sólidos: a elevação da temperatura promove

ISBN: 978-65-5222-057-8

maior relaxamento da torta e aumento da porosidade efetiva, permitindo maior fluxo. Por outro lado, os fluidos BR CARB 10 e 11 apresentaram redução de kc, com destaque para o BR CARB 10, cuja queda foi mais expressiva que resultou em valores inferiores aos do BR CARB 11.

Esse comportamento se explica pelo fato de que, na formulação intermediária, o aumento da temperatura facilitou uma reorganização das partículas que levou a uma compactação mais intensa da torta, como refletido também pelo aumento significativo das massas secas e espessuras. A maior densidade estrutural e possível colapso parcial dos poros sob efeito térmico resultaram na diminuição da permeabilidade. Já no BR CARB 11, apesar da redução, a torta, por possuir uma estrutura naturalmente mais porosa e espessa, manteve uma k_c superior ao BR CARB 10, provavelmente devido à maior quantidade de espaços interconectados entre os grãos, mesmo sob compactação térmica.

CONCLUSÕES

Temperaturas elevadas aumentaram o volume filtrado, devido à menor viscosidade e relaxamento da torta. Este fenômeno foi observado em todas as formulações analisadas, reforçando a importância de considerar as condições térmicas no dimensionamento e na formulação dos fluidos.

Quanto à influência da concentração de carbonato de cálcio, identificou-se um comportamento não linear. Formulações com teor intermediário (BR CARB 10) apresentaram desempenho hidráulico mais equilibrado, combinando volumes de filtrado controlados, tortas de espessura moderada e permeabilidade adequada. Por outro lado, a formulação com maior concentração de sólidos (BR CARB 11) formou tortas mais espessas e resistentes, porém com menor permeabilidade, o que pode representar uma desvantagem operacional em determinados cenários. Já o fluido com menor concentração (BR CARB 9.2) produziu tortas finas, porém mais compactas, o que impacta diretamente sua resistividade.

Adicionalmente, os resultados obtidos oferecem subsídios importantes para futuros trabalhos focados na modelagem preditiva do comportamento de filtração e no desenvolvimento de fluidos tecnologicamente mais eficientes e ambientalmente mais seguros.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecm aos órgãos CAPES, CNPq, FAPEMIG e à empresa Petrobrás pelo apoio financeiro. Agradecem também à Faculdade de Engenharia Química, ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Química e a Universidade Federal de Uberlândia pela infraestrutura para o desenvolvimento deste trabalho.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALSABA M., ELGADDAFI R., ISMAEL A., MARAKE T., HERSI A. Laboratory Evaluation to Assess the Performance of a New Eco-Friendly Drilling Fluid Additive. *SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show*, 2024.

ELKATATNY SMM., MAHMOUD MAA., NASR-EL-DIN HAA. Characterization of Filter Cake Generated by Water-Based Drilling Fluids Using CT Scan. *SPE Drilling & Completion*, 2012.

FALAHATI, N. *Strength of Drilling Fluid Filter Cakes*. Tese (Doutorado) – University of Cambridge, 2020.

GHAZALI, M. F. et al. Experimental study of high temperature effects on bentonite-based drilling fluids. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2023.

KONG L., TANG J., LUO Y., YUAN F., LIN Y., TAO R. Construction and Evaluation of a Degradable Drilling Fluid for Underground Coalbed Methane Extraction Boreholes. *American Chemical Society*, 2024.

PETROBRAS. *Manual de fluidos/Engenharia de Poços*. 1ª ed. Rio de Janeiro, 2011.

RYABTSEV, A. et al. Optimizing bridging material concentrations for efficient filter cake formation. *AADE Fluid Conference*, 2022.

VRYZAS Z., KELESSIDIS VC. Nano-Based Drilling Fluids: A Review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017.

XIAO F., ZHU J., RAN Q., LIU G., JIANG G., ZHAO Z., ZHANG W., LI J. Reducing Mud Loss in Drilling Operations with High-Performance Plugging Agent. *Mediterranean Offshore Conference*, 2024.

ISBN: 978-65-5222-057-8

SEPARAÇÃO SÓLIDO-LÍQUIDO EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO ENVELHECIDOS: UMA ABORDAGEM POR ATENUAÇÃO DE RADIAÇÃO GAMA

Émerson Oliveira Ferreira[1], Thiago Royer Leão[2],
Gabriela Cristina Oliveira Santos[3], Flávia Marques Fagundes[4],
João Jorge Ribeiro Damasceno[5],Fábio de Oliveira Arouca[6]

[1-6]Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Química, Av. João Naves de Ávila, 2121, Bairro Santa Mônica, CEP 38400-902, Uberlândia/MG, Brasil.
[1]emerson.ferreira@ufu.br [2]thiagoroyer65@gmail.com, [3]gabriela.santos2@ufu.br, [4]flavia.fagundes@ufu.br, [7]damasceno@ufu.br, [6]arouca@ufu.br

RESUMO

Desde a etapa de prospecção até a obtenção dos derivados do petróleo, diversos processos operacionais são empregados, incluindo a perfuração de poços. Nessa fase, utilizam-se fluidos de perfuração que exercem funções essenciais, como o controle da pressão, a estabilização das paredes do poço, a remoção dos cascalhos, a lubrificação da broca e a manutenção dos sólidos em suspensão na ausência de fluxo. No entanto, esses fluidos podem ter suas propriedades alteradas em decorrência da exposição a variações de temperatura e da ação microbiológica. O presente estudo teve como objetivo avaliar o efeito do envelhecimento, simulado por meio da exposição do fluido a temperatura elevada, sobre a capacidade de um fluido de perfuração aquoso em manter partículas em suspensão. Foram analisadas duas amostras: (i) envelhecida em estufa a 65 °C por tempo determinado e (ii) não envelhecida. Durante o processo de envelhecimento, o deslocamento da interface de sedimentação foi monitorado até sua estabilização. Em seguida, ambas as amostras foram avaliadas quanto à distribuição de sólidos ao longo da coluna, por meio da Técnica de Atenuação de Raios Gama, e quanto ao comportamento reológico. Ambas as análises foram conduzidas em temperatura ambiente. Os resultados indicaram que o envelhecimento térmico modificou as características do fluido, aumentando sua capacidade de manter partículas suspensas nos testes de sedimentação. Os efeitos do envelhecimento sobre a sedimentação de sólidos em condições de parada ou confinamento do fluido ainda são pouco abordados na literatura, e os resultados apresentados revelam alterações relevantes nesse processo.

Palavras-chave: fluido de perfuração, envelhecimento térmico, sedimentação de sólidos, reologia, atenuação de raios gama.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A matriz energética global é fundamental para a sociedade moderna, impulsionando o desenvolvimento econômico e tecnológico. O petróleo, ainda um recurso essencial, demanda extração eficiente e segura, na qual os fluidos de perfuração desempenham um papel crucial. Definidos como substâncias utilizadas na perfuração de poços (American, 2005), esses fluidos controlam a pressão, estabilizam as paredes do poço, removem fragmentos da perfuração e lubrificam a broca (Wang, 2021).

Durante a perfuração, os fluidos podem ficar estagnados em situações como paradas operacionais ou após a cimentação. Nessas condições, as partículas suspensas sedimentam-se naturalmente, enquanto o fluido sofre variações de temperatura ao longo do poço.

Os fluidos de perfuração classificam-se em aquosos, gasosos ou não aquosos (óleo ou sintéticos). Os fluidos à base de água, majoritariamente compostos por água e aditivos químicos, possuem propriedades específicas (Caenn *et al*., 2017; Thomas, 2001).

Monitorar a separação sólido-líquido, especialmente em fluidos envelhecidos termicamente, é essencial para entender a sedimentação e a degradação das propriedades do fluido. A técnica de atenuação de raios gama (TARG) destaca-se como método não destrutivo, utilizando radiação eletromagnética para avaliar a concentração de sólidos em tempo real (Da Silva *et al*., 2014; Fagundes, 2019).

Este artigo investiga o efeito do envelhecimento térmico na sedimentação de sólidos em fluidos aquosos, utilizando a TARG sob diferentes condições operacionais.

MATERIAIS E METÓDOS

Este estudo foi conduzido utilizando um fluido de perfuração aquoso, denominado Baritina 9,2 ppg, fornecido pela Petrobras. A densidade do fluido foi determinada por picnômetria simples, resultando em um valor de 1,1082 g/mL. A concentração de sulfato de bário ($BaSO_4$) presente no fluido foi de 0,57% em volume, obtida por meio de análise em retorta, desconsiderando-se a presença de NaCl. A distribuição granulométrica do sulfato de bário foi determinada por difração a laser, utilizando o equipamento Malvern Mastersizer MAF5001. Os diâmetros característicos obtidos foram: D10 = 4,221 µm, D50 = 23,34 µm e D90 = 88,197 µm.

Para determinação do comportamento reológico do fluido foi utilizado o reômetro Brookfield R/S Plus, com spindle de geometria coaxial, na temperatura de 25 °C. As taxas de deformação aplicadas correspondem as velocidades de 3, 6 ,100, 200, 300 e 600 rpm, conforme indicado na norma API 13B-1. A avaliação do comportamento do fluido foi feita por meio dos parâmetros do modelo de *Power-law* (Equação1):

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$\tau = m\gamma^n \quad (1)$$

em que m e n são os índices de consistência e comportamento, respectivamente, τ indica a tensão cisalhante e γ representa a taxa de deformação.

Envelhecimento do fluido

O fluido foi separado em duas amostras, uma que foi envelhecida termicamente em uma proveta padrão. O envelhecimento se deu em uma estufa pré-aquecida a 65°C, onde o fluido permaneceu envelhecido por 16h. A outra amostra não foi sujeita ao envelhecimento térmico.

Ambas as amostras, envelhecida e não envelhecida, foram analisadas quanto a sedimentação de sólidos suspensos. Para tanto, na amostra envelhecida, esperou-se que a temperatura do fluido voltasse para a temperatura ambiente. Os fluidos tiveram suas amostras homozeneizadas instantes antes de iniciar o monitoramento da sedimentação.

Sedimentação dos sólidos suspensos.

O monitoramento da sedimentação foi realizado utilizando a TARG. As análises foram conduzidas em um sistema de direcionamento e detecção de radiação acoplado a uma estrutura metálica, equipada com uma plataforma móvel. Essa plataforma permite ajustar a posição do sistema na direção vertical, possibilitando a avaliação de diferentes alturas da amostra da base até o topo do recipiente. A Figura 1 ilustra o sistema.

O radioisótopo utilizado foi o Amerício-241. O sistema de detecção consistia em um cristal cintilador de iodeto de sódio ativado por tálio, um digibase para transformar e amplificar os sinais produzidos no cristal e o software Maestro, que registrava a intensidade da radiação (I) (I) em intervalos de tempo (segundos). A intensidade registrada foi corrigida com base no tempo de resolução do sistema (T), utilizando a Equação 2.

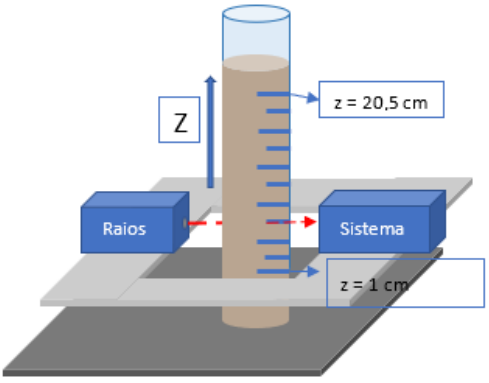


Figura 1: Sistema de análise de sedimentação.

$$R = \frac{I}{1 - TI} \quad (2)$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

em que R é a intesidade de radiação corrigida pelo tempo de resolução do sistema.

A partir da intensidade corrigida, calculou-se a concentração volumétrica de sólidos (ε_s) no ponto analisado, conforme a Equação 3:

$$\ln\left({}^{R_0}/_{R}\right) = \beta\, \varepsilon_s \tag{3}$$

sendo R_0 definido como a intensidade de radiação percebida no meio de estudo na região que não possui sólidos para atenuar os feixes, ou seja, na região de líquido clarificado, e o parâmetro β determinado pela curva de calibração. Todos os cálculos realizados nesse trabalho foram realizados seguindo esse procedimento, no software de análise de dados Excel.

O monitoramento da concentração volumétrica de sólidos foi realizado em oito posições ao longo da altura de cada amostra.

A velocidade de sedimentação das partículas suspensas (v_s) foi estimada com base na fase inicial do processo, correspondente à sedimentação livre. Adotaram-se as seguintes premissas: as paredes do recipiente não influenciam o movimento das partículas; o processo ocorre predominantemente no eixo vertical (z); as densidades do fluido e dos sólidos permanecem constantes; a velocidade calculada representa uma média do deslocamento da interface entre as fases ao longo do tempo. Considerou-se que a velocidade de sedimentação mantém-se constante para cada concentração específica, variando apenas quando há alteração na concentração - conforme demonstrado por Fagundes (2015) e Massarani (2002).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

O comportamento reológico do fluido Baritina 9.2, na temperatura de 25 °C, sem ter sofrido envelhecimento térmico, é apresentado por meio da curva de escoamento apresentada na Figura 2 e pelos parâmetros e coeficiente de determinação mostrados na Tabela 1.

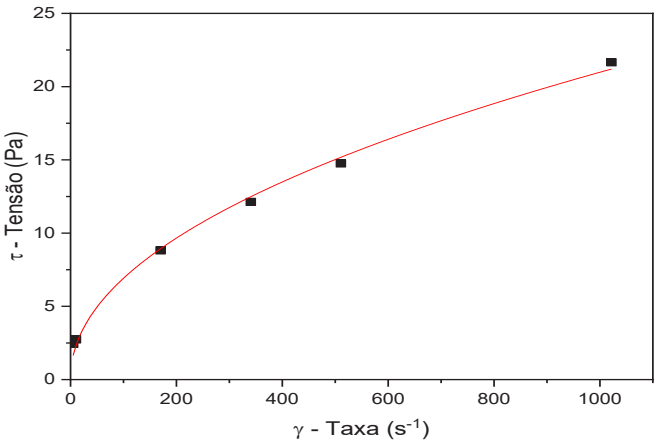


Figura 2: Reograma do fluido Baritina 9.2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1: Parâmetros e coeficiente de determinação de Power-law.

Fluido	m (Pa.s^n)	n (-)	R²
Baritina 9.2	0,752	0,482	0,995

O fluido apresenta comportamento pseudoplástico, evidenciado pela curvatura descendente dos resultados experimentais (Caenn *et al*., 2017). Esta característica foi confirmada pelo índice de comportamento (n) inferior a 1, que caracteriza a pseudoplasticidade do meio (Chhabra e Richardson, 2008; Caenn et al., 2017).

As amostras contendo Baritina 9.2 foram monitoradas durante 47 dias. Neste período, observou-se a estabilização dos valores de concentração volumétrica de sólidos para ambas as condições avaliadas (com e sem envelhecimento térmico). A Figura 3 apresenta as distribuições de concentração para: (a) amostra não envelhecida e (b) amostra envelhecida termicamente.

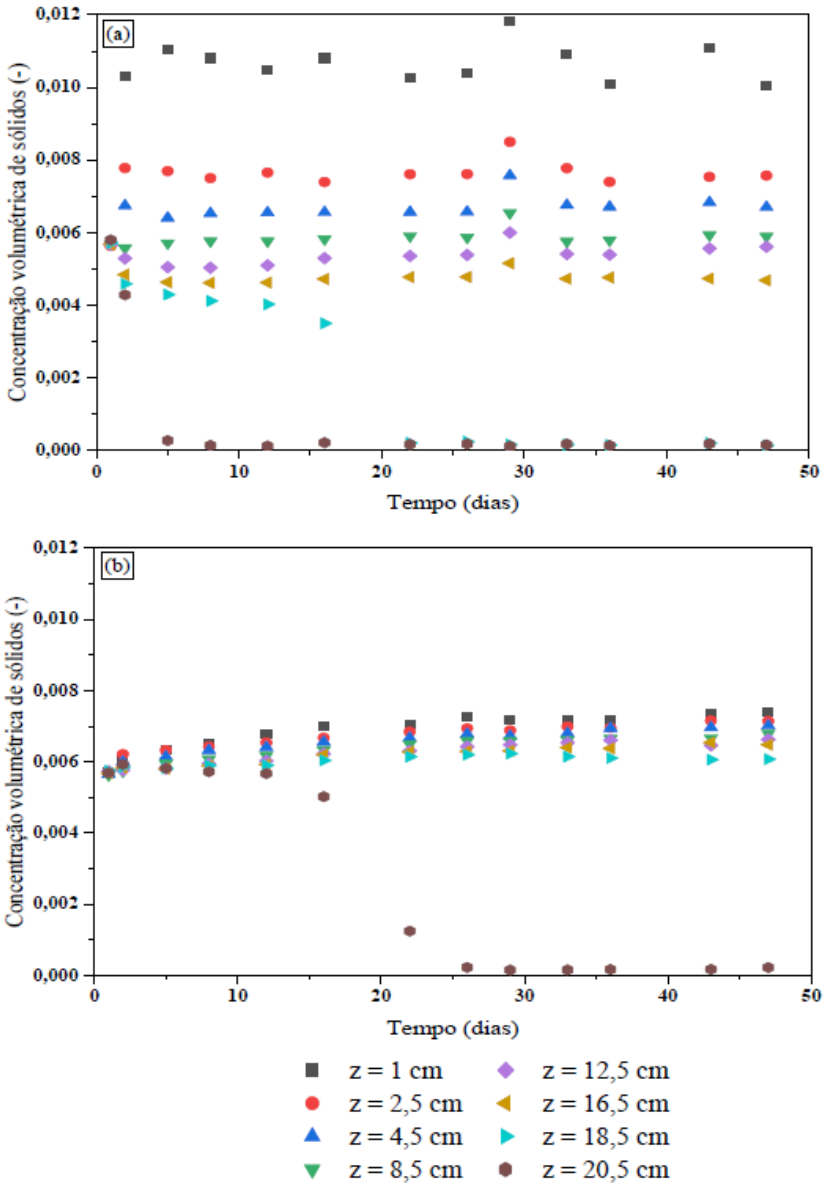


Figura 3: Distribuição da concentração de sólidos ao longo do tempo para a amostra

ISBN: 978-65-5222-057-8

As regiões observadas na Figura 3 podem ser relacionadas com a teoria de Kynch (1952). Em ambos os monitoramentos, sem e com envelhecimento, foi possível observar três regiões distintas.

Na parte superior da coluna, observou-se líquido clarificado (ε_s= 0), enquanto a região intermediária manteve concentração próxima à inicial. Na base, registraram-se as maiores concentrações de sólidos. O fluido envelhecido apresentou aumento de apenas 26,37% na base (versus 87,74% no não envelhecido), resultando em gradiente menos acentuado. Segundo Olise *et al*. (2017) e Da Costa Neto *et al*. (2021), o envelhecimento térmico pode alterar a densidade dos fluidos. Embora os fluidos estudados sejam diferentes, os dados sugerem que a temperatura modifica tanto a densidade quanto a distribuição de sólidos, explicando a menor concentração observada no fluido envelhecido.

A formação da região clarificada ocorreu em tempos distintos nos dois sistemas analisados. Conforme a Figura 3a, o fluido Baritina 9.2 não envelhecido apresentou clarificação após apenas 5 dias, indicando sedimentação mais rápida. Já no fluido termicamente envelhecido (Figura 3b), a clarificação só foi observada no 22° dia, mostrando que o tratamento térmico reduziu a velocidade de sedimentação. Os resultados indicam que o envelhecimento alterou as propriedades do fluido de perfuração, alinhando-se a estudos prévios: Nascimento *et al.* (2013) destacaram a influência da temperatura na viscosidade; Cristina *et al*. (2011) observaram que o envelhecimento aumenta parâmetros reológicos e de filtração; e Da Costa Neto *et al*. (2021) comprovaram efeitos da temperatura e tempo na densidade e viscosidade.

O envelhecimento térmico demonstrou impacto direto em múltiplos parâmetros dos fluidos de perfuração. Contudo, a avaliação sistemática da sedimentação de sólidos permanece como um aspecto relativamente pouco explorado na literatura, destacando a relevância dos presentes resultados.

Ao avaliar a inclinação da interface descendente, pôde-se calcular a velocidade de sedimentação livre das partículas, sendo os valores obtidos apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Velocidade de sedimentação livre das partículas.

Fluido	v_s (m/s)
Baritina 9.2 sem envelhecimento	5,05 x 10^{-07}
Baritina 9.2 com envelhecimento	2,14 x 10^{-07}

Conforme a Tabela 2, o fluido não envelhecido apresentou maior velocidade de sedimentação. Como ambos os fluidos eram idênticos antes do tratamento térmico, os resultados mostram que o aquecimento alterou suas características, reduzindo a sedimentação das partículas. Estudos anteriores (Nascimento *et al*., 2013; Mankinde *et al*., 2011; Sena e Farias, 2003; Srinivasan *et al*., 1958) comprovaram que a temperatura modifica as propriedades reológicas de fluidos aquosos e não aquosos. Como essas propriedades

ISBN: 978-65-5222-057-8

determinam a resistência do fluido, sua alteração afeta diretamente a velocidade de sedimentação, fenômeno intimamente ligado à reologia do meio. Embora este estudo não tenha avaliado diretamente os parâmetros reológicos do fluido envelhecido, os resultados corroboram essa relação, com sedimentação significativamente mais lenta na amostra tratada termicamente.

Ao final dos testes, observou-se material acinzentado depositado no fundo dos recipientes, indicando impurezas no sulfato de bário. Conforme Luz e Baltar (2008), esse material pode conter contaminantes como siderita e gipsita, comuns na indústria de petróleo. Embora dentro dos limites da API, essas impurezas podem causar problemas operacionais, como perda de circulação e danos à formação (Binder *et al*., 1981). Sobretudo, no fluido não envelhecido, as impurezas sedimentaram-se mais rapidamente, acumulando-se no fundo da proveta. Esses resultados reforçam a importância de monitorar contaminantes e seu comportamento durante a sedimentação.

Outro aspecto relevante é que estudos existentes sobre a variação temporal da concentração volumétrica de sólidos - mesmo em fluidos de perfuração - geralmente não consideram o envelhecimento térmico. Como demonstrado, esse fator afetou tanto o tempo de sedimentação quanto a formação do leito sedimentar. Diversos trabalhos avaliaram os efeitos da temperatura em: tensão de cisalhamento (Vallons; Arendt, 2009), propriedades reológicas (Nascimento *et al*., 2013; Olise *et al*., 2017; Makinde *et al*., 2011; Sena; Farias, 2003; Srini-Vasan *et al.*, 1958) e densidade (Da Costa Neto *et al*., 2021; Olise et al., 2017). Conforme evidenciado por esses autores, tais parâmetros podem apresentar variações (positivas ou negativas) dependendo da temperatura e tempo de exposição ao envelhecimento térmico. Essa influência é variável, pois cada fluido possui composição e propriedades específicas. A temperatura operacional e o tempo de exposição ao calor impactam diretamente as propriedades dos fluidos. A avaliação combinada dos efeitos térmicos sobre propriedades reológicas e comportamento de sedimentação pode fornecer dados cruciais para otimização de fluidos de perfuração aquosos. Estudos como os de Motta *et al*. (2017) e Nascimento *et al*. (2013) comprovam que a redução de viscosidade e alterações de densidade induzidas pelo calor podem acelerar a sedimentação dos sólidos.

CONCLUSÕES

O fluido analisado apresentou comportamento não newtoniano e pseudoplástico (n < 1 na Lei da Potência). O envelhecimento térmico reduziu a concentração de sólidos na base e o gradiente de concentração em comparação ao fluido não envelhecido, provavelmente devido a alterações induzidas pela temperatura.

O fluido não envelhecido sedimentou mais rapidamente, formando líquido clarificado em menor tempo. Importante destacar que estudos prévios sobre sedimentação (Santos *et al*., 2018; Fagundes *et al*., 2019; Moreira *et al*., 2017) não consideraram o envelhecimento térmico, que neste trabalho se mostrou crucial para o tempo de sedimentação e formação do leito.

ISBN: 978-65-5222-057-8

As impurezas do sulfato de bário sedimentaram-se mais rápido no fluido não envelhecido. A técnica de atenuação de raios gama mostrou-se eficaz para avaliação não destrutiva dos fluidos, sendo valiosa para estudos complementares de reologia e caracterização. A análise de fluidos envelhecidos é essencial por representar melhor as condições reais de operação, permitindo otimizações mais precisas.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem aos órgãos à empresa Petrobrás pelo apoio financeiro. Agradecem também à Faculdade de Engenharia Química, ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Química e a Universidade Federal de Uberlândia pela infraestrutura para o desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN. Drilling Fluids Processing Handbook. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2005.

BINDER, G. G.; CARLTON, L. A.; GARRETT, R. L. Evaluating Barite as a Source of Soluble Carbonate and Sulfide Contamination in Drilling Fluids. Journal of Petroleum Technology, v. 33, p. 2371–2376, 1981. DOI: 10.2118/10099-PA.

CAENN, R; DARLEY, HCH; GRAY, George R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. [S. l.: s. n.], 2017.

Chhabra, R.P., Richardson, J.F., 2008. Non-newtonian Flow and Applied Rheology: Engineering Applications, second ed. Butterworth-Heinemann.

CRISTINA, Renalle; MEDEIROS, Alves De; LIRA, Daniel Silveira; AMORIM, Luciana Viana. Influence of Aging of Drilling Fluids on the Risk of. no. 1986, 2011.

DA COSTA NETO, Bento Pereira; MOTA, Rui Carlos de Sousa; KUENTZER, Ricardo Guilherme; LEAL, Elba Gomes dos Santos. Variações das propriedades fisicoquimicas de um fluido de perfuração com biodiesel em função do tempo e da temperatura / Time and temperature variations in the physicochemical properties of a biodiesel drilling fluid. Brazilian Journal of Development, vol. 7, no. 12, p. 119712–119728, 2021. https://doi.org/10.34117/bjdv7n12-639.

DA SILVA, Renato César; DA SILVA, Roberta Maria; DA SILVA AQUINO, Kátia Aparecida. The interaction of gamma radiation with matter in the process of sterilization. Revista Virtual de Química, vol. 6, no. 6, p. 1624–1641, 2014. https://doi.org/10.5935/1984-6835.20140105.

FAGUNDES, F.M. Estudo da Estabilidade da Suspensão Constituinte do Fluido BrMul/Petrobras, Dissertação (Mestrado), Uberlândia, 2015.

FAGUNDES, F.M. Estudo da sedimentação de partículas em fluidos de perfuração utilizando a técnica de atenuação de raios gama. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Química) - Universidade Federal de Uberlândia.

FAGUNDES, F. M.; SANTOS, N. B.C.; MARTINS, A. L.; DAMASCENO, J. J.R.; AROUCA, F. O. Gravitational solid-liquid separation of water-based drilling fluids

ISBN: 978-65-5222-057-8

weighted with hematite through the gamma-ray attenuation technique. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 180, no. September 2018, p. 406–412, 2019. DOI 10.1016/j.petrol.2019.05.054. Available at: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.054.

FARIAS, Kássie Vieira; SENA, M. R. S. Estabilidade Térmica de Fluidos de Perfuração Aquosos - Estudo Preliminar. In: I Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível, 2015, Campina Grande - PB. I Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível, 2015.

HAMACHER, M. E. Um Estudo da Sedimentação Utilizando o Método da Atenuação de Raios Gama. Dissertação (Mestrado), Rio de Janeiro, UFRJ, 1978.

Kynch, G.J., 1952. A theory of sedimentation. Trans. Amer. Soc 166–176.

LUZ, A. B.; BALTAR, C. A. Barita. In: Rochas e Minerais Industriais no Brasil: usos e especificações. 2. ed. Rio de Janeiro: CETEM/MCTI, 2008. p. 295-310.

MAKINDE, F. A.; ADEJUMO, A. D.; AKO, C. T.; EFEOVBOKHAN, V. E. Modelling the effects of temperature and aging time on the rheological properties of drilling fluids. Petroleum and Coal, vol. 53, no. 3, p. 167–182, 2011.

Massarani, G., 2002. Fluidodinâmica Em Sistemas Particulados, second ed. E-Papers Serviços Editoriais.

Matos, Simone Pires de. Operações Unitárias: fundamentos, transformações e aplicações dos fenômenos físicos e químicos. São Paulo: Erica, 2015.

Moreira, B.A., Arouca, F.O., Damasceno, J.J.R., 2017. Analysis of suspension sedimentation in fluids with rheological shear-thinning properties and thixotropic effects. Powder Technol. 308, 290–297.

MOTTA, C. D.; PORFÍRIO, L. M.; GOMES, V. L. A. Estudo experimental do efeito da temperatura e da velocidade de sedimentação das emulsões. *Ciências Exatas e Tecnológicas*, v. 4, p. 129-136, 2017.

NASCIMENTO, R. C. A. M. et al. Degradação térmica de fluidos de perfuração argilosos aditivados com polímeros e lubrificante. *Matéria*, v. 18, 2013.

OLISE, Ogiriki Shadrach; EKAETTE, Ndienye; OKOLOGUME, Wilfred. Effect of Aging on Water Based Mud. International Journal of Engineering and Modern Technology, vol. 3, no. 5, p. 26–38, 2017.

SANTOS, Nara Brandão Costa; FAGUNDES, Flávia Marques; DE OLIVEIRA AROUCA, Fábio; DAMASCENO, João Jorge Ribeiro. Sedimentation of solids in drilling fluids used in oil well drilling operations. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 162, no. October 2017, p. 137–142, 2018. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.026.

Srini-vasan S (1958) The Effect of Temperature on the flow properties of caly - water drilling muds. AIME 213:438–439.

THOMAS, José Eduardo. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

ISBN: 978-65-5222-057-8

VALLONS, Katleen J.R.; ARENDT, Elke K. Effects of high pressure and temperature on the structural and rheological properties of sorghum starch. Innovative Food Science and Emerging Technologies, vol. 10, no. 4, p. 449–456, 2009. https://doi.org/10.1016/j.ifset.2009.06.008.

WANG, Q. Fluid Chemistry, Drilling and Completion. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2021.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO NUMÉRICO DO EFEITO DA FLUÊNCIA SALINA NA GEOMETRIA E ESTABILIDADE DE POÇOS DE PETRÓLEO

Alfred Deyvis Huari Centeno[1], Anuar Miguel Abib Onofre[1], Marco Antônio Luersen[1], Admilson T. Franco[1], Alex Tadeu de Almeida Waldmann[2]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) – Campus Curitiba, alfred@alunos.utfpr.edu.br, anuar@alunos.utfpr.edu.br, luersen@utfpr.edu.br, admilson@utfpr.edu.br,
[2]CENPES/Petrobras, awaldmann@petrobras.com.br.

RESUMO

Neste trabalho é apresentado o estudo numérico investigando os efeitos da fluência salina (“salt creep”) na evolução da geometria de poços de petróleo perfurados em formações salinas. A análise é realizada por meio de modelagem por elementos finitos, com ênfase em sais característicos do pré-sal brasileiro, como halita e carnalita. São desenvolvidos modelos bidimensionais, em regime de deformação plana e axissimétrico, para simular a deformação viscoelástica do sal ao longo do tempo. A fluência é representada por leis constitutivas distintas para as fases primária (transiente), modelada por lei de potência, e secundária (regime permanente), descrita por modelo de duplo mecanismo. A ocorrência de dano na fase terciária (acelerativa) é avaliada com envelope de dilatação. Os resultados indicam que a fluência provoca elevada taxa de fechamento nas primeiras horas após a perfuração, seguido por deformação mais lenta e contínua com o tempo. A carnalita apresenta maior deslocamento (fechamento) por fluência, resultando em menores tensões desviadoras residuais em comparação com a halita. A metodologia numérica adotada permite avaliar os efeitos da reologia do sal na estabilidade do poço e oferece subsídios relevantes para o planejamento de operações seguras em rochas salinas. A abordagem reforça a importância de considerar adequadamente o comportamento viscoelástico dos sais na predição do alargamento ou fechamento da seção aberta do poço. Ressalta-se, contudo, que o caliper final do poço resulta da interação entre múltiplos fenômenos físicos, entre os quais se destaca a dissolução salina, a ser abordada em trabalhos subsequentes.

Palavras-chave: rochas salinas, fluência, fechamento de poço, simulação numérica.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A perfuração de poços de petróleo em formações salinas apresenta desafios geotécnicos significativos, impulsionados principalmente pelo comportamento mecânico peculiar desses materiais. Rochas salinas, como a halita (composta predominantemente por cloreto de sódio) e a carnalita (um cloreto hidratado de potássio e magnésio), são frequentemente encontradas em sequências evaporíticas associadas a reservatórios de hidrocarbonetos, como os do pré-sal brasileiro. Diferentemente da maioria das rochas sedimentares, as rochas salinas exibem um pronunciado comportamento viscoelástico, caracterizado pelo fenômeno da fluência ("creep"). A fluência é a deformação lenta e contínua da rocha ao longo do tempo, mesmo sob um estado de tensão constante, e é fortemente influenciada pela temperatura e pela tensão diferencial aplicada.

O comportamento de fluência é tradicionalmente dividido em três fases distintas (Dias *et al.*, 2023), conforme ilustrado esquematicamente na Figura 1: (a) Fluência Primária ou transiente, onde a taxa de deformação diminui com o tempo; (b) Fluência Secundária ou de regime permanente, caracterizada por uma taxa de deformação aproximadamente constante; e (c) Fluência Terciária ou acelerativa, onde a taxa de deformação aumenta rapidamente, podendo levar à ruptura do material. A compreensão e a correta modelagem dessas fases são cruciais para prever a evolução da geometria e garantir a estabilidade de poços perfurados nessas formações.

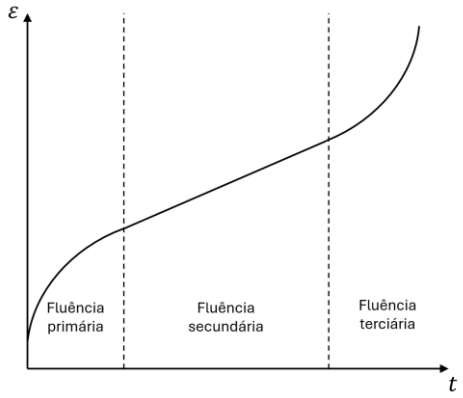


Figura 1: Gráfico de deformação-tempo para fluência primária, secundária e terciária

Além da análise de fechamento e estabilidade de poços, a compreensão do comportamento reológico do sal é essencial para prever a integridade do revestimento de poço (Wang e Samuel, 2016) e de cavernas salinas (Brunetta *et al.*, 2023) sob carregamentos geostáticos.

METODOLOGIA

Neste estudo, a investigação do efeito da fluência salina na geometria e estabilidade de poços de petróleo foi conduzida por meio de modelagem numérica utilizando o método dos elementos finitos (MEF). O

ISBN: 978-65-5222-057-8

O MEF é uma ferramenta consagrada para simular o comportamento de geomateriais, permitindo a análise de problemas complexos com geometrias e condições de contorno variadas. As simulações deste trabalho foram realizadas utilizando o software comercial ANSYS. A ênfase das análises foram rochas salinas representativas das formações do pré-sal brasileiro, especificamente a halita e a carnalita. Para simular o comportamento viscoelástico desses materiais sob as condições de perfuração, foram desenvolvidos modelos bidimensionais (2D).

Modelos geomecânicos bidimensionais – tanto em estado plano de deformações quanto axissimétricos – são frequentemente empregados para a simulação da fluência em rochas salinas no contexto de poços de petróleo, representando uma economia computacional considerável frente a modelos tridimensionais, mantendo boa aproximação para muitos cenários. Foram considerados dois tipos de idealização para as análises 2D, conforme ilustrado esquematicamente na Figura 2:

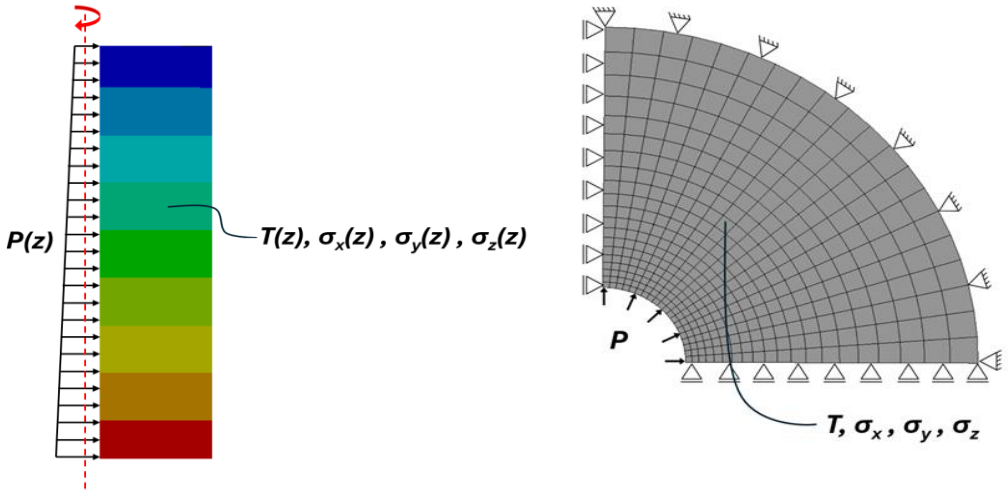


Figura 2: Modelos axissimétrico e estado plano de deformações

- Deformação Plana (Estado Plano de Deformações - EPD): Esta abordagem é uma idealização clássica para seções transversais de estruturas longas, onde se assume que o comprimento da estrutura (na direção do eixo do poço) é significativamente maior que suas dimensões transversais, e que as deformações axiais são desprezíveis em comparação com as deformações no plano da seção (Firme, 2013). No caso de poços, onde as condições de carregamento e geotérmicas variam com a profundidade, esta idealização é adaptada para um estado "pseudo-plano" de deformações (EPPD).

- Axissimétrico: Esta representação é utilizada para simular o poço como um corpo de revolução em torno de seu eixo longitudinal, sendo apropriada para poços verticais onde a geometria, carregamentos e propriedades do material exibem simetria em relação a esse eixo. Permite

ISBN: 978-65-5222-057-8

considerar variações nas condições de carregamento e propriedades ao longo da profundidade do poço (Firme, 2013).

A simulação da fluência salina – a deformação progressiva da rocha sob tensão ao longo do tempo – foi abordada considerando-se suas distintas fases: primária, secundária e terciária.

A fluência primária (transiente), caracterizada por uma taxa de deformação que decresce com o tempo, foi modelada utilizando uma Lei de Potência. A Lei de Potência, em sua forma clássica, relaciona a deformação por fluência (ε) com a tensão desviadora (σ_d), tempo (t), temperatura (T) (Botelho, 2008). A formulação específica utilizada neste estudo para a deformação por fluência primária, baseada neste conceito, foi:

$$\dot{\varepsilon} = AT^{v}\sigma_d^{p}t^{m} \tag{1}$$

onde A, v, p, e m são constantes do material específicas para a halita e carnalita neste estudo, ajustadas com base em dados representativos do comportamento desses sais.

Para a fluência secundária (regime permanente), onde a taxa de deformação por fluência ($\dot{\varepsilon}$) se torna aproximadamente constante sob condições de tensão e temperatura constantes, utilizou-se um modelo de duplo mecanismo. Este modelo é uma analogia à Lei Visco-plástica de Múltiplos Mecanismos e considera a supremacia de um mecanismo de deformação sobre os demais de acordo com o nível de tensão desviadora. No presente trabalho, a lei constitutiva para a taxa de deformação na fluência secundária foi:

$$\dot{\varepsilon} = \dot{\varepsilon}_0 exp\left(\frac{Q}{RT_0} - \frac{Q}{RT}\right)\left(\frac{\sigma_d}{\sigma_0}\right)^{n}, n = \begin{cases} n_1, \sigma_d < \sigma_0 \\ n_2, \sigma_d > \sigma_0 \end{cases} \tag{2}$$

onde $\dot{\varepsilon}_0$ é a taxa de deformação de referência, Q é a energia de ativação, R a constante universal dos gases, T a temperatura absoluta, T_0 uma temperatura de referência, σ_d a tensão desviadora, σ_0 uma tensão de referência de transição entre os mecanismos (Firme *et al.*, 2018).

A implementação numérica dos modelos foi validada através da simulação do ensaio de compressão triaxial e comparação com os resultados de Poiate (2012).

A avaliação da fluência terciária (acelerativa) e o potencial de dano por dilatação da rocha foram investigados utilizando um envelope de dilatação. Quando níveis elevados de tensão e deformação acumulada são atingidos, o sal pode sofrer dilatação, provocando a abertura de microfissuras. A transição entre os domínios compressivo e de dilatação ocorre ao longo de uma faixa, definida como um envelope de dilatação. O critério de DeVries é um dos envelopes de dilatação conhecidos, derivado de ensaios em sal de alta pureza, e considera a influência da tensão média e do ângulo de Lode. A forma específica utilizada neste trabalho para o envelope de dilatação de DeVries foi (DeVries *et al.*, 2005):

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$\sigma_{d,cr} = \left(\frac{D_1(|3\sigma_m|)^k + T_0}{\sqrt{3}\cos\theta - D_2 \sin\theta} \right) \sqrt{3} \quad (3)$$

com o ângulo de Lode θ sendo:

$$\theta = \frac{1}{3} arcsen \left(\frac{-3\sqrt{3}J_3}{2J_2^{3/2}} \right) \quad (4)$$

onde D_1, D_2 são parâmetros do material, T_0 um parâmetro de temperatura do critério, σ_m é a tensão média confinante, e J_2 e J_3 são o segundo e o terceiro invariantes do tensor de tensões desviadoras, respectivamente.

As simulações numéricas foram realizadas no software comercial ANSYS, que possui capacidade para análises do comportamento mecânico de materiais e possibilidade de implementação de leis constitutivas customizadas.

Para as simulações numéricas, foram adotados os seguintes parâmetros globais de entrada, representativos de condições de perfuração em formações salinas profundas: uma tensão geoestática inicial de 41 MPa, uma pressão do fluido de perfuração de 27 MPa, uma temperatura de formação de 50 °C, um tempo total de simulação de 20 dias e um diâmetro nominal do poço de 400 mm.

Nos modelos axissimétricos, a variação da tensão geoestática, da pressão do fluido de perfuração e da temperatura com a profundidade foi considerada para refletir os gradientes presentes *in situ*. A metodologia de modelagem, incluindo a discretização da malha e a aplicação das condições de contorno, baseou-se em abordagens validadas para problemas geomecânicos análogos.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

As simulações numéricas realizadas permitiram uma análise detalhada da evolução do estado de tensões nas rochas salinas (halita e carnalita) e da consequente alteração na geometria do poço ao longo de um período de 20 dias após a perfuração. Os resultados obtidos são apresentados e discutidos a seguir.

Uma análise comparativa do comportamento da halita e da carnalita em relação à tensão desviadora residual é apresentada na Figura 3. Esta figura compara os campos de tensão desviadora para ambos os tipos de sal após os 20 dias de simulação. A tensão desviadora é o principal agente motriz da deformação por fluência. À medida que a rocha flui, ocorre um relaxamento e redistribuição dessas tensões. Em consonância com as diferentes taxas de fluência esperadas para os dois sais, e como indicado no resumo deste estudo, a carnalita, por apresentar maior deslocamento (fechamento) por fluência, resulta em menores tensões desviadoras residuais em comparação com a halita. Este achado sugere que, embora a carnalita possa levar a um fechamento mais acentuado do poço, sua maior capacidade de relaxar tensões pode ser um fator relevante a ser considerado na análise de estabilidade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

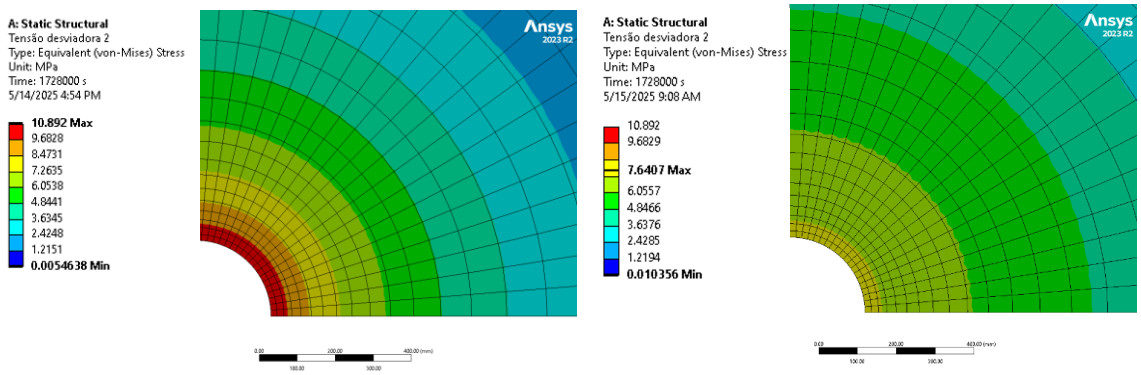


Figura 3: Tensão desviadora halita/carnalita ao final da simulação

O efeito predominante da fluência salina, impulsionado por estas tensões desviadoras, é o fechamento progressivo da seção aberta do poço. A Figura 4 ilustra a magnitude e a cinética deste fenômeno de forma geral. Conforme antecipado pelo comportamento viscoelástico dos sais, os resultados indicam que a fluência provoca elevada taxa de fechamento nas primeiras horas após a perfuração, seguido por uma deformação mais lenta e contínua com o tempo. Esta resposta é característica da transição da fluência primária para a secundária. A rápida convergência inicial pode impor desafios operacionais significativos, como o risco de aprisionamento de ferramentas, caso o tempo de exposição da seção aberta não seja adequadamente gerenciado.

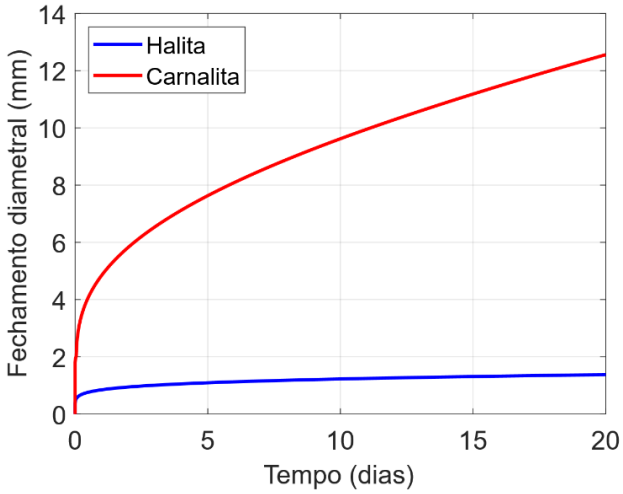


Figura 4: Fechamento de poço

Detalhes adicionais sobre o campo de tensões podem ser observados na Figura 5. Esta figura apresenta a distribuição deste campo de tensões ao redor do poço ao final do período simulado para um dos sais ou em uma condição específica. Observa-se uma concentração de tensões desviadoras na vizinhança imediata da parede do poço, diminuindo gradualmente com o afastamento radial em direção ao maciço rochoso não perturbado, refletindo o estado de tensões após o processo de relaxamento por fluência.

ISBN: 978-65-5222-057-8

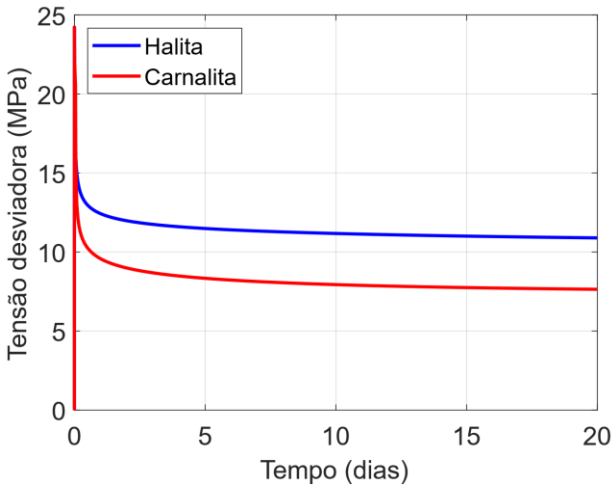


Figura 5: Tensão desviadora

A avaliação do risco de dano na formação e a potencial iniciação da fluência terciária foram investigadas por meio do envelope de dilatação, conforme representado na Figura 6. Esta análise compara o estado de tensões (tensão média e tensão desviadora) nos pontos mais críticos da rocha ao redor do poço com o limite de dilatação do material, conforme o critério de DeVries, por exemplo. A ultrapassagem deste envelope indicaria que a rocha entrou em um regime de deformação volumétrica, com desenvolvimento de microfissuras, o que poderia comprometer a integridade do poço e acelerar a taxa de fechamento, caracterizando a ocorrência de dano na fase terciária (acelerativa) avaliada com envelope de dilatação. Como todos os pontos obtidos nas simulações numéricas se encontram abaixo da curva, é possível concluir que o sal não atinge o regime de dilatação durante o período observado. Os resultados desta análise são cruciais para definir limites seguros de operação e para o dimensionamento de estratégias de mitigação.

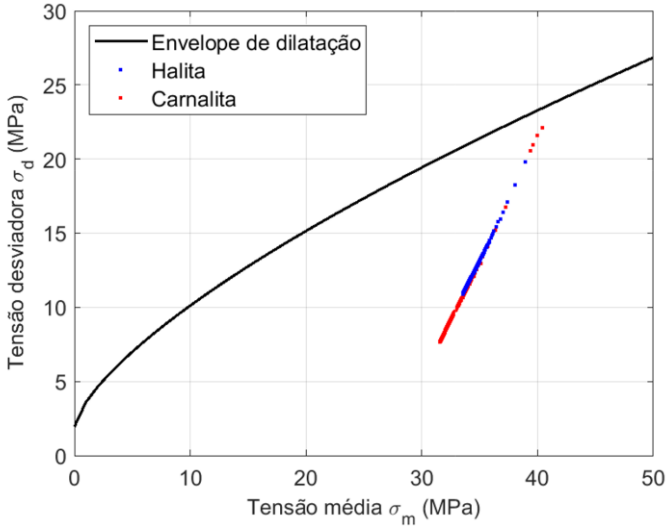


Figura 6: Envelope de dilatação e posições correspondentes, em termos de tensões, da halita e carnalita para os casos estudados

ISBN: 978-65-5222-057-8

A superior capacidade de fluência da carnalita, já indicada pela análise comparativa das tensões desviadoras residuais (Figura 3), é evidenciada de forma mais específica em termos de deformação na Figura 7. Utilizando um modelo axissimétrico, que considera variações de tensão e temperatura com a profundidade, esta figura ilustra o perfil de fechamento para a carnalita em um intervalo de profundidade específico (entre 40 e 60 metros no modelo). A magnitude do fechamento demonstrada nesta figura reforça a observação de que a carnalita apresenta maior deslocamento (fechamento) por fluência e a necessidade de atenção especial no projeto de perfuração em camadas espessas deste tipo de sal.

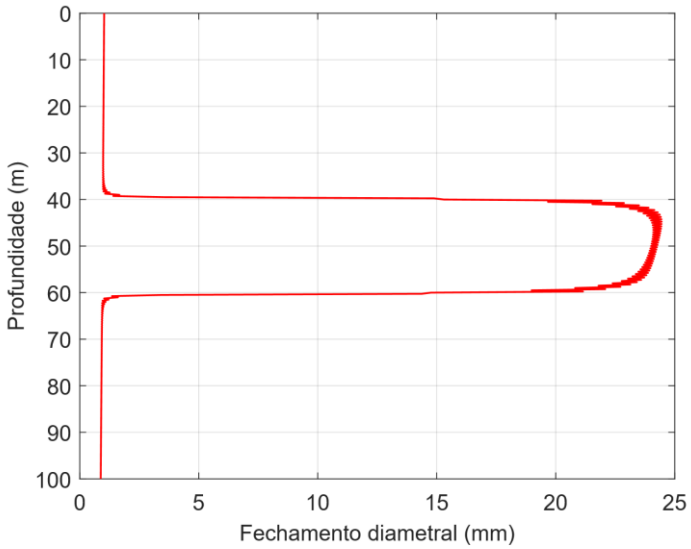


Figura 7: Fechamento de poço - modelo axissimétrico (carnalita de 40 a 60 m)

Em síntese, os resultados demonstram que a metodologia numérica adotada permite avaliar os efeitos da reologia do sal na estabilidade do poço e quantificar impacto da fluência na geometria da escavação. A abordagem reforça a importância de considerar adequadamente o comportamento viscoelástico dos sais na predição do alargamento ou fechamento da seção aberta do poço, fornecendo subsídios relevantes para o planejamento de operações seguras em rochas salinas.

CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um estudo numérico dos efeitos da fluência salina na evolução da geometria e na estabilidade de poços de petróleo perfurados em formações salinas, com foco específico na halita e carnalita, representativas do pré-sal brasileiro. A metodologia empregou modelos bidimensionais de elementos finitos, considerando regimes de deformação plana e axissimétrico, e leis constitutivas distintas para as fases primária e secundária da fluência, além da avaliação da fase terciária por meio de um envelope de dilatação.
As principais conclusões derivadas das simulações e análises são:

ISBN: 978-65-5222-057-8

1. O fenômeno da fluência salina exerce uma influência significativa na geometria do poço, induzindo um processo de fechamento que se manifesta com uma elevada taxa nas primeiras horas após a perfuração, sucedida por uma deformação mais lenta, porém contínua ao longo do tempo. Este comportamento bifásico é consistente com a transição da fluência primária para a secundária.
2. Observou-se um comportamento reológico distinto entre os sais analisados. A carnalita demonstrou uma maior propensão ao deslocamento (fechamento) por fluência quando comparada à halita. Como consequência direta desta maior deformabilidade, a carnalita tendeu a apresentar menores tensões desviadoras residuais na rocha circundante ao poço ao final do período simulado.
3. A metodologia numérica adotada provou ser uma ferramenta eficaz para avaliar os complexos efeitos da reologia do sal na estabilidade do poço. A capacidade de modelar as diferentes fases da fluência e de comparar o comportamento de distintos tipos de sal oferece subsídios relevantes e quantitativos para o planejamento de operações de perfuração mais seguras e eficientes em rochas salinas.
4. O estudo reforça a importância crítica de se considerar adequadamente o comportamento viscoelástico dos sais durante o projeto de poços. A predição precisa do alargamento ou fechamento da seção aberta do poço depende fundamentalmente da incorporação desses mecanismos de deformação dependentes do tempo.
5. Ressalta-se, contudo, que as previsões apresentadas focaram no mecanismo de fluência. O caliper final do poço, em condições de campo, resulta da interação entre múltiplos fenômenos físicos. Entre estes, destaca-se a dissolução salina pela interação com o fluido de perfuração, um fator que não foi objeto deste estudo específico, mas que deverá ser abordado em trabalhos subsequentes para uma compreensão ainda mais completa da estabilidade de poços em formações evaporíticas.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro da PETROBRAS S/A (TC 0050.0125962.23.2).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BOTELHO, F. V. C. Análise Numérica do Comportamento Mecânico do Sal em Poços de Petróleo. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: https://doi.org/10.17771/PUCRio.acad.12391.

ISBN: 978-65-5222-057-8

BRUNETTA, R. F. da S.; KORMANN, A. C. M.; GUBAUA, J. E.; PEREIRA, J. T. Analysis of the creep and dilatant behavior of a salt cavern in long-term using Brazilian geotechnical properties. **Soils and Rocks**, v. 46, n. 03 p. e2023006722, 2023. Disponível em: https://doi.org/10.28927/SR.2023.006722.

DEVRIES, K. L.; MELLEGARD, K. D.; CALLAHAN, G. D.; GOODMAN, W. M. **Cavern Roof Stability for Natural Gas Storage in Bedded Salt**. Rapid City, South Dakota, 2005. Technical Report. Disponível em: https://netl.doe.gov/node/2638.

DIAS, W.; ROEHL, D.; MEJIA, C; SOTOMAYOR, P. Cavern integrity for underground hydrogen storage in the Brazilian pre-salt fields. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 48, n. 69, p. 26853-26869, 2023. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.292.

FIRME, P. A. L. P. **Modelagem Constitutiva e Análise Probabilística Aplicadas a Poços em Zonas de Sal**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: https://doi.org/10.17771/PUCRio.acad.23909.

FIRME, P. A. L. P.; BRANDAO, N. B.; ROEHL, D.; ROMANEL, C. Enhanced double-mechanism creep laws for salt rocks. **Acta Geotechnica**, v. 13, p. 1329-1340, 2018. Disponível em: https://doi.org/10.1007/s11440-018-0689-7.

POIATE JUNIOR, E. **Mecânica das rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal**. 2012. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: https://doi.org/10.17771/PUCRio.acad.34904.

WANG, H.; SAMUEL, R. 3D geomechanical modeling of salt-creep behavior on wellbore casing for presalt reservoirs. **SPE Drilling & Completion**, v. 31, n. 04, p. 261-272, 2016. Disponível em: https://doi.org/10.2118/166144-PA.

ISBN: 978-65-5222-057-8

APLICAÇÃO DE MICROESFERAS OCAS DE VIDRO NA REDUÇÃO DA DENSIDADE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DRILL-IN

Juliana de C. Camargo[1], Heitor O. N. Altino[2], José A. S. Júnior[3], Marina S. Pereira[4], Claudio R. Duarte[5], Kaio A. Gonzaga[6]

[1]Universidade Federal de Uberlândia, julianadecrylh@gmail.com, [2]Universidade Federal de Uberlândia, heitor.engquimica@gmail.com, [3]Universidade Federal de Uberlândia, josealair0@hotmail.com,[4]Universidade Federal de Uberlândia, marinasp@ufu.br, [5]Universidade Federal de Uberlândia, claudiofequfu@gmail.com,[6]PETROBRAS, kaiogonzaga@petrobras.com.br.

RESUMO

Formulações inovadoras de fluidos de perfuração otimizam a construção e estabilidade de poços. Poços que requerem fluidos de baixa densidade são tecnicamente desafiadores. O objetivo deste trabalho foi avaliar o uso de esferas ocas de vidro na redução da densidade de fluidos *drill-in* aquosos. Para isso, foram produzidas diferentes formulações variando concentrações de calcário (0–25 bl/bbl) e esferas ocas de vidro (0–28 bl/bbl) de forma sistemática. Mediu-se a densidade, o volume de filtrado e parâmetros reológicos, o último analisado em 30°C e 60°C. Com os dados experimentais obtidos, foi gerada uma equação empírica que relaciona a densidade com a concentração de esferas de vidro e de calcário. Para avaliar a viabilidade operacional do uso desse material, também foram medidas as densidades *bulk* aerada e compactada das esferas ocas. Os resultados demonstraram uma redução linear da densidade com o aumento da concentração de esferas de vidro. Houve uma redução de até 0,50 ppg sem que as propriedades do fluido fossem comprometidas. Como esperado, observou-se um aumento linear da densidade com o aumento da concentração de calcário. A equação empírica obtida mostrou-se eficaz na previsão da densidade, com um coeficiente de determinação de 0,997. O volume de filtrado manteve-se abaixo de 10 mL para concentrações de esferas abaixo de 18 lb/bbl. As análises reológicas indicaram que quanto maior a concentração de esferas maior a tensão de cisalhamento, no entanto, em todos os casos o comportamento pseudoplástico do fluido foi mantido. Da análise de viabilidade operacional, o estudo propõe um modelo para estimar a máxima concentração de esferas e densidade esperada de acordo com o volume de fluido a ser produzido, considerando limitações logísticas. Este estudo demonstrou a promissora aplicação de esferas de vidro em fluidos *drill-in* para redução de densidade, oferecendo um avanço para a formulação de fluidos aquosos.

Palavras-chave: fluidos de perfuração aquosos, esferas ocas de vidro, densidade, controle de filtrado.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A constante busca por novas tecnologias que otimizem os processos da indústria de petróleo e gás tem motivado diversas pesquisas, considerando que esse setor representa cerca de 10% do PIB nacional (IBP, 2024) e é essencial para o fornecimento de matérias-primas em áreas como produção de plásticos, tecidos e produtos farmacêuticos. Para viabilizar a extração de petróleo e gás, torna-se necessário o estudo e aprimoramento das operações de perfuração, incluindo os fluidos de perfuração, componentes fundamentais para o sucesso da atividade.

O fluido de perfuração exerce funções essenciais durante a operação, como resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração, transportar os cascalhos para a superfície, manter a estabilidade do poço e conter a pressão da formação, evitando problemas como o kick (Thomas, 2001). Para isso, é fundamental que esse fluido atenda às especificações de cada cenário geológico, respeitando a janela de operação entre a pressão de poros e a pressão de fratura (Kuehn, 2014).

Os fluidos de perfuração são sistemas complexos, compostos por fases líquidas, sólidas e, eventualmente, gasosas. Podem ser classificados em fluidos à base de água, à base de óleo ou aerados, sendo projetados de acordo com as características do poço (Petrobras, 2011). Os fluidos aquosos, por exemplo, utilizam a água como meio dispersante, e são formulados com argilas, polímeros e aditivos químicos específicos que controlam propriedades como reologia, filtrado, pH e densidade (Petrobras, 2011; Thomas, 2001).

Com o aumento das reservas de petróleo e gás natural no Brasil — um crescimento de 6,98% em 2023 em relação ao ano anterior, segundo o Boletim Anual de Recursos e Reservas (ANP, 2024) — intensificam-se também os desafios técnicos nas operações de perfuração. Entre eles, destaca-se a necessidade de fluidos com densidade reduzida para lidar com zonas de baixa pressão ou com risco de fratura. Nesses casos, o uso de esferas de vidro, pode ser uma alternativa viável para ajustar as propriedades dos fluidos sem comprometer a estabilidade do poço (Konbul, 2020).

Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo estudar o uso de esferas ocas de vidro na redução da densidade de fluidos drill-in aquosos, avaliando em paralelo seu efeito no volume de filtrado e propriedades reológicas em diferentes temperaturas. Com base nos dados obtidos, desenvolveu-se uma equação empírica capaz de prever a densidade em função da concentração de esfera de vidro e calcário. A viabilidade operacional do uso desse material também foi avaliada através de um levantamento da menor densidade possível de fluido que possa ser efetivamente implementada em campo. Esse estudo foi feito considerando o espaço disponível em campo para armazenamento das esferas, o volume de fluido a ser produzido e a densidade bulk do material.

METODOLOGIA

Foram produzidos fluidos aquosos com a composição mostrada na Tabela 1 e foi avaliado e efeito da concentração de calcário e de esferas de vidro em parâmetros importantes como densidade, volume de filtrado e reologia.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1: Composição dos Fluidos e Concentração dos Componentes

Componentes	Concentração (lb/bbl)
Água destilada	QSP
Bicarbonato de Sódio	0,5
Goma Xantana	2
HPA	6
KCl	15,7
Inibidor de folhelhos	3,5
Glutaraldeído	0,2
Antiespumante	0,2
Óxido de Magnésio	1
Calcário	0 - 25
Esferas de Vidro	0 – 28,125

QSP: Quantidade suficiente para o preparo de 250 mL de amostra.

Preparo dos fluidos de perfuração

A Tabela 2 mostra os diferentes fluidos produzidos com as respectivas concentrações de calcário e esfera de vidro. As concentrações dos demais componentes foram mantidas constantes conforme Tabela 1. O calcário utilizado apresenta granulometria de 2-44 mm. As esferas ocas de vidro são da 3M® e possuem densidade de 0,46 g/cm^3. Os fluidos foram produzidos em um reator encamisado a 20°C, utilizando um misturador Silverson®. O calcário e as esferas de vidro foram sempre os últimos compostos adicionados e a quantidade adicionada foi de acordo com o proposto na Tabela 2. Após a adição desses componentes o fluido foi mantido sob agitação por 15 minutos para garantir a completa homogeneização.

Tabela 2: Fluidos produzidos

Fluido	Nomenclatura	Calcário (lb/bbl)	Esfera de Vidro (lb/bbl)
1	C0EV0	0	0
2	C10EV0	10	0
3	C20EV0	20	0
4	C25EV0	25	0
5	C25EV9	25	9,375
6	C25EV18	25	18,75
7	C25EV23	25	23,438
8	C25EV28	25	28,125
9	C20EV11	20	11
10	C10EV10	10	10

Ensaios experimentais para análise dos fluidos

A densidade foi medida utilizando uma balança de lama pressurizada da marca Fann®, modelo 141. O valor de densidade desejável é o menor tecnicamente possível. Os resultados obtidos dos fluidos 1 a 8 foram utilizados para ajuste de um modelo de regressão linear que prevê a densidade do fluido em função da concentração de esferas de vidro e de calcário. Os resultados obtidos nos fluidos 9 e 10 foram utilizados para validação do modelo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

O volume de filtrado foi medido utilizando-se um filtro-prensa HTHP da marca Fann®. Para isso, foi aplicada uma pressão de 500 psi ± 5 psi à temperatura de 65°C durante 30 minutos. Cada ensaio requer uma amostra de 50 mL de fluido, atendendo à norma API 13B-1 (API, 2009). São considerados aceitáveis os valores de volume de filtrado inferiores a 10 mL.

A análise de reologia do fluido foi realizada em um reômetro Brookfield R/S+ com spindle CC-40. Foi aplicada uma variação na taxa de cisalhamento de 0 a 600 RPM e registradas as respectivas tensões de cisalhamento, esse procedimento foi realizado a 30°C e 60°C. O comportamento reológico esperado é de um fluido pseudoplástico.

Análise da viabilidade operacional do uso de esferas de vidro em campo

Inicialmente foram medidas as densidades bulk aerada e compactada das esferas de vidro de acordo com Altino et al. (2021). Para os cálculos de viabilidade operacional utilizou-se a média entre as densidades bulk aerada e compactada.

Considerando as limitações de campo na produção do fluido, foi estimada a menor densidade do fluido operacionalmente viável de acordo com a quantidade de fluido a ser produzida e em função de diferentes concentrações de calcário e esferas de vidro. Para isso, determinou-se a máxima concentração de esferas de vidro operacionalmente viável em cada cenário (Equação 1), considerando um espaço disponível de 95 m³ (capacidade de armazenamento) e densidade bulk média de 243,98 g/l.

$$EV = \frac{capacidade\ de\ armazenamento \cdot densidade bulk\ média}{volume\ de\ fluido\ produzido} = \frac{51020{,}97}{V} \quad (1)$$

Sendo V o volume de fluido produzido na sonda em bbl e EV a concentração de esferas de vidro operacionalmente viável em lb/bbl. Foi avaliada produção total de fluido de 5.000 a 7.000 bbl. Para se obter a menor densidade de fluido possível em cada cenário a concentração máxima de esferas obtida pela Equação 1 foi utilizada para o cálculo da densidade do fluido.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Densidade

A Figura 1 mostra os resultados de densidade obtidos para cada fluido produzido. Observa-se que o aumento de 10 lb/bbl de calcário resultou em um aumento de 0,15 ppg na densidade (C0EV0, C10EV0, C20EV0); isso se deve à densidade do calcário, que varia entre 2,6 e 2,7 g/cm³ (Newpark, 2012). Por outro lado, o aumento da concentração de esferas de vidro levou à diminuição de até 0,70 ppg de densidade (C25EV9, C25EV18, C25EV23, C25EV28), o que ocorre devido à baixa densidade das esferas de vidro ocas, que é de 0,46 g/cm³ (3M do Brasil LTDA, 2025).

ISBN: 978-65-5222-057-8

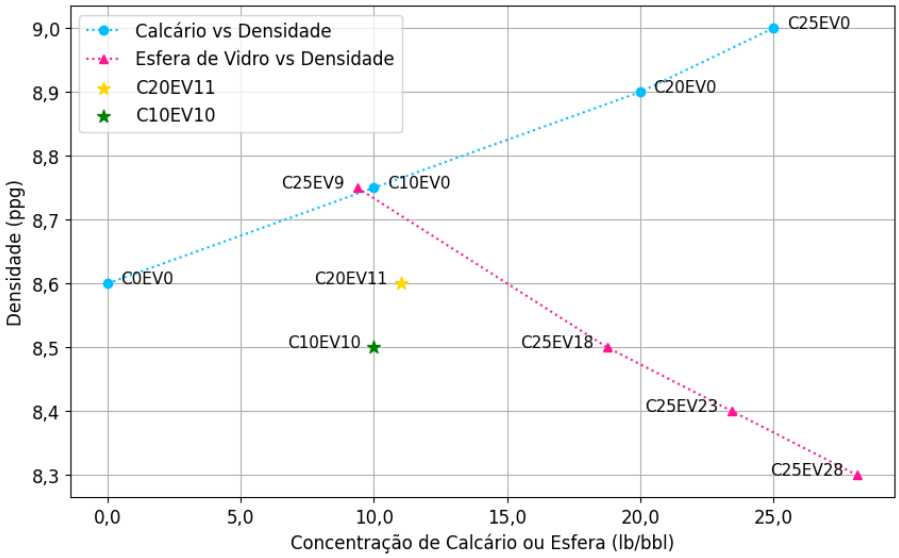


Figura 1: Concentração de Calcário e Esferas de Vidro *versus* Densidade

Com base nos valores obtidos para os fluidos de 1 a 8, foi possível obter a Equação 2, que relaciona a concentração de calcário (C) e esferas de vidro (EV) com a densidade do fluido (ρ), com um coeficiente de determinação de R^2 = 0,997. O valor de 8,596 na equação está relacionado aos outros componentes presentes no fluido, o que significa que essa equação não é aplicável a todos os fluidos em geral.

$$\rho = -0{,}0251 \cdot EV + 0{,}0158 \cdot C + 8{,}596 \quad (2)$$

Para avaliar a capacidade preditiva da Equação 2, foram preparados e testados experimentalmente os fluidos C10EV10 e C20EV11, obtendo-se densidades de 8,5 ppg e 8,6 pgg. A comparação entre os resultados experimentais e os valores previstos pela Equação 2 demonstra que o modelo apresenta uma boa capacidade preditiva. Considerando a precisão de ±1% da balança de lama pressurizada, os resultados obtidos são compatíveis com os valores teóricos estimados, de 8,503 ppg e 8,636 ppg, respectivamente. Dessa forma, a equação desenvolvida para estimar a densidade do fluido se mostrou eficaz na previsão dos valores experimentais obtidos, reforçando a confiabilidade do modelo proposto.

Volume de filtrado

A maioria dos fluidos apresentaram valores de volume de filtrado abaixo de 10 mL em 30 minutos de experimento (Figura 2), indicando que os valores desse parâmetro são aceitáveis em operações de perfuração de poços de petróleo para quase todos os fluidos analisados. A partir da Figura 2, observa-se que para concentrações constantes de calcário, o volume de filtrado diminui com o aumento da concentração de esferas de vidro até 10 lb/bbl – C10EV0 e C10EV10; C20EV0 e C20EV11; C25EV0 e C25EV9, fenômeno também observado por Mendes (2015).

Durante os experimentos, observou-se que o fluido C25EV28 obteve resultado de 14 mL em 32s, ou seja, não houve retenção de fluido, esse

ISBN: 978-65-5222-057-8

comportamento é indesejado e ocorre quando não há formação correta de torta de filtração. Neste caso, provavelmente esse fato é devido à alta concentração e esfericidade do material vítreo, que parece favorecer a formação de canais preferenciais na torta do filtrado. Em contraste, o fluido C25EV23 apresentou um volume de filtrado de 12,2 mL após 30 minutos de experimento, indicando que a concentração de esferas de vidro está próxima do limite para a obtenção de volumes de filtrado menores que 10 mL. Esse comportamento sugere que, embora o valor observado esteja ligeiramente acima do ideal, o fluido se aproxima das condições ótimas para a operação em poços de perfuração.

Também foi investigada a proporção 1:1 (calcário:esferas), fluido C10EV10, com o objetivo de determinar o limite de esferas de vidro em relação ao volume de filtrado. Para esse fluido, obteve-se um volume de 5,0 mL de filtrado, o que sugere que a relação entre esferas de vidro e calcário pode não ser válida. Para confirmar a veracidade dessa hipótese, novos experimentos devem ser realizados, considerando que o ensaio de volume de filtrado é uma técnica altamente sensível.

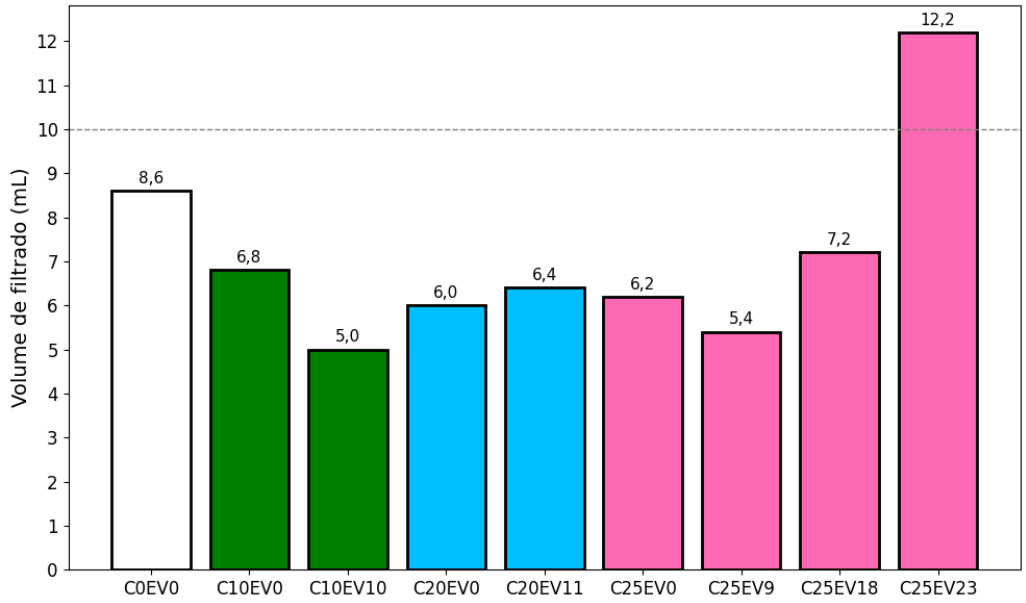


Figura 2: Efeito das concentrações de calcário e esferas de vidro no volume de filtrado

Reologia

Os ensaios reológicos foram conduzidos a 30°C e 60°C, conforme apresentado nas Figuras 3 e 4. Os valores obtidos de tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação foram comparados com os intervalos de referência estabelecidos na Tabela 3. Na temperatura de 30°C, quase todos os fluidos apresentaram valores dentro do intervalo esperado para as taxas de cisalhamento, conforme exposto na Tabela 3. No entanto, a 60°C, apenas C25EV28 está dentro do intervalo desejado.

O fluido C10EV10 apresentou um ótimo comportamento reológico que tende aos padrões de referência e com valores próximos aos do fluido C25EV0. Comparando o fluido C10EV0 e C10EV10, constata-se que o aumento da concentração de esferas de vidro leva a um comportamento reológico próximo

ISBN: 978-65-5222-057-8

ao esperado, é possível que esse comportamento seja resultante de um aumento da tensão de cisalhamento promovido pela presença das esferas de vidro. O fluido C25EV18 apresentou uma grande redução na densidade, 0,50 ppg e atendeu as outras propriedades estudadas.

Tabela 3: Valores de Referência para Propriedades Reológicas de Fluido Base Água (Drill-in)

Taxa de deformação	Tensão de cisalhamento
L3	8 - 12
L6	9 - 14
L100	23 - 42
L200	32 - 52
L300	40 - 61
L600	56 - 79

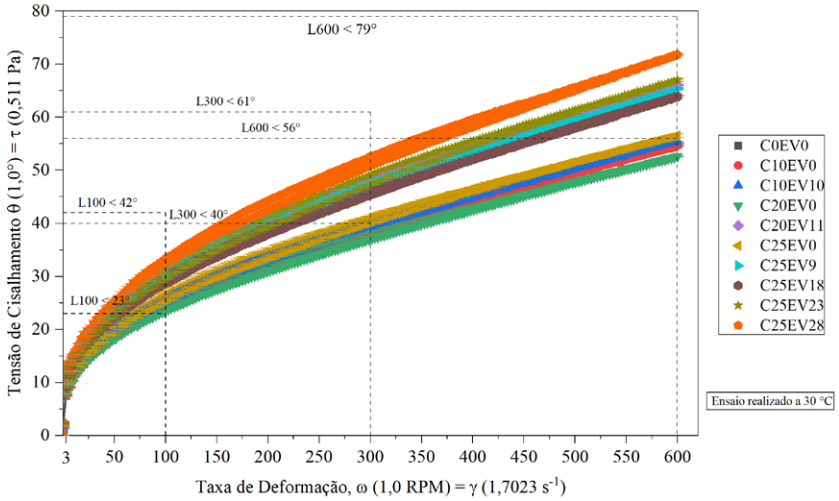


Figura 3: Perfil Reológico dos Fluidos a 30°C

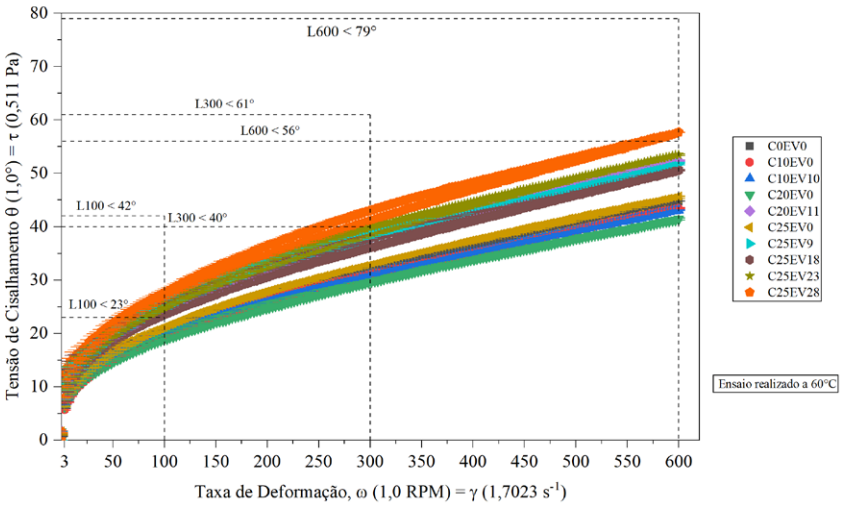


Figura 4: Perfil Reológico dos Fluidos a 60°C

ISBN: 978-65-5222-057-8

Análise da viabilidade operacional do uso de esferas de vidro em campo

Fazendo uso das Equações 1 e 2, é possível estabelecer uma relação entre a produção total de fluidos em bbl e a concentração de calcário e a concentração máxima de esferas de vidro que podem ser adicionadas ao fluido, considerando um volume fixo de 95 m³ de esferas de vidro com densidade média de 243,98 g/L.

A Tabela 4 indica a densidade estimada para cada fluido sem esferas de vidro de acordo com a Equação 2. A Figura 5 apresenta a menor densidade possível a ser alcançada para determinada produção de fluido com diferentes concentrações de calcário e esferas. Cada curva representa um tipo de fluido, sendo a concentração de calcário indicada na legenda e a concentração de esferas indicada sobre as linhas. A densidade lida no eixo vertical representa a menor densidade possível para determinadas produções de fluido indicadas no eixo horizontal.

Tabela 4: Densidade estimada.

Nomeclatura	Densidade (ppg)
C10EV0	8,75
C15EV0	8,83
C20EV0	8,91
C22EV0	8,94
C25EV0	8,99

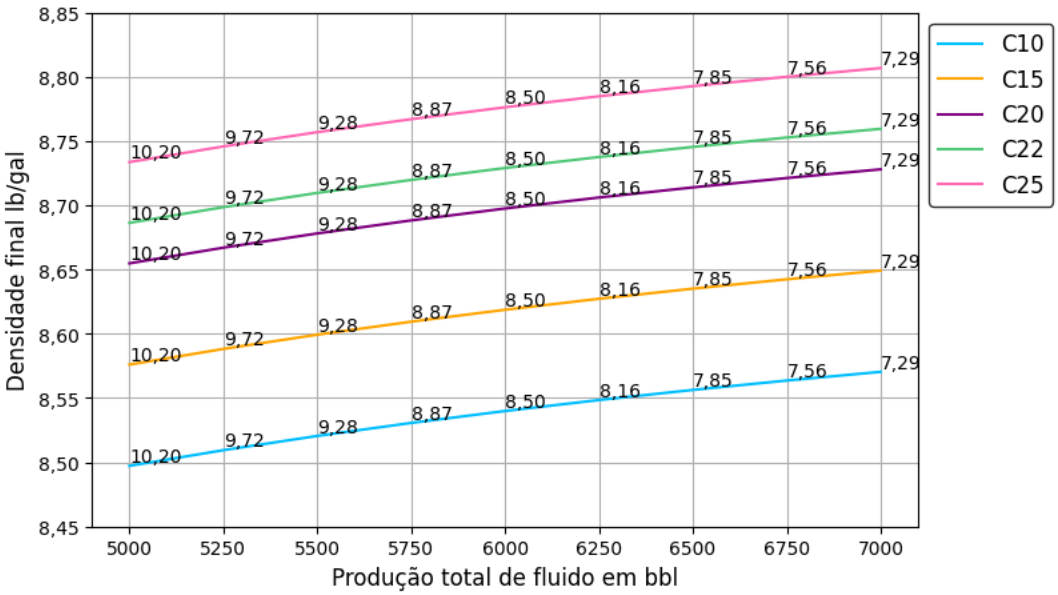


Figura 5: Estimativa para produção.

Observa-se que, para mesma concentração de calcário, o aumento no volume do fluido produzido leva a uma redução na concentração de esferas de

ISBN: 978-65-5222-057-8

vidro e, consequentemente, a um aumento na densidade. Em todos os cenários estudados, as concentrações de esferas de vidro permanecem abaixo de 10,20 lb/bbl – garantindo um volume de filtrado abaixo de 10 mL. Nota-se também que a maior redução de densidade alcançada foi de 0,25 ppg (C10EV0 para C10EV10,2), o que é um valor significante no contexto da indústria do petróleo. A redução na densidade observada de 0,50 ppg realizada experimentalmente (C25EV0 para C25EV18) e que demonstrou possuir volume de filtrado e reologia adequados, não é possível ser alcançada devido a limitações operacionais.

CONCLUSÕES

Com base nos experimentos e análises realizadas, este estudo demonstrou a viabilidade da redução da densidade de fluidos de perfuração à base de água por meio da incorporação de esferas de vidro ocas, alcançando uma redução de até 0,25 ppg. Os resultados obtidos evidenciaram que a adição desses materiais permite uma diminuição da densidade do fluido, sem comprometer significativamente os parâmetros de reologia e volume de filtrado, desde que se respeitem certos limites de concentração. Além disso, foi possível estabelecer uma equação de predição da densidade do fluido drill-in em função das concentrações de calcário e de esferas ocas de vidro. Os resultados deste estudo oferecem uma boa base para o desenvolvimento e compreensão de fluidos de perfuração de baixa densidade, com implicações importantes para o avanço da engenharia de perfuração. A abordagem proposta se mostra promissora para aplicações em cenários onde fluidos de baixa densidade são essenciais.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem pelo suporte financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) e da Petrobras. Este estudo não seria possível sem o apoio de nossas famílias e de Deus.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

3M DO BRASIL LTDA. Microesferas de Vidro 3M™ Glass Bubbles K46. Disponível em: https://www.3m.com.br/3M/pt_BR/p/d/b40064634/. Acesso em: 28 maio 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Reservas provadas de petróleo no Brasil crescem 7% em 2023. 2024. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/reservas-provadas-de-petroleo-no-brasil-crescem-7-em-2023. Acesso em: fevereiro, 2025.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice 13B-1: Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. 4th ed. Washington, D.C.: API, 2009.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ALTINO, H. O. N.; LOURENÇO, G. A; ATAÍDE, C. H. System development for bulk density data acquisition of granular materials: Effect of operational conditions and optimization, Powder Technology, v. 391, 2021, https://doi.org/10.1016/j.powtec.2021.06.013.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS (IBP). Panorama geral do setor de O&G. 2024. Disponível em: https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2024/05/panorama-geral-do-setor-de-og-portugues.pdf. Acesso em: fevereiro, 2025.

KONBUL, Alparslan; OZBAYOGLU, Evren M.; MATA, Clara. Survival of hollow glass microspheres in drilling fluids applications – Effect of drill bit/formation contact. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 189, 2020, p. 106966. ISSN 0920-4105. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106966. Acesso em: 28 maio 2025.

KUEHN, Andrej Luigi Tommasi Oliveira. Técnicas de perfuração com gerenciamento de pressão aplicáveis aos reservatórios carbonáticos do pré-sal brasileiro. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

MENDES, Monique Costa. Avaliação do efeito da adição de microesferas ocas de vidro em fluidos de perfuração base água. 2015. xix, 98 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

NEWPARK. *Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos – FISPQ ARM* 2012. Disponível em: https://documentos-publicos.petrobras.com.br/api/fichas/fispqarm/download?folder=&item=11125670.pdf. Acesso em: março, 2025.

PETROBRAS. Manual de Fluidos/Engenharia de Poços/Petrobras. 1. ed. Rio de Janeiro: Petróleo Brasileiro S.A., 2011.

THOMAS, José Eduardo. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

ISBN: 978-65-5222-057-8

DESEMPENHO REOLÓGICO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SOB CONDIÇÕES HPHT: IMPACTO DA RAZÃO ÓLEO/ÁGUA E DENSIDADE

Géssica Palaoro[1], Diogo E.V. Andrade[2], Yane H. Santos[1], Admilson T. Franco[1], Alex Waldmann[3], Elessandre A. de Souza[3]

[1]*Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR – DAMEC-PPGEM / CERNN-SOFMAT, gessicapalaoro@ufpr.br, yane.honorato@hotmail.com, admilson@utfpr.edu.br*

[2]*Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS – DEMEC-PROMEC / REOSUL, diogo.andrade@ufrgs.br, [3]CENPES/ PETROBRAS, awaldmann@petrobras.com.br, elessandre@petrobras.com.br*

RESUMO

Operações de perfuração em ambientes de alta pressão e alta temperatura (HPHT) requerem fluidos com comportamento reológico previsível e estabilidade frente a variações extremas de pressão e temperatura. Este estudo avaliou emulsões de óleo em água formuladas com diferentes razões óleo/água (ROA 50/50, 60/40 e 70/30) e densidades ajustadas por adição de barita (8,5 a 11,5 ppg), submetidas a pressões de até 550 bar e temperaturas de até 121 °C. Contrariando a tendência esperada, a formulação com ROA 70/30 apresentou a menor viscosidade aparente, atribuída à predominância da fase oleosa contínua e à redução das interações estruturais. Emulsões mais balanceadas (50/50 e 60/40) evidenciaram maior viscosidade e sensibilidade térmica, associadas à formação de microestruturas mais coesas. A elevação da densidade promoveu incremento na viscosidade, especialmente em baixas taxas de cisalhamento, refletindo o aumento das interações partículas-partículas. Sob altas pressões, observou-se elevação moderada da viscosidade, associada à compactação da estrutura emulsificada. Em contrapartida, o aumento da temperatura reduziu significativamente a viscosidade, com predomínio do efeito térmico sobre o pressórico nas condições HPHT avaliadas. Formulações com alta ROA e maior densidade demonstraram desempenho superior em termos de estabilidade reológica, destacando-se como candidatas robustas para aplicações industriais em poços de perfil profundo e condições operacionais severas. Os resultados reforçam a importância do controle preciso das variáveis de formulação e operação para mitigar riscos operacionais, como falhas na limpeza do poço, perda de circulação e colapsos estruturais. Esse estudo contribui para o aprimoramento do design de fluidos de perfuração destinados a ambientes HPHT, otimizando sua eficiência e segurança em campo.

Palavras-chave: Fluidos de perfuração; HPHT; Propriedades reológicas; densidade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A crescente complexidade dos projetos de perfuração em águas profundas e ultra profundas tem levado à expansão das operações em ambientes classificados como de alta pressão e alta temperatura (HPHT). Tais ambientes desafiam os limites operacionais tradicionais da engenharia de poços, exigindo soluções cada vez mais robustas para garantir a segurança, a eficiência hidráulica e a integridade estrutural dos poços. Em particular, os fluidos de perfuração empregados nessas condições extremas devem apresentar comportamento reológico estável, capacidade de suspensão de sólidos, controle de pressão eficaz e resistência à degradação térmica e química ao longo de toda a circulação no sistema (Gautam et al., 2022; Collins et al., 2023).

Entre as diferentes tecnologias de fluidos disponíveis, os sistemas à base de olefina — principalmente emulsões invertidas óleo-em-água — têm ganhado destaque em aplicações HPHT devido à sua elevada estabilidade térmica, baixa interação com formações argilosas reativas e maior resistência a contaminantes salinos. No entanto, sua formulação depende de um equilíbrio sensível entre variáveis críticas, como a razão óleo/água (ROA) e a densidade, frequentemente ajustada pela incorporação de agentes densificantes como a barita. Alterações nessas variáveis podem afetar diretamente parâmetros como viscosidade aparente, tensão de escoamento, estrutura micelar e tendência à sedimentação de sólidos, comprometendo o desempenho hidráulico e a estabilidade do fluido ao longo do poço (Ofei et al., 2016; Cayeux e Leulseged, 2020).

A complexidade do comportamento reológico sob condições HPHT decorre, em grande parte, dos efeitos antagonistas e simultâneos da pressão e da temperatura. A elevação da pressão tende a promover um aumento da viscosidade, relacionado à compressão da fase contínua e ao fortalecimento das interações moleculares. Em contrapartida, o aumento da temperatura resulta em intensificação do movimento browniano das partículas e degradação parcial dos aditivos reológicos, promovendo a redução da viscosidade. A interação desses efeitos, que dependem fortemente da composição do fluido e da faixa de taxa de cisalhamento, ainda não é completamente compreendida, sobretudo em faixas críticas de transição entre regimes estruturados e desestruturados (Sulaimon et al., 2017; Sajjadian et al., 2020).

Diversos estudos apontam que, em baixas taxas de cisalhamento, o impacto da ROA e da densidade sobre a viscosidade aparente é mais pronunciado, o que reforça a importância de avaliar a estabilidade de fluidos de perfuração não apenas em termos de resistência ao escoamento, mas também de capacidade de suspensão estática e dinâmica. Ofei et al. (2016), por exemplo, demonstraram que o aumento da densidade do fluido, embora necessário para atingir gradientes hidrostáticos adequados, pode intensificar o risco de barite sag, particularmente sob gradientes térmicos elevados.

Apesar dos avanços recentes, ainda há lacunas significativas na literatura quanto à caracterização reológica de fluidos sob condições HPHT reais. Conforme discutido por Gautam et al. (2022), a ausência de bases de dados experimentais consistentes e representativas de campo compromete a qualidade das simulações hidráulicas e a predição de regimes operacionais em poços complexos. Nesse sentido, a integração

ISBN: 978-65-5222-057-8

entre experimentação controlada e modelagem preditiva tem sido apontada como caminho promissor para aprimorar o projeto de fluidos.

Neste contexto, o trabalho de Sun et al. (2025) representa um avanço relevante ao propor uma abordagem baseada no modelo *Robertson–Stiff* (R–S) para descrever o comportamento reológico de fluidos não newtonianos sob condições HPHT. Utilizando regressão multivariada não linear, os autores obtiveram correlações empíricas capazes de prever com precisão a variação dos parâmetros reológicos em função da temperatura e da pressão, superando modelos clássicos como *Herschel–Bulkley* e *Bingham* em precisão e robustez. A abordagem permitiu não apenas estimativas mais confiáveis para aplicação em simuladores como o *Drillbench*, mas também destacou a importância de garantir continuidade física e matemática dos parâmetros ao longo do perfil do poço.

Diante desse panorama, o presente trabalho tem como objetivo avaliar, de forma sistemática e experimental, os efeitos combinados da razão óleo/água e da densidade na viscosidade aparente de emulsões à base de olefina submetidas a condições HPHT. Foram avaliadas nove formulações, combinando três razões óleo/água (50/50, 60/40 e 70/30) com três faixas de densidade (8,5; 10,0 e 11,5 ppg), sob temperaturas de até 121 °C e pressões de até 550 bar. Os ensaios foram realizados em célula pressurizável com controle de temperatura e aplicação de taxas de cisalhamento representativas de campo, com o intuito de gerar uma base experimental robusta que subsidie o aprimoramento de formulações e o desenvolvimento de modelos reológicos avançados para aplicação segura e eficiente em ambientes HPHT.

METODOLOGIA

Os experimentos reológicos neste estudo foram conduzidos avaliando-se nove formulações distintas de fluidos de perfuração, resultantes da combinação de três razões óleo/água (ROA), com três faixas de densidade. As composições dos fluidos avaliados estão apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Formulação dos fluidos de perfuração base olefina.

Fluido de Perfuração	ROA	Densidade
SBM 1	60/40	11.5ppg
SBM 2	60/40	10ppg
SBM 3	60/40	8.5ppg
SBM 4	70/30	11.5ppg
SBM 5	70/30	10ppg
SBM 6	70/30	8.5ppg
SBM 7	50/50	11.5ppg
SBM 8	50/50	10ppg
SBM 9	50/50	8.5ppg

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os fluidos de base olefina foram todos fornecidos pela Petrobras, contendo salmoura de NaCl como fase dispersa. A densidade de cada fluido foi ajustada no laboratório por meio da adição controlada de barita (BaSO4).

Antes da caracterização reológica, todas as amostras foram homogeneizadas por 10 minutos em misturador industrial de baixa capacidade (modelo HMD200, Hamilton Beach), visando garantir uniformidade da suspensão e estabilidade da emulsão.

Os testes reológicos foram conduzidos no reômetro HAAKE Mars 60 (*Thermo Scientific*) acoplado à célula de pressão D600/250, compatível com pressões de até 600 bar e temperaturas de até 250 °C. A geometria utilizada foi do tipo cilindros concêntricos, modelo PZ25/Ti/SE, com inserto perfilado interno. O sistema foi equipado com sensores acoplados para monitoramento contínuo da temperatura e pressão durante os ensaios. A Figura 1 apresenta o conjunto experimental utilizado.

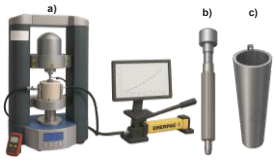


Figura 1: HAAKE - Mars 60 (a) acoplado à célula de pressão D600/250 (b) e geometria de medição cilíndrica PZ25/Ti/SE e (c) inserto perfilado na célula de pressão.

Para cada fluido, foram realizados ensaios sob quatro níveis de pressão (1, 70, 270 e 550 bar) e quatro temperaturas distintas (4, 65, 93 e 121 °C), abrangendo condições típicas de operação em poços profundos. As curvas de escoamento foram obtidas com aplicação de sete patamares de taxa de cisalhamento, correspondentes às rotações convencionais do viscosímetro *FANN 35A* (3, 6, 30, 60, 100, 200 e 300 rpm), conforme descrito na Tabela 2. As taxas de cisalhamento resultantes variaram entre 5,11 s^{-1} e 510,9 s^{-1}.

Antes do início das aquisições, cada amostra foi submetida a uma etapa de pré-cisalhamento, com rampa de 0 a 500 s^{-1} durante 10 minutos, com o objetivo de eliminar o histórico de cisalhamento. Em seguida, a curva de escoamento foi obtida, respeitando os patamares de cisalhamento e as condições de temperatura e pressão estabelecidas.

Ao término de cada ensaio, o sistema foi resfriado até a temperatura de referência anterior à desmontagem da célula de pressão, garantindo segurança e integridade do equipamento.

Todos os testes reométricos foram realizados em duplicata, utilizando amostras recém-preparadas para garantir a reprodutibilidade. Esse procedimento segue as boas práticas em estudos reológicos, nos quais o controle do histórico experimental é essencial (Laun et al., 2014; Yoshimura et al., 1987). As curvas apresentadas correspondem a medições representativas, uma vez que os desvios relativos entre as réplicas foram inferiores a 5%. Em conformidade com estudos anteriores que investigam transições de tensão de escoamento e comportamentos sensíveis à microestrutura (Walls et al., 2003), as barras de erro foram omitidas para melhorar a clareza das representações gráficas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 2: Resumo das diferentes faixas: pressão, temperatura e taxas de cisalhamento usadas para os testes reológicos sob condições HPHT.

Taxa de Cisalhamento		Pressão (bar)	Temperatura (°C)
RPM	s^{-1}		
300	510,9		
200	340,6	atm	4
100	170,3	70	65
60	102,18	270	93
30	51,09	550	121
6	10,22		
3	5,11		

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos por meio dos ensaios reométricos em condições HPHT revelaram que o comportamento viscoso das emulsões à base de olefina é fortemente influenciado pela razão óleo/água (ROA), pela densidade do fluido e pelas condições de temperatura e pressão aplicadas. As curvas de escoamento para os nove fluidos testados são apresentadas na Figura 2, organizadas por ROA (linhas) e densidade (colunas), evidenciando como essas variáveis modulam a resposta mecânica dos sistemas.

Todos os sistemas apresentaram comportamento não newtoniano pseudoplástico, com tensão de cisalhamento crescente de forma não linear com aumento da taxa de cisalhamento. As diferenças entre formulações são mais pronunciadas em baixas taxas, refletindo a sensibilidade estrutural das emulsões em repouso ou sob escoamento lento. Influência da Razão Óleo/Água (ROA)

A razão óleo/água exerceu efeito expressivo sobre a resistência ao escoamento. Fluídos com menor ROA (50/50) apresentaram, de maneira consistente, as maiores tensões de cisalhamento, especialmente nas faixas de menor cisalhamento (Figuras 2a–c). Esse resultado é atribuído à predominância da fase aquosa, que favorece a formação de microestruturas interligadas com maior rigidez, reforçada pela presença de emulsificantes. Em contrapartida, as emulsões com ROA 70/30 (Figuras 2g–i) apresentaram as menores tensões, indicando estruturas menos densas e mais suscetíveis à deformação.

Embora fosse esperado que fluidos com maior teor de óleo exibissem maior viscosidade devido à natureza da fase contínua (olefina), o excesso dessa fase em sistemas com ROA 70/30 parece reduzir a interação entre gotículas da fase dispersa, dificultando a formação de uma rede coesa e resultando em viscosidade inferior (Briscoe et al., 1994; Hermoso et al., 2014, 2017; Palaoro et al., 2022). Emulsões mais equilibradas, como as de ROA 60/40, apresentaram comportamento intermediário, conciliando boa estruturação com menor sensibilidade térmica.

ISBN: 978-65-5222-057-8

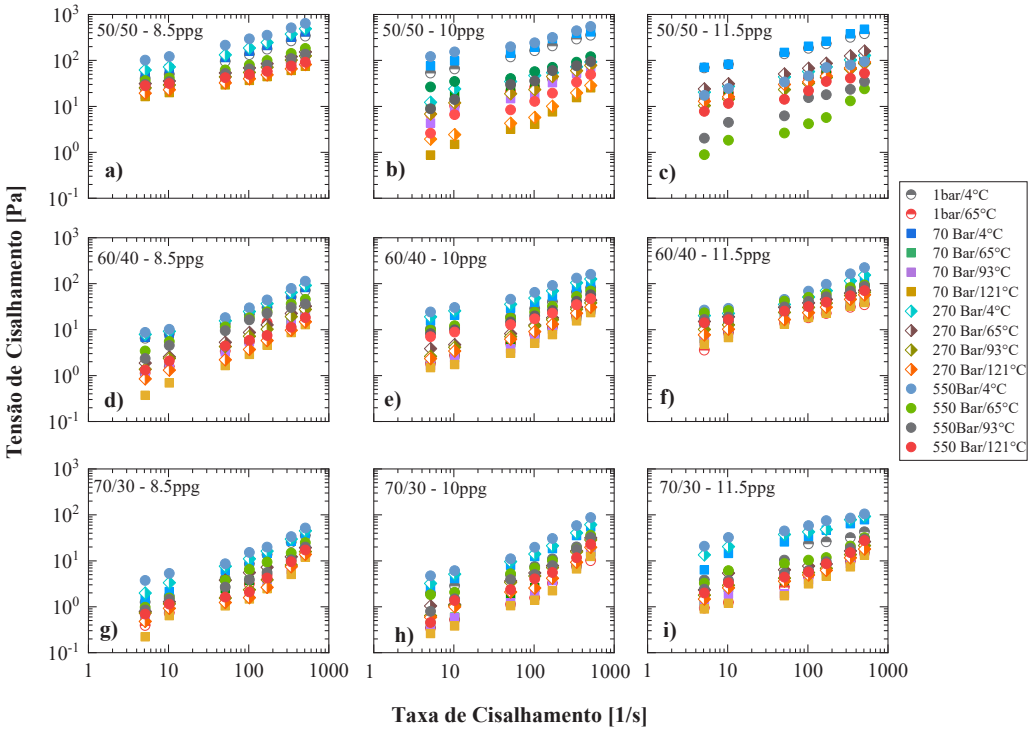


Figura 2: Curvas de escoamento a 4, 65, 93 e 121 °C para pressão atmosférica, 70, 270, 550 bar. As figuras (a) a (c) mostram os resultados para o fluido com ROA 50/50 e densidade 8,5, 10 e 11,5 ppg. As figuras (d) a (f) mostram os resultados para o fluido com ROA 60/40 e densidade 8,5, 10 e 11,5 ppg, respectivamente, e as figuras (g) a (i) mostram os resultados para o fluido com ROA 70/30 e densidade 8,5, 10 e 11,5 ppg, respectivamente.

A Figura 3 apresenta registros fotográficos da aparência dos fluidos preparados com diferentes razões óleo/água, evidenciando variações de coloração e textura à medida que a proporção de óleo e baritina aumenta.

Visualmente, verifica-se que os fluidos com ROA 50/50 apresentam aparência mais clara e homogênea, compatível com uma estrutura interna mais hidratada e coesa. Já os fluidos com ROA 70/30, mais escuros e visualmente menos viscosos, refletem a dominância da fase oleosa e a consequente redução da densidade estrutural. A aparência visual dos fluidos está em concordância com os resultados reológicos, no qual se observa que fluidos com maior teor de água tendem a formar emulsões mais viscosas e coesas, enquanto aqueles com maior teor de óleo são mais suscetíveis à variação térmica e exibem menor resistência ao escoamento.

Efeito da Densidade

O aumento da densidade do fluido, obtido pela adição de barita, promoveu incremento sistemático na tensão de cisalhamento, sobretudo em baixas taxas. Esse efeito decorre da intensificação das interações entre partículas sólidas suspensas e da restrição ao rearranjo estrutural, o que eleva a resistência ao escoamento. Esse comportamento foi mais evidente nas formulações 50/50 e 60/40, com maior grau de estruturação interna.

ISBN: 978-65-5222-057-8

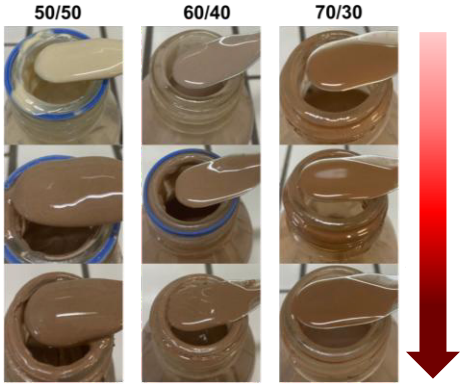


Figura 3: Aparência visual dos fluidos com diferentes razões óleo/água (60/40, 50/50 e 70/30) e densidades (8.5, 10 e 11.5ppg)

Além disso, fluidos com maior teor de barita apresentaram menor sensibilidade à temperatura, conforme discutido por Basfar et al. (2020). Como as partículas de barita são predominantemente maiores que 5 μm, sua contribuição à viscosidade é estática, sendo pouco afetada pelo movimento térmico. Assim, fluidos mais densos mantêm sua integridade estrutural mesmo em temperaturas elevadas, favorecendo sua aplicação em poços HPHT.

Efeitos da Pressão e da Temperatura

A elevação da temperatura, de 4 a 121 °C, promoveu redução significativa da viscosidade aparente em todas as formulações, comportamento atribuído à ruptura de interações intermoleculares e à intensificação do movimento térmico das fases. Esse efeito foi mais pronunciado nos fluidos 50/50 e 60/40, cujas estruturas mais coesas são mais sensíveis à degradação térmica. Por outro lado, fluidos 70/30 apresentaram menor variação com a temperatura, sugerindo estrutura menos dependente da coesão entre fases.

A pressão, por sua vez, atuou de forma oposta, promovendo aumento moderado da viscosidade, especialmente em pressões elevadas (550 bar) e temperaturas mais baixas. O aumento da coesão molecular sob compressão e a compactação da estrutura contribuem para essa elevação da resistência ao escoamento (Palaoro et al., 2022). No entanto, a influência da pressão foi mais expressiva nas emulsões mais estruturadas; nos sistemas com ROA 70/30, a menor densidade estrutural resultou em menor sensibilidade ao efeito da pressão.

Efeito Combinado de Pressão e Temperatura

Sob condições HPHT, os efeitos térmicos e pressóricos atuam de forma concorrente. Enquanto a pressão tende a aumentar a viscosidade por compactação e aumento da coesão, a elevação da temperatura reduz a resistência ao escoamento. Em geral, observou-se que o efeito da temperatura predominou, sobretudo nas formulações menos densas e com maior teor de fase aquosa. A diminuição de viscosidade foi mais acentuada nas emulsões 50/50, enquanto nos fluidos 70/30, a viscosidade manteve-se mais estável, indicando possível equilíbrio entre os efeitos.

Além disso, observou-se que as variações de viscosidade foram mais intensas nas menores taxas de cisalhamento, nas quais a estrutura do fluido

ISBN: 978-65-5222-057-8

exerce maior influência. Em taxas elevadas, o comportamento de todos os sistemas tende à estabilização, refletindo o domínio do regime de escoamento forçado sobre os efeitos estruturais.

Estabilidade sob Condições HPHT

As formulações com ROA 70/30 e densidade de 11.5 ppg foram as que apresentaram maior estabilidade reológica sob as condições mais severas (121 °C e 550 bar). Isso é atribuído à combinação de fase contínua mais viscosa e presença elevada de sólidos, resultando em emulsões mais robustas e menos sensíveis a variações externas. Por outro lado, fluidos com ROA 50/50 e densidade de 8.5 ppg apresentaram maiores oscilações de viscosidade, indicando estrutura mais vulnerável à degradação térmica e à compactação.

A formulação de fluidos de perfuração para operações em ambientes HPHT deve considerar cuidadosamente a ROA e a densidade para assegurar propriedades reológicas adequadas. Fluidos com maior conteúdo de óleo e densidade exibem melhor desempenho e estabilidade nessas condições extremas, garantindo eficiência e segurança nas operações de perfuração. Além disso, é fundamental monitorar e ajustar continuamente as propriedades reológicas dos fluidos durante a perfuração, visando adaptar-se às condições dinâmicas do poço e minimizar riscos operacionais (Gautam et al., 2022).

CONCLUSÕES

Este trabalho avaliou experimentalmente o comportamento reológico de nove formulações de fluidos de perfuração à base de olefina, variando-se a razão óleo/água (ROA) e a densidade, sob condições representativas de alta pressão e alta temperatura (HPHT). A caracterização reométrica permitiu compreender os efeitos isolados e combinados dessas variáveis na viscosidade aparente e na estabilidade dos fluidos, contribuindo para o aprimoramento da formulação de sistemas aplicáveis em poços profundos e ultra-profundos.

Os principais resultados obtidos podem ser sintetizados da seguinte forma:

- Razão óleo/água: Fluidos com maior fração de água (ROA 50/50) apresentaram maior viscosidade aparente, especialmente em baixas taxas de cisalhamento, devido à formação de microestruturas mais coesas. Em contrapartida, fluidos com maior teor de óleo (ROA 70/30) mostraram comportamento menos viscoso, com estrutura interna menos densa e maior estabilidade frente a variações térmicas e pressóricas.
- Densidade: O aumento da densidade do fluido, promovido pela adição de barita, elevou significativamente a resistência ao escoamento, em especial em regimes de cisalhamento reduzido. A presença de sólidos contribuiu para a estabilidade reológica, especialmente em temperaturas elevadas, devido à menor sensibilidade térmica das partículas suspensas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

- Temperatura e pressão: A elevação da temperatura promoveu queda acentuada da viscosidade, sobretudo em fluidos mais hidratados. A pressão teve efeito oposto, aumentando moderadamente a tensão de cisalhamento, principalmente em temperaturas mais baixas. Os efeitos de temperatura predominaram sobre os de pressão nas condições HPHT.
- Estabilidade reológica: As formulações mais robustas foram aquelas com ROA 70/30 e densidade de 11.5 ppg, que apresentaram menor variação de viscosidade nas condições extremas de 121 °C e 550 bar. Em contraste, fluidos com menor teor de óleo e menor densidade demonstraram maior sensibilidade às condições operacionais, indicando menor adequação para uso em poços profundos.

Os resultados obtidos reforçam a importância de uma formulação racional dos fluidos de perfuração, considerando o equilíbrio entre fase contínua e dispersa, o teor de sólidos e a resposta esperada frente às condições do fundo do poço. A aplicação de testes reológicos em célula pressurizável mostrou-se essencial para prever o desempenho dos fluidos em campo. O uso de emulsões com maior teor de óleo e carga sólida controlada surge como estratégia eficaz para garantir estabilidade, eficiência hidráulica e segurança operacional em ambientes HPHT.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro da PETROBRAS S/A (TC 0050.0122210.22.9), CAPES, CNPq/INCT-Rhe9 (processo: 406765/2022-7).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALIYU, A. S.; ADEYEMI, B. J.; RAHIMI, M. Performance enhancement of selected vegetable oil as base fluid for drilling HPHT formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 152, p. 49–59, 2017. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.02.006.

BASFAR, S.; MOHAMED, A.; ELKATATNY, S. Barite–Micromax mixture, an enhanced weighting agent for the elimination of barite sag in invert emulsion drilling fluids. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 10, p. 2427–2435, 2020.

BRISCOE, B.; LUCKHAM, P.; REN, S. The properties of drilling muds at high pressures and high temperatures. *Physical Sciences and Engineering*, v. 348, p. 179–207, 1994.

CAYEUX, E.; LEULSEGED, A. Characterization of the Rheological Behavior of Drilling Fluids. In: ASME 2020 39th INTERNATIONAL CONFERENCE ON OCEAN, OFFSHORE AND ARCTIC ENGINEERING, 2020, Virtual. Proceedings [...]. New York: ASME, 2020. v. 11, Petroleum Technology. DOI: https://doi.org/10.1115/OMAE2020-19288.

COLLINS, I. R. et al. Transition from oil & gas drilling fluids to geothermal drilling fluids. *Geoenergy Science and Engineering*, v. 233, 212543, 2024. DOI: https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212543.

ISBN: 978-65-5222-057-8

DELGADO, M. A. et al. On the steady-state flow and yielding behaviour of lubricating greases. *Fluids*, v. 4, 2019. DOI: https://doi.org/10.3390/fluids4010006.

GAUTAM, S.; GURIA, C.; RAJAK, V. K. A state of the art review on the performance of high-pressure and high-temperature drilling fluids: Towards understanding the structure-property relationship of drilling fluid additives. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 213, 110318, 2022. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110318.

HERMOSO, J.; MARTÍNEZ-BOZA, F.; GALLEGOS, C. Combined Effect of Pressure and Temperature on the Viscous Behaviour of All-Oil Drilling Fluids. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*, v. 69, p. 1283–1296, 2014.

HERMOSO, J.; MARTÍNEZ-BOZA, F. J.; GALLEGOS, C. Modeling Pressure-Viscosity Behavior of Oil-Based Drilling Fluids. *Oil & Gas Science and Technology*, 2017.

LAUN, M. et al. Guidelines for checking performance and verifying accuracy of rotational rheometers: Viscosity measurements in steady and oscillatory shear (IUPAC Technical Report). *Pure and Applied Chemistry*, v. 86, p. 1945–1968, 2014. DOI: https://doi.org/10.1515/pac-2013-0601.

OFÉI, T. N.; AL BENDARY, R. M. Formulating Water-Based Muds for High Temperature Wellbores Using Potassium Formate Brine and Synthetic Polymers: A Design of Experiment Approach. In: IADC/SPE ASIA PACIFIC DRILLING TECHNOLOGY CONFERENCE, 2016, Singapore. Proceedings [...]. Richardson, TX: SPE, 2016. DOI: https://doi.org/10.2118/180520-MS.

PALAORO, G. et al. Influence of pressure on the gel strength and on the solid-like behavior for an inverted emulsion drilling fluid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 219, 2022.

SAJJADIAN, M.; SAJJADIAN, V. A.; RASHIDI, A. Experimental evaluation of nanomaterials to improve drilling fluid properties of water-based muds HP/HT applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 190, 107006, 2020. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107006.

SUN, X. et al. Experiment and methodology for drilling fluid rheology determination under high-temperature and high-pressure conditions. *Physics of Fluids*, v. 37, n. 4, 043118, 2025. DOI: https://doi.org/10.1063/5.0268017.

WALLS, H. J. et al. Yield stress and wall slip phenomena in colloidal silica gels. *Journal of Rheology*, v. 47, p. 847–868, 2003. DOI: https://doi.org/10.1122/1.1574023.

YOSHIMURA, A. S. et al. A Comparison of Techniques for Measuring Yield Stresses. *Journal of Rheology*, v. 31, p. 699–710, 1987. DOI: https://doi.org/10.1122/1.549956.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ANÁLISE DINÂMICA DO COMPARTAMENTO DA COLUNA NA PERFURAÇÃO OFFSHORE E DIRECIONAL

Lucas S. K. Camp[1], José R. Brigido[2], Rodrigo Y. I. Tobisawa[3], Daniel A. Castello[4], Thiago Gamboa Ritto[5]

[1]*Universidade Federal do Rio de Janeiro, lucas.kort@mecanica.coppe.ufrj.br,*
[2]*Petrobras, brigido@petrobras.com.br,*
[3]*Petrobras, rodrigo.tobisawa@petrobras.com.br,*
[4]*Universidade Federal do Rio de Janeiro, castello@mecanica.ufrj.br,*
[5]*Universidade Federal do Rio de Janeiro, tritto@mecanica.coppe.ufrj.br,*

RESUMO

A indústria de petróleo está investigando a perfuração sem *riser* como uma abordagem inovadora para operações em águas profundas, eliminando a necessidade de montagens tradicionais de *riser* e expondo diretamente o tubo de perfuração ao contato com a água. Esses tubos finos e flexíveis exigem uma compreensão detalhada de seu comportamento. Este estudo examina as dinâmicas não lineares das colunas de perfuração através de uma análise paramétrica, concentrando-se na seção entre a plataforma flutuante e o fundo do poço. O estudo considera os impactos das correntes marítimas e ondas, o contato entre o tubo e o poço, e a interação entre a broca e a rocha. O comportamento da coluna de perfuração foi analisado utilizando o método dos elementos finitos. A análise é segmentada em quatro regiões: a região da plataforma; a seção de água, afetada por ondas e correntes marítimas, levando a Vibrações Induzidas por Vórtices (VIV); o poço, considerando fricção, efeitos de contato e amortecimento causado pelo fluido de serviço; e a fronteira inferior do poço, envolvendo a interação entre a broca e a rocha. Os resultados destacam as dinâmicas das colunas de perfuração, as cargas que elas suportam e as regiões críticas que requerem atenção especial. Este modelo abrangente de perfuração de poços offshore oferece perspectivas significativas sobre o comportamento das colunas de perfuração durante operações de águas profundas sem *riser*, abordando lacunas existentes na literatura.

Palavras-chave: perfuração, perfuração direcional, riserless, elementos finitos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Nas primeiras fases da exploração de petróleo e gás, a perfuração era realizada exclusivamente de forma vertical, visando atingir uma profundidade predeterminada sem coordenadas subterrâneas precisas. À medida que a perfuração se tornou mais desafiadora, surgiu o campo da perfuração direcional, permitindo o planejamento e a execução de trajetórias de poços mais complexas (Poedjono *et. al*, 2009). Manter um poço vertical apresenta desafios significativos, como observado por McCabe (1989). Quando a coluna de perfuração é implantada no subsolo, ela se curva devido ao seu peso, causando desvios (Bashir *et. al*, 2021). Embora esses desvios possam, às vezes, ser aceitáveis, também podem se revelar prejudiciais. A perfuração direcional envolve o desvio intencional de um poço ao longo de um trajeto especificado (Bakke, 1986). Bashir *et. al* (2021) oferece uma visão abrangente e acessível.

Vale destacar que a perfuração direcional tem tido sucesso em reduzir os custos de perfuração *offshore* ao permitir que as empresas operadoras otimizem o espaço limitado em plataformas offshore e ampliem o alcance de cada poço (Bashir *et. al*, 2021).

Outro aspecto fundamental e desafiador das operações em águas profundas é o uso de um riser. Este equipamento conecta a embarcação de perfuração à cabeça do poço, direcionando a coluna de perfuração e fornecendo um caminho para o retorno do fluido de perfuração à embarcação (Choe, 1999). Embora os risers sejam padrão nas operações de perfuração, seu uso torna-se progressivamente mais caro em águas profundas (Carter et. al, 2005). Além disso, ferramentas associadas e o tempo operacional aumentam significativamente os custos para a construção de poços (Carter et. al, 2005).

Os custos de tratamento, mistura, transferência e armazenamento ou descarte de maiores volumes de fluido durante operações suspensas ou ao alcançar a profundidade total, aumentam ainda mais as despesas operacionais (Carter et. al, 2005). Essas dificuldades podem ser significativamente mitigadas com o uso da perfuração sem riser (Choe, 1999), que utiliza um tubo de menor diâmetro como linha de retorno de fluido a partir do fundo do mar em substituição ao riser (Choe, 1999). Os trabalhos de Carter et. al (2005) e Choe (1999) fornecem uma boa introdução ao tema.

Operações de perfuração direcional e sem riser têm o potencial de enfrentar os desafios das operadoras de petróleo e reduzir os custos operacionais por meio de economia de materiais, equipamentos e eficiência de tempo até a produção. No entanto, um estudo abrangente é necessário para avaliar a viabilidade, identificar possíveis obstáculos e determinar os parâmetros geométricos e operacionais críticos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

O objetivo principal deste estudo é introduzir um modelo abrangente para simular as dinâmicas das colunas de perfuração em cenários de águas profundas. Este modelo deve representar as dinâmicas axiais e laterais da coluna de perfuração, as cargas no *top-drive*, as dinâmicas de interação broca-rocha e as cargas. Além disso, o modelo deve ajudar a identificar regiões críticas para tensões de von Mises, frequências operacionais e comportamentos paramétricos.

METODOLOGIA

O método dos elementos finitos foi utilizado para analisar o comportamento da coluna de perfuração, simulando a tubulação como um elemento de viga. O estudo abrangeu quatro regiões influenciadas por fenômenos localizados: Plataforma, seção de água, poço e fundo do poço. A Figura 1 apresenta o esquema do domínio da simulação. A coluna de perfuração e o BHA foram construídos no plano Y-Z, sendo Z, vertical e apontando para cima.

A plataforma está localizada ao nível do mar, 2000 metros acima do fundo do mar. A seção de água, representada pelo retângulo azul-claro, estende-se do fundo do mar ao nível do mar. Esta área inclui cargas provenientes de correntes marítimas e ondas que afetam a tubulação. Estas condições foram modeladas utilizando as equações de Morison e Airy. O poço encontra-se abaixo do fundo do mar. Nesta região, o modelo calcula os efeitos de atrito e contato entre a formação rochosa e o tubo, bem como o amortecimento causado pelo fluido de serviço que flui no espaço anular entre a tubulação e os limites do poço. O contato tubo-poço foi modelado utilizando uma versão modificada das equações de Hertz, e o fluido de serviço foi tratado como um amortecedor viscoso. O fundo do poço representa a condição de fronteira na broca, que envolve a interação broca-rocha modelada com uma abordagem torcional. Uma força concentrada simula o peso sobre a broca (WOB). O poço estudado tem o *kickoff-point* localizado a 1500m abaixo do fundo do mar, e o raio do arco é de 500m, conforme exibido na ilustração. A seção inclinada do poço possui um ângulo de 16,7 graus em relação ao eixo vertical. O modelo foi desenvolvido utilizando o *software FEA Simulia Abaqus 2018*, com o *Solver Explicit* e precisão dupla. As seguintes propriedades geométricas e físicas foram consideradas:

- Elemento de viga 3D, com comprimento padrão de 20m e malha refinada com comprimento de 4m em regiões selecionadas: do fundo do mar até 20m abaixo dele e entre o arco.
- A rigidez geométrica foi considerada como não-linearidades geométricas.
- Contato elástico entre a coluna de perfuração e a parede do poço foram modelados pela Teoria de Contato de Hertz.
- Cargas de correntes marítimas e ondas, provenientes das equações de Morison.

ISBN: 978-65-5222-057-8

- Os materiais são isotrópicos, e a influência das juntas da coluna de perfuração e o efeito da temperatura foram ignorados.

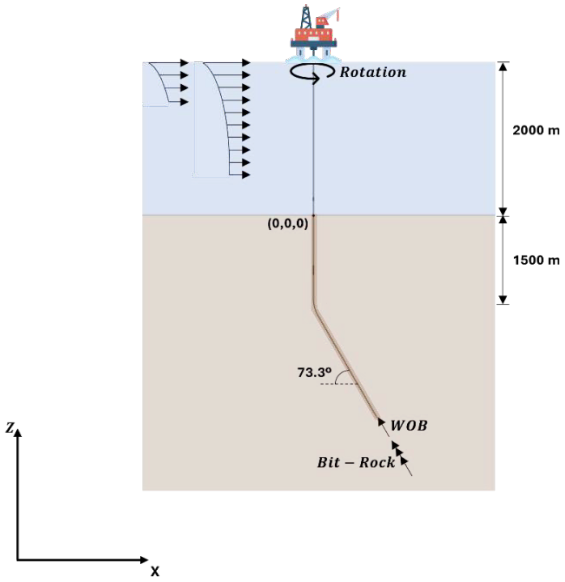


Figura 1: Esquematização da coluna de perfuração e poço.

A simulação foi dividida em quatro partes: 1) Formação direcional, 2) Gravidade, 3) Rotação e 4) Interação Broca-Rocha. Na primeira parte, as simulações começam com uma coluna de perfuração vertical, onde deslocamentos impostos foram aplicados para formatar o poço direcional (Fig. 1). Na Parte 2, as influências da gravidade, da flutuabilidade e do peso sobre a broca (WOB) são introduzidas, juntamente com um modelo de contato para limitar a coluna de perfuração dentro dos limites do poço. Na Parte 3, Rotação, torque é aplicado ao *Top-drive* por meio de um controlador. Na última parte, a interação Broca-Rocha é introduzida no modelo. A divisão da simulação foi feita para facilitar a integração numérica. Verificou-se que esta abordagem era eficiente para reduzir tempo de computação. A parte 1 não influi no tempo de simulação, as demais têm trinta segundos cada.

As condições de fronteira são divididas em três seções: Água do mar, Poço e Broca. Na seção de água do mar, a equação de Airy modelou o comportamento das ondas (Chakrabarti, 1987). A velocidade e aceleração das ondas, são dadas por Eq. (1) e (2):

$$v_w = \frac{\pi H}{T} e^{zk} \cos(kx - \omega t). \quad (1)$$

$$a_w = \frac{2\pi^2 H}{T^2} e^{zk} \sin(xk - \omega t), \quad (2)$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

Onde o período da onda T e a altura da onda H vêm de (Matheson *et. al*, 2018). Os valores usados na simulação são 13,42s e 7,61m, respectivamente. O λ_d é o comprimento de onda e Z é a coordenada Z do nó e $k = \frac{2\pi}{\lambda_d}$.

O carregamento marítimo foi modelado utilizando a equação de Morison (Chakrabarti, 1987). A Equação (3) representa a carga na direção da onda e da corrente, e a Eq. (4) representa a carga perpendicular à direção da corrente, chamada de elevação.

$$F = \frac{1}{2}\rho_{água} C_D D\left(v_w + v_c - v_p\right)\left|v_w + v_c - v_p\right| + \frac{1}{4} C_M \rho_{água} \pi D^2 a_w, \tag{3}$$

$$F_{sustentação} = \frac{1}{2}\rho_{água} C_L D\left(v_w + v_c - v_p\right)^2 \sin 2\pi h_s, \tag{4}$$

onde C_D ,C_M , e C_L são os coeficientes de arrasto, inércia e sustentação, respectivamente. Os valores usados para os coeficientes foram 1,5, 1,6, e 0,8, respectivamente. A velocidade de corrente v_c foi extraída de Matheson *et. al* (2018), D é o diâmetro externo do tubo de perfuração, v_p é a velocidade nodal e $\rho_{água}$ é a densidade da água, definida em 1023kg/m³. O termo h_s indica a frequência de desprendimento de vórtex, definida em 0,2Hz. A força de empuxo é calculada utilizando a geometria, densidade da água e da lama de serviço.

O torque no *top-drive* foi modela pelo controlador *SoftSpeed,* encontrado em Lobo *et. al* (2022).

Na seção do poço, o contato do tubo de perfuração com a parede do poço foi calculado por meio da teoria de contato de Hertz,

$$F_r = -k_h(u - C)^{\frac{3}{2}} - \Phi v_p. \tag{5}$$

A equação (5) foi adaptada de Chen *et. al* (2023), onde k_h é o coeficiente de rigidez da colisão dado por Eq. (6), u é o deslocamento nodal, e Φ é o coeficiente de amortecimento introduzido pelos autores. A rigidez do contato é dada por $k_h = \frac{1{,}9Eb^2}{D}\sqrt{\frac{b}{D}}$, onda E é o módulo de Young, b espessura do tubo, e d_a é o diâmetro do poço. O espaço entre a parede interna do poço e o diâmetro externo do tubo de perfuração é dado por $C = \frac{d_a - D}{2}$.

O material utilizado é aço padrão, com modulo de Young de 210GPa, densidade, ρ de 7850kg/m³, coeficiente de Poisson de 0.3, e coeficiente de amortecimento

ISBN: 978-65-5222-057-8

proporcional de α = 1e−1 and β = 1e−3. Para acelerar a convergência, a regularização definida na Eq. (6) foi empregada,

$$F_r = \frac{tanh[(u - C)500] + 1}{2}. \quad (6)$$

A função de atrito axial foi regularizada para ser modelada como uma função contínua, como em Ritto *et. al* (2013). Isso foi realizado utilizando uma forma adaptada do modelo torcional de Tucker e Wang (1997) dado pela Eq. (7).

$$F_{friction} = -\frac{1}{2}\mu N\left(\tanh(\beta_0 v_{axial}) + \beta_1\left(\frac{v_{axial}}{1 + \beta_2 v_{axial}^2}\right)\right), \quad (7)$$

onde v_{axial} é a velocidade nodal na direção tangente a parede do poço, e N é a força normal aplicada pela parede no poço no tubo de perfuração. Os parâmetros de ajuste μ, β_0, β_1 e β_2 foram definidos como 0,193, 5, 25, e 75, respectivamente. Em adição, o modelo considera força de empuxo nessa região. A densidade de lama de serviço foi definida como $\rho_{(mud)}$ = 1090kg/m³.

Na broca, tem-se uma força concentrada $N_{(WOB)}$ para simular o WOB e o atrito torcional foi modelado seguindo Tucker e Wang (1997) dado pela Eq. (8). Para possibilitar comparações, dois valores de WOB foram utilizados:133kN e 89kN.

$$T = -r_{bit}\mu_{bit}N_{WOB}\tanh(\alpha_0\dot{\theta}_x)\left(\alpha_1 + \left(\frac{\dot{\theta}_x}{1 + \alpha_2\dot{\theta}_x^2}\right)\right), \quad (8)$$

onde r_{bit} é o raio da broca, θ_x é a velocidade angular da broca e μ_{bit} é o coeficiente de atrito. Os coeficientes de ajuste α_0, α_1 e α_2 foram configurados como 0,193, 5, 25 e 75, respectivamente. O r_{bit} foi simulado como 0,1m. A velocidade angular é dependente da simulação.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados são apresentados para sete pontos ao longo do eixo da estrutura. Os pontos incluem: Topo (TOP) ao nível do mar; Água Média (MWT), no meio da seção de água; Linha de Lama (MUD), ao nível do leito marinho; Meio do Poço (Vertical) (MVW), no meio da seção vertical do poço; Ponto de Desvio (KOP), 1700m abaixo do leito marinho; Meio do Poço (Direcional) (MWD), no meio da seção direcional do poço; e broca (BIT).

A Figura 2 mostra o deslocamento nas direções X e Y. A direção X é colinear com a corrente, resultando nos maiores deslocamentos. O ponto com

ISBN: 978-65-5222-057-8

o maior deslocamento está localizado no centro da seção de água (roxo), pois é o mais distante dos suportes na plataforma ao nível do mar e da cabeça do poço no leito marinho. Além disso, está exposto a correntes mais fortes, já que o perfil de velocidade da corrente tem um formato triangular, com correntes mais rápidas próximo ao centro da seção. Embora a região superior esteja mais exposta às ondas, a velocidade dessas ondas, que diminui exponencialmente com a profundidade, seu deslocamento nodal é limitado pela plataforma. Vale ressaltar que, sob as mesmas condições operacionais do modelo sem *riser*, um modelo com *riser* obteve deformação de 4 metros, para o mesmo ponto.

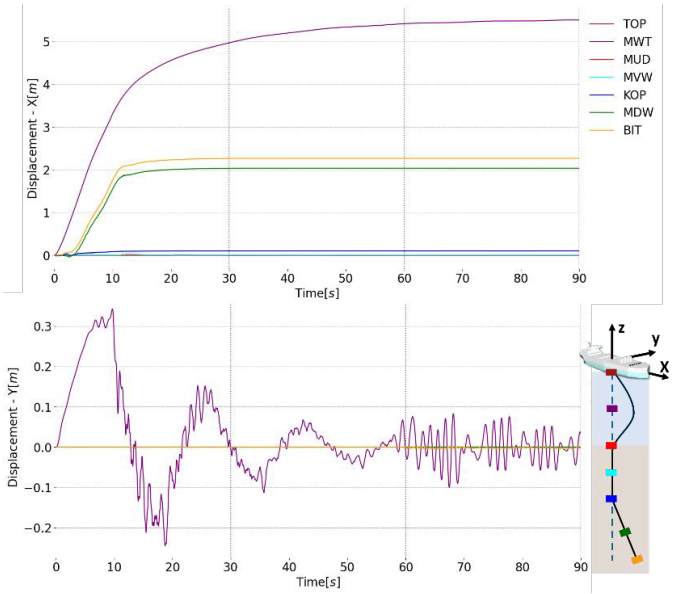


Figura 2: Deslocamento na direção X (gráfico superior) e na direção Y (gráfico inferior).

Na área próxima à Linha de Lama, localizada no leito marinho, dois fatores contribuem para a dinâmica observada: as correntes são mais lentas, pois a velocidade atinge zero no leito marinho, e o tubo de perfuração é restringido pelo *blowout preventer* (BOP), com limite de translação nas direções X e Y. Os pontos MDW e BIT, embora limitados pelos limites do poço, descem através da seção inclinada do poço. Por isso, expõem maiores deslocamentos na direção X.

O deslocamento na direção Y, que é ortogonal à corrente, é influenciado pelo fenômeno VIV, que induz um comportamento sinusoidal na seção de água. A região do Meio da Água é mais suscetível ao VIV, levando a maiores deslocamentos. Por outro lado, as áreas próximas à Linha de Lama e abaixo estão fora da zona de influência do VIV e são restringidas pelo BOP.

Nos gráficos da Figura 3, é possível observar a influência da velocidade angular alvo e do WOB (peso sobre a broca) na dinâmica da broca. Para o WOB de 133 kN e velocidades alvo de 100 RPM, foram detectados fenômenos de *stick-slip*. Para as velocidades alvo de 120 RPM, pelo menos um ciclo pode ser observado sob *stick-slip*.

ISBN: 978-65-5222-057-8

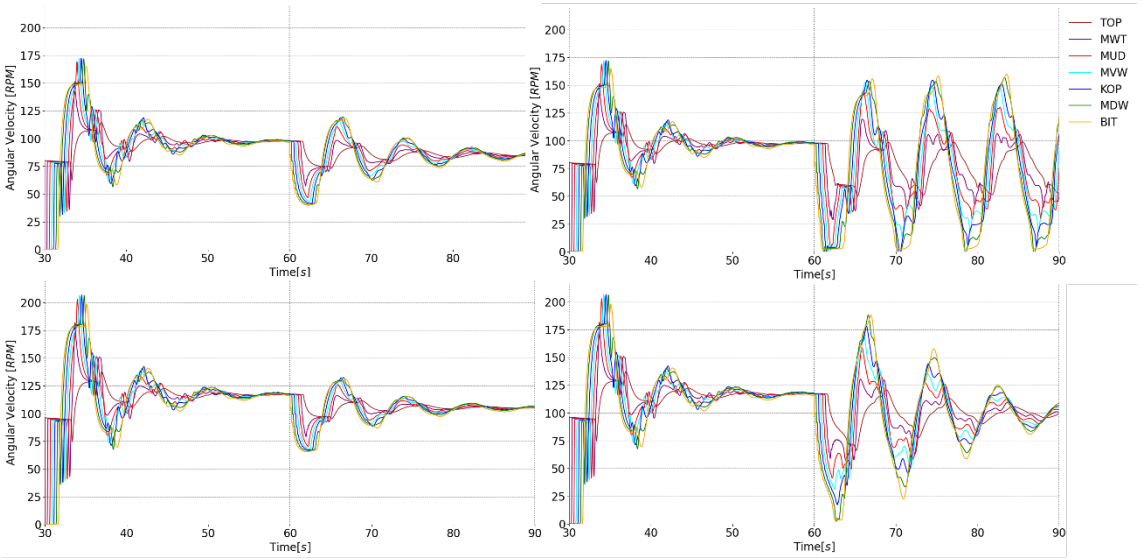


Figura 3: Velocidade angular ao longo da coluna de perfuração. Velocidade alvo de 100 RPM para os gráficos superiores e 120 RPM para os gráficos inferiores. Um WOB de 89 kN é usado para os gráficos à esquerda, e 133 kN para os gráficos à direita.

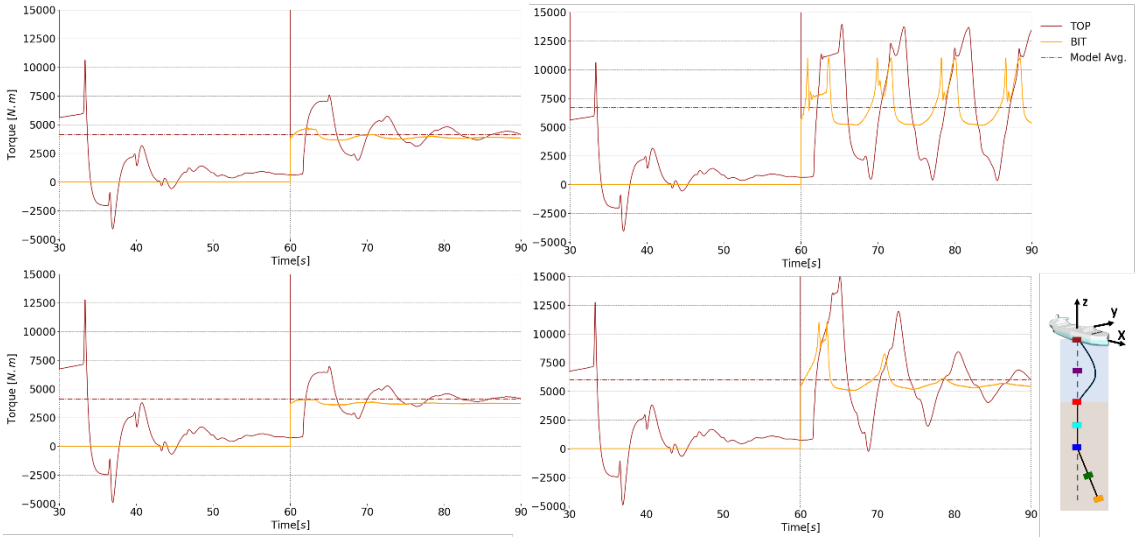


Figura 4: Torque no Top-Drive e na Broca. Velocidade 100 RPM para os gráficos superiores e 120 RPM para os gráficos inferiores. WOB de 89 kN é usado para os gráficos à esquerda, e 133 kN para os gráficos à direita.

Quando o WOB é ajustado para 89 kN, o fenômeno de *stick-slip* não pode ser observado. Isso está alinhado com a prática atual de operar em velocidades angulares mais altas para evitar o *stick-slip* e a correlação entre WOB e *stick-slip*. Isso pode ser observado pelas diferenças na dinâmica da broca entre WOB de 133 kN e 89 kN para velocidades alvo de 120 RPM e 120 RPM; para o primeiro WOB, o modelo detecta *stick-slip*, enquanto para o segundo, não.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A Figura 4 apresenta gráficos de torque. Pode-se notar nos gráficos à esquerda que não há diferença entre o torque para dois conjuntos distintos de velocidade alvo quando não há *stick-slip*. Isso se deve ao modelo de fricção torcional, sendo que possui um valor elevado para as velocidades nulas e baixas, mas diminui para um platô logo depois. Pelo mesmo motivo, nos gráficos à direita, embora compartilhem o mesmo WOB, a presença de *stick-slip* aumenta o torque na broca. O modelo broca-rocha, no entanto, é fortemente influenciado pelo WOB, como pode ser visto nos gráficos superiores e inferiores. Mesmo quando não há *stick-slip* para ambos os comportamentos (gráficos superiores ou gráficos inferiores), a diferença no WOB gera um aumento no torque na broca.

CONCLUSÕES

A análise do comportamento de deslocamento da coluna de perfuração dentro do poço fornece informações cruciais sobre as dinâmicas influenciadas por fatores externos, como correntes, ação das ondas e as características inerentes da estrutura do poço. Os resultados indicam que os deslocamentos são significativamente maiores na direção X, onde a corrente é mais intensa, especialmente na região central da seção de água. Esse achado destaca a necessidade de considerar as forças hidrodinâmicas ao avaliar a integridade operacional e o desempenho da coluna de perfuração. Além disso, observações na direção Y, onde as Vibrações Induzidas por Vórtices desempenham um papel substancial, mostram que a região do meio da água é particularmente suscetível a maiores deslocamentos.

O modelo utilizado mostrou-se eficaz na análise dos comportamentos mencionados. Esta pesquisa está em andamento, e os autores planejam aprimorar o modelo, incorporando capacidades para simular fenômenos físicos adicionais. Investigações futuras incluirão a introdução de avanços axiais da broca e variações no diâmetro do poço.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras e às agências brasileiras: CAPES, CNPQ e FAPERJ.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bakke, S.: Directional drilling: the state of the art (1986)

Bashir, B., Piaskowy, M., Alusta, G.: Overview on directional drilling wells. ARPN J. Eng. Appl. Sci 16, 2305–2316 (2021)

ISBN: 978-65-5222-057-8

Carter, G., Bland, B., Pinckard, M.: Riserless drilling-applications of an innovative drilling method and tools. In: Offshore Technology Conference, p. 17673 (2005). OTC

Chakrabarti, S.: Hydrodynamics of offshore structures. Springer-Verlag google schola 2, 1–8 (1987)

Chen, Y., Liu, J., Cai, M.: Three-dimensional nonlinear coupling vibration of drill string in deepwater riserless drilling and its influence on wellbore pressure field. Nonlinear Dynamics 111(16), 14639–14666 (2023)

Choe, J.: Analysis of riserless drilling and well-control hydraulics. SPE drilling & completion 14(01), 71–81 (1999)

Liu, J., Liang, S., Chen, Y., Zhang, M.: Axial-lateral-torsional coupling nonlinear vibration of riserless drill-string considering both seawater and stratum parts. Applied Ocean Research 140, 103742 (2023)

Lobo, D.M., Ritto, T.G., Castello, D.A. and Batou, A., 2022. On the stochastic bit–rock interaction disturbances and its effects on the performance of two commercial control strategies used in drill strings. *Mechanical Systems and Signal Processing*, *164*, p.108229.

MacLean, J.D., Vaziri, V., Aphale, S.S., Wiercigroch, M.: Suppressing stick–slip oscillations in drill-strings by modified integral resonant control. International Journal of Mechanical Sciences 228, 107425 (2022)

Matheson, G., Lima, J., Ribeiro, E., Antunes, L.: Metocean data. northern santos basin pre-salt fields. Technical report, Petrobras (2018)

McCabe, A.: Well vertical movement on platform wells. In: SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, p. 19241 (1989). SPE

Nogueira, B., Ritto, T.: Stochastic torsional stability of an oil drill-string. Meccanica 53, 3047–3060 (2018)

Poedjono, B., Isevcan, E., Lombardo, G.J., Walker, J.R., McCulloch, S.: Managing drilling risk and uncertainty standard in well placement. In: International Petroleum Technology Conference, p. 13142 (2009). IPTC

Ritto, T., Escalante, M., Sampaio, R., Rosales, M.B.: Drill-string horizontal dynamics with uncertainty on the frictional force. Journal of Sound and Vibration 332(1), 145–153 (2013)

Tucker, R., Wang, C.: The excitation and control of torsional slip-stick in the presence of axial-vibrations. Lancsos University (1997). https://encurtador.com.br/eVpuL

Tucker, W., Wang, C.: An integrated model for drill-string dynamics. Journal of Sound and Vibration 224(1), 123–165 (1999)

ISBN: 978-65-5222-057-8

MODELAGEM COMPUTACIONAL DA DEPOSIÇÃO DE PARTÍCULAS E CRIAÇÃO DE TORTA DE FILTRAÇÃO EXTERNA EM MEIOS POROSOS NO CONTEXTO DE DANO À FORMAÇÃO

Pedro K. de Azevedo[1,2], Bruno P. Sansone[2], Hélio R. Neto[2],
Sérgio T. de Camargo Jr.[3], Marcos A. F. Rodrigues[4], Roney Leon Thompson[1]

[1]Universidade Federal do Rio de Janeiro, kropf@mecanica.ufrj.br, [2]WIKKI Brasil Consultoria em Engenharia LTDA., [3]CENPES - Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello, [4]Universidade Federal do Rio Grande do Norte

RESUMO

Dano à formação refere-se a um conjunto de problemas que podem surgir durante a perfuração e produção de poços, levando à redução da produtividade do poço e ao aumento dos custos operacionais. Tais danos podem resultar de vários fatores; portanto, compreender e mitigar estes fenômenos é essencial para garantir a viabilidade econômica e ambiental das operações de perfuração. Este trabalho visa desenvolver um solucionador numérico que represente adequadamente o escoamento de fluido de perfuração em rochas carbonáticas na escala de plugue. O modelo simula a invasão e deposição de partículas no meio poroso, a formação da torta de filtração externa, a queda de pressão associada e a consequente redução da permeabilidade da matriz rochosa. Simulações computacionais foram realizadas e validadas com base em experimentos laboratoriais. As simulações mostraram que ambos os mecanismos, formação da torta de filtração externa e deposição dentro dos poros, precisam ser considerados para fornecer resultados precisos.

Palavras-chave: dano à formação, fluidodinâmica computacional, meios porosos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A indústria de petróleo e gás é uma atividade fundamental da economia global, fornecendo a energia necessária para impulsionar as atividades humanas globalmente. No centro dessa indústria está a perfuração de poços de petróleo, uma atividade complexa que envolve a penetração de camadas rochosas subterrâneas para acessar reservatórios de hidrocarbonetos. No entanto, apesar dos avanços tecnológicos significativos, a perfuração de poços de petróleo continua a ser uma atividade desafiadora e arriscada, com potencial para causar danos à formação.

O termo “dano à formação” refere-se a uma série de problemas que podem surgir durante o processo de perfuração e produção de petróleo, resultando na redução da produtividade do poço e no aumento dos custos operacionais. Esses danos podem ser causados por uma variedade de fatores, desde a pressão exercida pelas ferramentas de perfuração até a interação com fluidos de perfuração e de estimulação. O entendimento e a mitigação desses danos são cruciais para garantir o sucesso econômico e ambiental das operações de perfuração de poços de petróleo.

A fluidodinâmica computacional é uma ferramenta poderosa para simular o comportamento dos fluidos de perfuração e estimulação dentro do poço e da formação rochosa adjacente. Essa técnica permite a análise detalhada dos fenômenos físicos envolvidos, como fluxo multifásico, transporte de sólidos e reações químicas, fornecendo uma compreensão valiosa sobre os mecanismos que acarretam na diminuição da permeabilidade da rocha. Portanto, o uso de CFD representa uma abordagem inestimável para aprimorar a compreensão e a gestão do dano à formação na indústria de perfuração de poços de petróleo, contribuindo para a melhoria contínua da eficiência e sustentabilidade das operações.

Desta forma, este trabalho visou o desenvolvimento de uma modelagem computacional e a implementação em um solucionador numérico capaz de reproduzir experimentos de dano à formação em escala de plugue, com o objetivo de fortalecer e embasar a tomada de decisão no momento de fabricação de novos fluidos de perfuração ou operação em campo.

MODELAGEM COMPUTACIONAL

Visando representar um cenário de filtração axial em um plugue rochoso, onde as partículas suspensas no fluido têm a capacidade de formar uma torta de filtração externa, depositar-se no interior da rocha e, consequentemente, reduzir a permeabilidade do meio, os seguintes fenômenos precisam ser modelados:

- Escoamento de fluido com particulado em meio poroso;
- Formação de torta de filtração externa via deposição de partículas na superfície da rocha;
- Invasão e deposição de partículas no interior da rocha;
- Atualização de porosidade e permeabilidade devido à deposição de particulado.

A modelagem matemática foi implementada utilizando o *software* de código aberto OpenFOAM, que usa o método de volumes finitos para resolver o sistema de equações de transporte. Além disso, o código usa como base o solucionador numérico desenvolvido por Lange *et al*. (2023). O algoritmo de solução é

ISBN: 978-65-5222-057-8

baseado no método *PIMPLE: Merged SIMPLE-PISO* (Ferziger and Peric, 2002), enquanto os solucionadores do sistema linear utilizam os métodos de Gradientes Conjudados e o *Algebraic Multigrid.* Trata-se de um escoamento laminar, incompressível e multicomponente, onde as partículas são representadas como um componente da mistura fluida. As equações de conservação de massa do fluido (1), quantidade de movimento linear (2), transporte de fração mássica de particulado (3), fração mássica de fluido (4) e a conservação de massa da rocha (5) são definidas a seguir, respectivamente:

$$\frac{\partial(\phi\rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (\phi\rho_f u) = \sum_{i=1}^{n} \dot{m}_{fc,i} + \dot{m}_{dc,i}, \quad (1)$$

$$\frac{\partial(\phi\rho_f u)}{\partial t} + \nabla \cdot (\phi\rho_f uu) = -\phi\nabla p + \phi\rho_f g - S, \quad (2)$$

$$\frac{\partial(\phi\rho_f Y_{p,i})}{\partial t} + \nabla \cdot (\phi\rho_f Y_{p,i} u) = \dot{m}_{fc,i} + \dot{m}_{dc,i}, \quad (3)$$

$$\frac{\partial(\phi\rho_f Y_{H2O})}{\partial t} + \nabla \cdot (\phi\rho_f Y_{H2O} u) = 0, \quad (4)$$

$$\frac{\partial\rho_r\phi}{\partial t} = \sum_{i=1}^{n} \dot{m}_{fc,i} + \dot{m}_{dc,i}. \quad (5)$$

Acima, u é o vetor velocidade intrínseca, ρ_f e ρ_r são as massas específicas do fluido e da rocha, respectivamente, ϕ é a porosidade da rocha, p é a pressão do sistema, $Y_{p,i}$ é a fração mássica da partícula “i” na fase fluida, para qual vale a relação de fechamento $\sum_{i=1}^{n} Y_{p,i} + Y_{H2O} = 1$, em que Y_{H2O} é a fração mássica da componente líquida. A fase fluida é, portanto, composta por “n” partículas suspensas e uma componente líquida. Os termos $\dot{m}_{fc,i}$ e $\dot{m}_{dc,i}$ representam, respectivamente, a taxa de transferência de massa da partícula "i" para a torta de filtração e para a deposição intraporosa. A equação de conservação da porosidade considera que a deposição de partículas altera tanto a porosidade ϕ quanto a massa específica da matriz sólida ρ_r, sendo esta tratada como variável no tempo e no espaço. Tal abordagem é compatível com processos de filtração nos quais as partículas suspensas possuam massa específica distinta da matriz sólida do meio poroso, ou entre si, como ocorre em sistemas polidispersos com partículas de diferentes naturezas físico-químicas. Por fim, $\boldsymbol{S}$ é o termo de dissipação viscosa intra-REV (*Representative Elementary Volume*), resultante da interação rocha-fluido (Whitaker, 1986; 1999), dado por:

$$S = \phi^2 \mu K^{-1} \cdot u, \quad (6)$$

em que μ é a viscosidade dinâmica do fluido e K^{-1} o tensor resistividade do meio (inverso da permeabilidade). Os termos de transferência de massa serão modelados de acordo com os fenômenos que cada um representa; no caso da formação de torta de filtração externa, visto que o escoamento é unicamente axial, todas as partículas com diâmetro maior do que o diâmetro de garganta de poro serão retidas na interface entre o plugue e o fluido, formando assim a torta de filtração externa. Desta maneira, o termo $\dot{m}_{fc,i}$ (subscrito refere-se ao *filter*

ISBN: 978-65-5222-057-8

cake), irá calcular toda a massa de partículas que entra em contato com a interface do fluido e transferi-la-á para a rocha. O termo referente à formação de torta de filtração externa pode ser expresso matematicamente por:

$$\dot{m}_{fc,i} = \nabla \cdot (\phi \rho_f u Y_{p,i}) - \left(\frac{\phi \rho_f Y_{p,i}}{\Delta t}\right)_{ant}, \quad (7)$$

onde o subscrito “ant” indica o valor anterior no tempo. Já para a deposição intraporosa de partículas, uma abordagem fenomenológica foi utilizada. Utilizando o um modelo de filtração de partículas (Suri, 2004), o termo $\dot{m}_{dc}$ pode ser escrito como:

$$\dot{m}_{dc,i} = -\lambda \rho_f Y_{p,i} \phi |u|, \quad (8)$$

onde λ é o coeficiente de filtração do meio, que é modelado a partir de um processo de aumento de escala. Este termo pode ser escrito como:

$$\lambda = \frac{3(1-\phi)^{1/3}}{2 d_g} \eta, \quad (9)$$

onde η é a eficiência de coleta. Tal termo engloba diversos mecanismos de deposição, responsáveis pela eficiência propriamente dita do meio poroso aderir às partículas em seu interior. Este termo pode ser modelado de diversas formas, conforme (Zou *et al*., 2023); o modelo selecionado foi o de Ma *et al*. (2013). Por fim, a equação constitutiva que modela a mudança de permeabilidade em função da variação de porosidade e fração volumétrica de sólidos depositada (σ), é baseada no trabalho de Pang e Sharma (1997), onde três fatores são levados em consideração:

1. Função hiperbólica para aumento de tortuosidade (f_{Ft}), com $b$sendo um fator empírico:

$$f_{Ft} = \frac{1}{1+b\sigma}. \quad (10)$$

2. Função para aumento de área superficial (f_Σ), com $d_g$sendo o diâmetro de grão, d_po diâmetro da partícula e ϕ_0a porosidade inicial:

$$f_\Sigma = \left[\frac{1+\sigma/(1-\phi_0)}{1+(d_g/d_p)\sigma/(1-\phi_0)}\right]^2. \quad (11)$$

3. Função de redução de porosidade (f_ϕ):

$$f_\phi = \frac{\phi^3(1-\phi_0)^2}{\phi_0^3(1-\phi)^2}. \quad (12)$$

Portanto, a expressão matemática para atualização da permeabilidade é dada pela equação (12), onde K_0 é a permeabilidade inicial:

$$K = K_0 f_{Ft} f_\Sigma f_\phi. \quad (13)$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

A validação da modelagem computacional proposta se deu pela comparação de resultados numéricos com dados experimentais obtidos em laboratório pela equipe de pesquisadores do LABRES, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). Trata-se de um experimento com fluxo axial a partir da imposição de um diferencial de pressão, onde o fluido de perfuração é injetado totalmente perpendicular à face da rocha. As hipóteses simplificadoras anteriormente aplicadas são cabíveis neste cenário. Com a finalidade de validar a capacidade de solucionar escoamentos tridimensionais com variações nos campos de porosidade e permeabilidade, um cenário correspondente foi configurado.

O domínio computacional foi confeccionado de maneira a assemelhar-se a um plugue cilíndrico composto por células totalmente hexaédricas e bem-comportadas. A Figura (1) mostra o domínio computacional, composto por 118800 células, ao lado de um plugue real utilizado para ensaios de dano à formação.

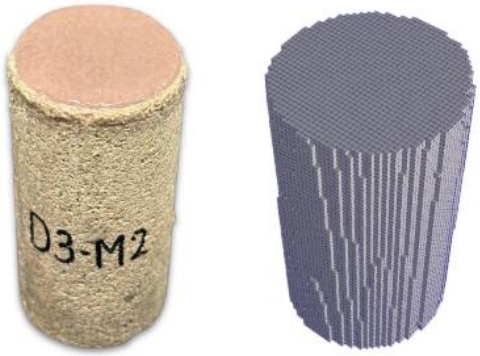


Figura 1: Plugue real (à esquerda) e domínio computacional (à direita).

Visando representar o domínio com maior fidelidade, um campo de porosidade com distribuição normal aleatória foi iniciado; com a utilização da equação de Kozeny-Carman, Equação (14), foi possível gerar o campo de permeabilidade correspondente, mantendo o valor total correspondente à perda de carga observada em laboratório.

$$\sqrt{\frac{K}{\phi}} = FZI\left(\frac{\phi}{1-\phi}\right)^{\beta}. \qquad (14)$$

A Figura (2) mostra os campos iniciais de porosidade e permeabilidade. Foram reproduzidos dois cenários experimentais com o mesmo fluido de perfuração. As amostras de rocha carbonática são do tipo *limestone* e suas propriedades permoporosas médias estão listadas na Tabela (1).

O fluido de perfuração utilizado também foi caracterizado, conforme Tabela (2), bem como a distribuição granulométrica do agente obturante (barita) utilizado.

ISBN: 978-65-5222-057-8

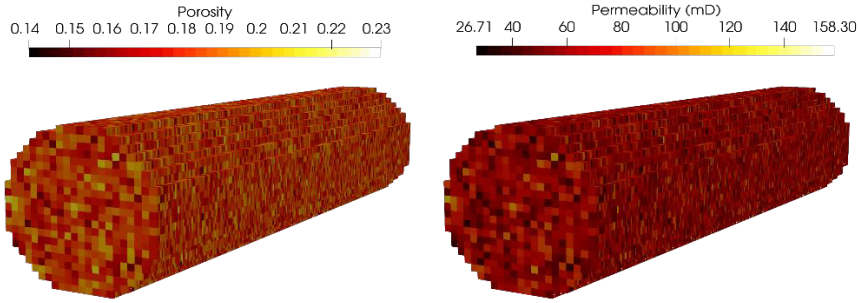


Figura 2: Campos iniciais de porosidade (à esquerda) e permeabilidade (à direita).

Tabela 1: Propriedades permoporosas das amostras.

Propriedade	Valor
Permeabilidade média amostra 1	75.11 [mD]
Porosidade média amostra 1	18.13%
Permeabilidade média amostra 2	55.27 [mD]
Porosidade média amostra 2	19.2%

Tabela 2: Caracterização do fluido de perfuração.

Propriedade	Valor
Concentração de barita	54.2072 [kg/m³]
Massa específica da barita	4400 [kg/m³]
Massa específica do fluido	1078.44 [kg/m³]
Viscosidade do fluido	0.019 [Pa.s]

A permeabilidade da torta de filtração externa foi estimada a partir dos dados experimentais fornecidos, como o tempo total de experimento e volume acumulado de filtrado. Assim, utilizando a equação deduzida por Waldmann *et al.* (2005):

$$t = \left(\frac{h_{mp}}{K_{mp}} V_f + \frac{V_f^2}{2AK_c}\left(\frac{C_s}{1-C_s}\right)\left(\frac{1}{1-\phi_{mp}}\right)\right)\frac{\mu_f}{\Delta pA}, \quad (15)$$

onde C_s é a concentração de sólidos no fuido, V_f é o volume acumulado de filtrado no tempo t e h_{mp} e K_{mp} são o comprimento e permeabilidade do plugue. Com isso, a única variável torna-se a permeabilidade da torta de filtração K_c. A mesma foi estimada em 0.138 $[\mu D]$ no ensaio 1 e 0.095 $[\mu D]$ no ensaio 2; a porosidade foi considerada igual a 48%.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A base de comparação de resultados foi a curva de volume acumulado de filtrado ao longo do experimento e a permeabilidade total do plugue ao final do experimento. A Figura (3) mostra os campos de fração mássica de particulado depositado no interior do plugue, bem como o campo de permeabilidade. Uma análise qualitativa desta imagem mostra que a maior parte das partículas se deposita nos milímetros iniciais do plugue, o que indica uma formação de torta de filtração eficiente, impedindo a infiltração de partículas no interior da rocha em grandes comprimentos, evitando assim um dano maior.

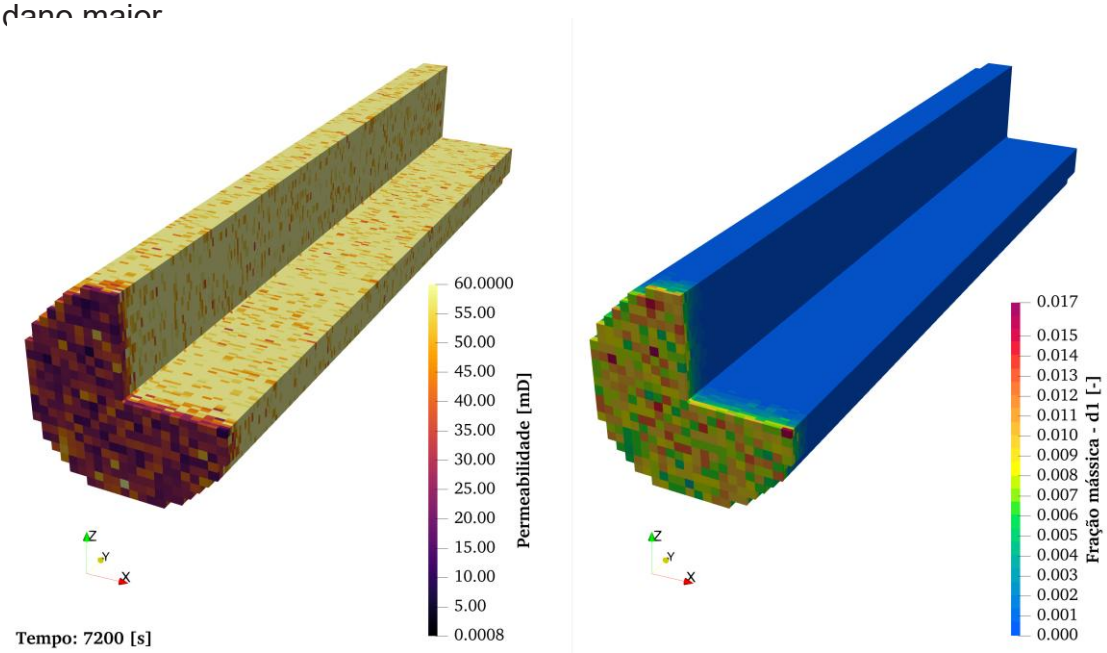


Figura 3: Campos de permeabilidade do plugue (à esquerda) e fração mássica de partículas depositadas (à direita).

A profundidade máxima atingida pelo particulado neste primeiro cenário foi igual a 3.6 [mm], resultando em uma variação na permeabilidade média do plugue de 2.17%. O resultado experimental apresentou uma permeabilidade total final igual a 69.77 [mD], enquanto a obtida numericamente foi de 73.88 [mD], representando uma diferença de 5.9%. A Figura (4) a seguir mostra a curva de volume acumulado de filtrado ao longo do tempo para este cenário.

O mesmo procedimento foi realizado para o ensaio 2; resultados experimentais de permeabilidade total mostraram uma redução para 49.24 [mD], enquanto os resultados numéricos apontaram uma redução para 54.5 [mD], representando uma diferença de 10.7%. A Figura (5) apresenta os campos de permeabilidade e fração mássica de partículas depositadas e a Figura (6), a curva de volume acumulado de filtrado ao longo do tempo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

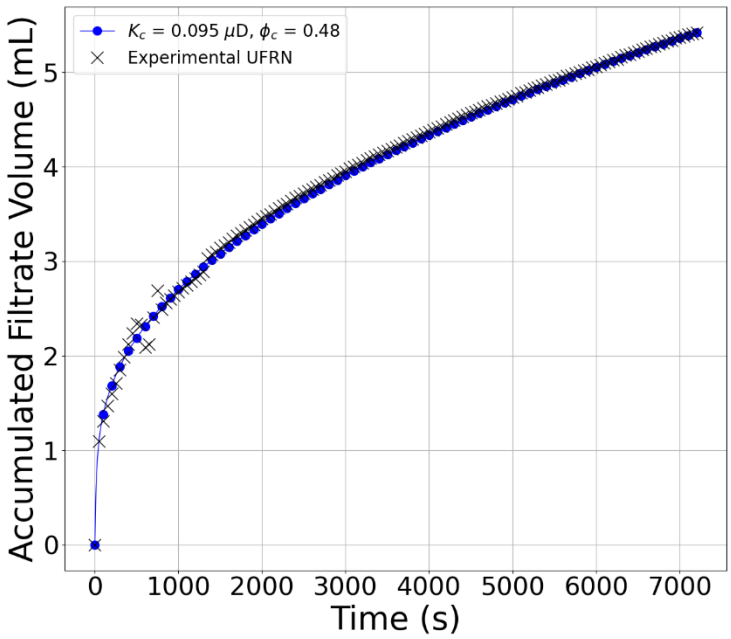


Figura 4: Comparação numérica e experimental do volume acumulado de filtrado ao longo do tempo para o ensaio 1.

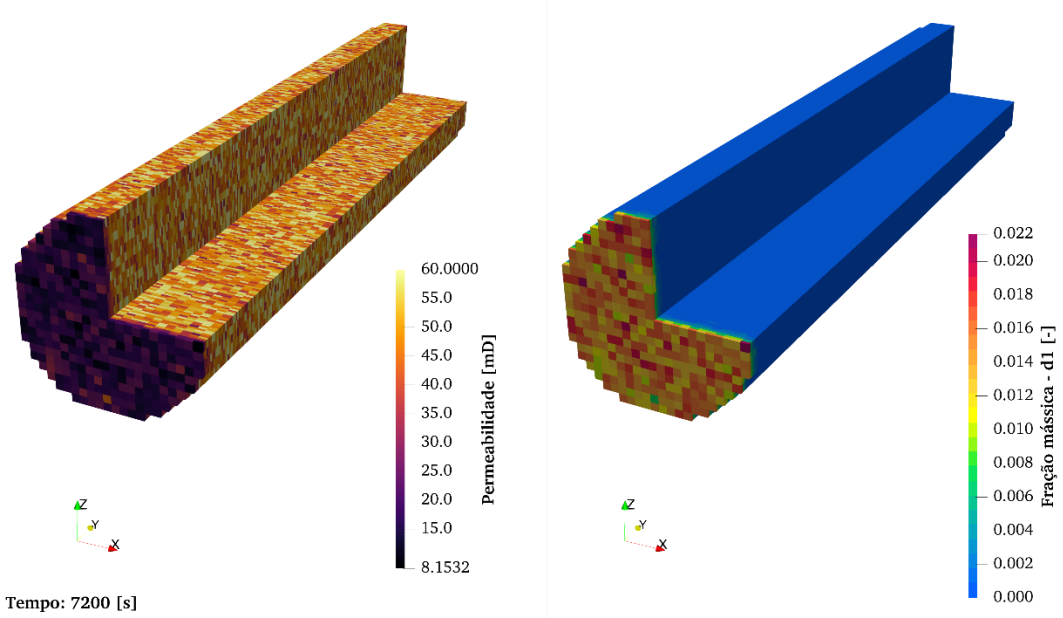


Figura 5: Campos de permeabilidade do plugue (à esquerda) e fração mássica de partículas depositadas (à direita).

ISBN: 978-65-5222-057-8

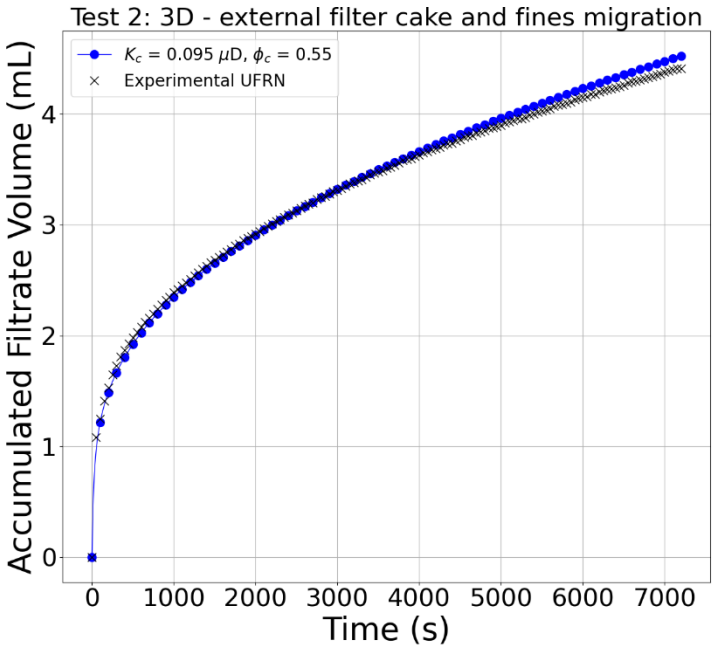


Figura 6: Curva de volume acumulado de filtrado ao longo do tempo.

CONCLUSÕES

A proposta de modelagem computacional mostrou boa compatibilidade com resultados experimentais obtidos em ensaios de dano em escala de plugue. A modelagem matemática de formação de filtração externa mostrou-se capaz de capturar, neste cenário de escoamento unicamente axial, a perda de carga causada pelo acúmulo de partículas na interface entre rocha e fluido. A modelagem de deposição de partículas e atualização de porosidade e permeabilidade mostrou boa reprodução dos resultados, com diferenças entre 5 e 10% em comparação com resultados experimentais. Ainda é necessário complementar a modelagem atual para que ensaios em condições dinâmicas (escoamento tangencial à face do plugue) sejam contemplados, aprimorando o modelo de formação de filtração externa com uma abordagem fenomenológica. Além disso, considerar a reologia não-newtoniana dos fluidos de perfuração e a variação de viscosidade em função da concentração de partículas são desenvolvimentos futuros a serem realizados.

REFERÊNCIAS BIBLOGRÁFICAS

FERZIGER, J. H.; PERIĆ, M. Computational methods for fluid dynamics. 3. ed. New York: Springer, 2002.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MA, H.; HRADISKY, M.; JOHNSON, W. P. Extending applicability of correlation equations to predict colloidal retention in porous media at low fluid velocity. **Environmental science & technology**, v. 47, n. 5, p. 2272-2278, 2013. Disponível em: https://doi.org/10.1021/es304753r. Acesso em: 12 ago. 2025.

PANG, S.; SHARMA, M. M. A model for predicting injectivity decline in water-injection wells. **SPE Formation Evaluation**, v. 12, n. 03, p. 194-201, 1997. Disponível em: https://doi.org/10.2118/28489-PA. Acesso em: 12 ago. 2025.

SURI, A.; SHARMA, M. M. Strategies for sizing particles in drilling and completion fluids. **SPE Journal**, v. 9, n. 01, p. 13-23, 2004. Disponível em: https://doi.org/10.2118/87676-PA. Acesso em: 12 ago. 2025.

WALDMANN, A. T. A. *et al*. Predicting and monitoring fluid invasion in exploratory drilling. **SPE Drilling & Completion**, v. 20, n. 04, p. 268-275, 2005. Disponível em: https://doi.org/10.2118/86497-PA. Acesso em: 12 ago. 2025.

WHITAKER, S. Flow in porous media I: A theoretical derivation of Darcy's law. **Transport in porous media**, v. 1, n. 1, p. 3-25, 1986. Disponível em: https://doi.org/10.1007/BF01036523. Acesso em: 12 ago. 2025.

WHITAKER, S. **The method of volume averaging**. Springer Science & Business Media, 2013.

ZOU, Z. *et al*. The Comparison of Seven Models to Simulate the Transport and Deposition of Polydisperse Particles under Favorable Conditions in a Saturated Medium. **Water**, v. 15, n. 12, p. 2193, 2023. Disponível em: https://doi.org/10.3390/w15122193. Acesso em: 12 ago. 2025.

LANGE, R. *et al*. upstreamFoam: an OpenFOAM-based solver for heterogeneous porous media at different scales. **arXiv preprint arXiv:2304.03390**, 2023. Disponível em: https://doi.org/10.48550/arXiv.2304.03390. Acesso em: 12 ago. 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

APLICAÇÃO DE TÉCNICAS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL PARA AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS DE SOLO COM FOCO EM PROJETO GEOTÉCNICO DE POÇO

Lucas Veras de Siqueira[1], João Paulo Lima Santos[2], Lucas Pereira de Gouveia[3]

[1]Laboratório de Computação Científica e Visualização / Universidade Federal de Alagoas, lucas.siqueira@lccv.ufal.br, [2]Laboratório de Computação Científica e Visualização / Universidade Federal de Alagoas, jpls@lccv.ufal.br, [3]Laboratório de Computação Científica e Visualização / Universidade Federal de Alagoas, lucasgouveia@lccv.ufal.br

RESUMO

A construção de poços de petróleo demanda um conhecimento geotécnico preciso para garantir segurança, viabilidade técnica e otimização de custos, especialmente em ambientes complexos ou de difícil acesso. No entanto, a realização de ensaios de solo in situ pode ser limitada por barreiras logísticas e financeiras. Este trabalho apresenta uma abordagem alternativa baseada em inteligência artificial para a previsão de parâmetros geotécnicos essenciais à construção de poços, utilizando dados de ensaios CPTu (Cone Penetration Test with Pore Pressure Measurement). A metodologia combina o uso da Krigagem Ordinária, técnica tradicional de interpolação espacial, com a aplicação do algoritmo Support Vector Machine (SVM), uma ferramenta de aprendizado de máquina. Os dados empregados são provenientes de base pública com mais de mil ensaios realizados na Áustria e Alemanha. Foram realizadas previsões da resistência não drenada do solo em pontos estratégicos, com posterior comparação entre as metodologias utilizando o erro quadrático médio como métrica. Os resultados demonstraram maior precisão da Krigagem frente ao modelo de SVM, especialmente em regiões com maior variabilidade dos dados. A análise reforça o valor da geoestatística como ferramenta consolidada em projetos de construção de poços, ao mesmo tempo em que aponta o potencial das soluções baseadas em inteligência artificial como apoio à tomada de decisão em engenharia. A integração entre técnicas tradicionais e modernas pode representar um avanço na previsão de condições do solo, contribuindo para maior eficiência e segurança nas etapas iniciais de perfuração.

Palavras-chave: inteligência artificial, krigagem, perfuração de poços, geotecnia, svm.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A indústria de óleo e gás desempenha um papel essencial no fornecimento de energia global, sendo responsável por sustentar a demanda mundial por combustíveis. O declínio de reservas terrestres convencionais empurrou a indústria para frentes exploratórias cada vez mais desafiadoras — águas ultra profundas, zonas de transição e formações geotécnicas complexas — onde incertezas no solo podem elevar significativamente o risco e o custo de construção de poços. Além disso, estimativas da International Energy Agency indicam que os campos convencionais maduros fora da OPEP perdem, em média, cerca de 6% de sua capacidade de produção por ano, exigindo a reposição de 4 a 5 milhões de barris/dia apenas para manter a oferta global estável (IEA, 2020). Nessas condições, a caracterização precisa do solo se torna um fator determinante para garantir a segurança e eficiência na construção de poços de hidrocarbonetos.

Segundo Norvig (2013), inteligência artificial (IA) é reconhecida como a capacidade de sistemas cibernéticos imitarem funções cognitivas humanas, recentemente, a IA emergiu como uma alternativa promissora em vários campos da engenharia, oferecendo soluções automatizadas e modernas para os desafios da indústria. Em particular, as análises de solo para início de poço tornaram-se uma área de foco crucial, dada a constante complexidade dos testes e da caracterização *in situ*.

Dois dos principais testes utilizados nesse contexto são o *Cone Penetration Test* (CPT) e o *Cone Penetration Test with Pore Pressure Measurement* (CPTu). O CPT fornece informações essenciais sobre a resistência do solo, coesão e fricção interna por meio da penetração de um cone no ambiente estudado. O CPTu, por sua vez, inclui medições de pressão de poros, adicionando detalhes sobre a permeabilidade e a compressibilidade do terreno (Lunne, 1997). Ambos desempenham um papel fundamental na caracterização do solo, influenciando diretamente decisões no projeto de poços.

Este trabalho se propõe a explorar a aplicação da inteligência artificial na abordagem de problemas de engenharia geotécnica relacionados à caracterização do solo. Utilizando dados provenientes de Oberhollenzer (2020), que compreendem mais de 1339 parâmetros de testes geotécnicos (CPT e CPTu) realizados em diferentes locais da Áustria e Alemanha, busca-se desenvolver algoritmos capazes de extrapolar esses dados para prever parâmetros de solo em regiões não amostradas.

O estudo concentra-se na comparação entre técnicas de interpolação geotécnica, especificamente o uso da inteligência artificial, como o Support Vector Machine (SVM), e a abordagem tradicional de Krigagem Ordinária. Ao CPTu, com foco na resistência ao cisalhamento não drenada (Su), objetiva-se avaliar a eficácia de cada abordagem, especialmente no contexto de poços próximos e ambientes de difícil acesso.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Na geotecnia, que enfrenta dificuldades complexas na análise de solos, especialmente em ambientes marinhos, a precisão na localização de estruturas muitas vezes dificulta a realização de análises diretas. A aplicação de IA treinada surge como uma solução promissora para simplificar e otimizar a caracterização do solo em comparação com métodos estabelecidos, como a Krigagem, proporcionando uma abordagem mais rápida e precisa.

A utilização de dados extrapolados pode resultar em economia significativa na construção de poços, eliminando despesas extras associadas a estudos de teste de solo em pontos específicos. Isso possibilita aproveitar dados de poços de correlação já existentes nas áreas de interesse, contribuindo para uma abordagem mais eficiente e econômica.

METODOLOGIA

Este estudo utilizou a base pública IBG CPTu Database (Oberhollenzer, 2020), que contém 1339 ensaios CPT/CPTu executados entre 2005 e 2019 na Áustria e Alemanha. Para limitar eventuais heterogeneidades litológicas, selecionaram-se seis perfis localizados num raio inferior a 30 km da localidade de Flachgau (Salzburgo). Um desses perfis, denominado “373.flachgau”, foi deliberadamente reservado para servir como caso-teste na validação cruzada.

Os dados passaram por três etapas de pré-processamento:

i) Eliminação de registros com valores ausentes (menos de 2 % do total);
ii) Normalização das variáveis contínuas pelo método min–max;
iii) Padronização de unidades para o Sistema Internacional. Em seguida, calcularam-se o fator do cone (Nkt) e a resistência não drenada (Su) com as correlações de Mayne (2018):

$$Nkt = 10.5 - 4.6 * ln(Bq + 0.1)$$

$$Su = \frac{qt - \sigma vo}{Nkt}$$

onde Bq é o parâmetro de pressão de poros, qt a resistência de ponta corrigida e σvo a tensão vertical efetiva inicial.

A interpolação geoestatística foi conduzida no software SESTSOLOS, ajustando-se um semivariograma exponencia. Esse modelo serviu para estimar Su no perfil oculto e em um ponto fictício situado fora da malha original (UTM 5 200 000 m N; 300 000 m E).

Em paralelo, desenvolveu-se um modelo de Support Vector Machine (SVM) com kernel radial (RBF) em Python 3.11, onde o conjunto de dados foi dividido em 80 % para treino e 20 % para teste.

ISBN: 978-65-5222-057-8

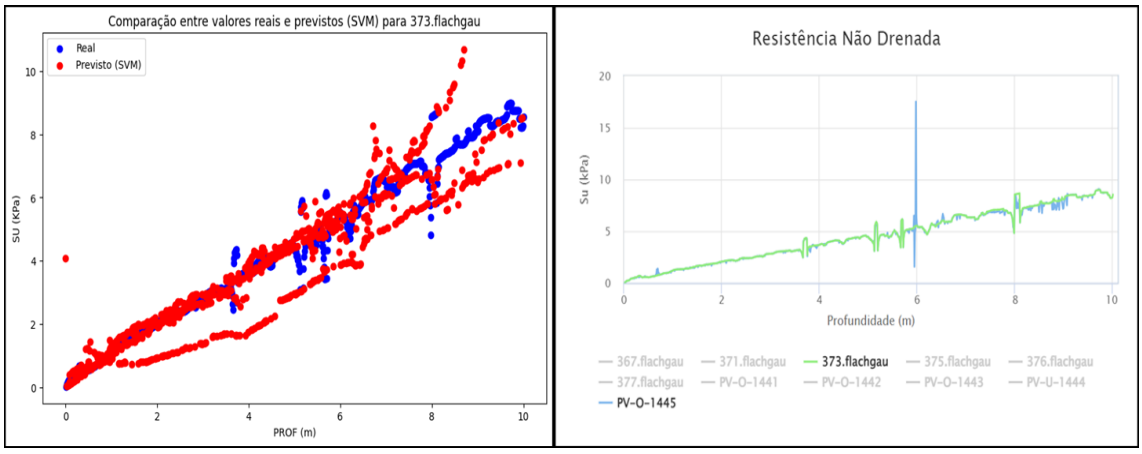
O desempenho comparativo entre Krigagem e SVM foi medido pelo Erro Quadrático Médio (EQM), definido por:

$$EQM = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(Yi - Y'i)^2$$

calculado tanto para o perfil de validação quanto para o ponto extrapolado.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A fase de validação começou com o mascaramento deliberado do furo-teste “373.flachgau”. Em seguida, aplicou-se a Krigagem Ordinária e o Support Vector Machine (SVM) para estimar a resistência não drenada (Su) ao longo da profundidade. As Figuras 1 e 2 mostram o contraste entre valores medidos e previstos. Observa-se que a Krigagem reproduziu com maior fidelidade o gradiente vertical do solo. Já o SVM apresentou flutuações mais pronunciadas, sugerindo dificuldade em capturar a continuidade estratigráfica quando a densidade de amostras é reduzida.



Figuras 1 e 2: Comparativo entre Su real e previsto (Krigagem e SVM).

A superioridade estatística da Krigagem se reflete nos valores de Erro Quadrático Médio (EQM) — 0,0286 para a Krigagem contra 0,0973 para o SVM. Embora ambos os modelos tenham fornecido previsões viáveis, a menor dispersão do EQM confirma a maior consistência geoestatística da Krigagem em cenários com poucos furos correlatos.

Além da validação pontual, avaliou-se também a performance dos modelos em um ponto completamente fictício, localizado fora da malha de dados, com coordenadas 5200000 m UTM Norte e 300000 m UTM Leste. A Figura 3 ilustra os resultados obtidos com a aplicação da Krigagem nesse ponto. Observa-se um perfil de Su coerente com os comportamentos regionais, revelando tendência crescente com a profundidade e ausência de ruídos significativos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Esse comportamento confirma que a Krigagem, ao se basear em uma estrutura espacial bem definida, consegue extrapolar com razoável confiança mesmo fora da área de dados diretos.

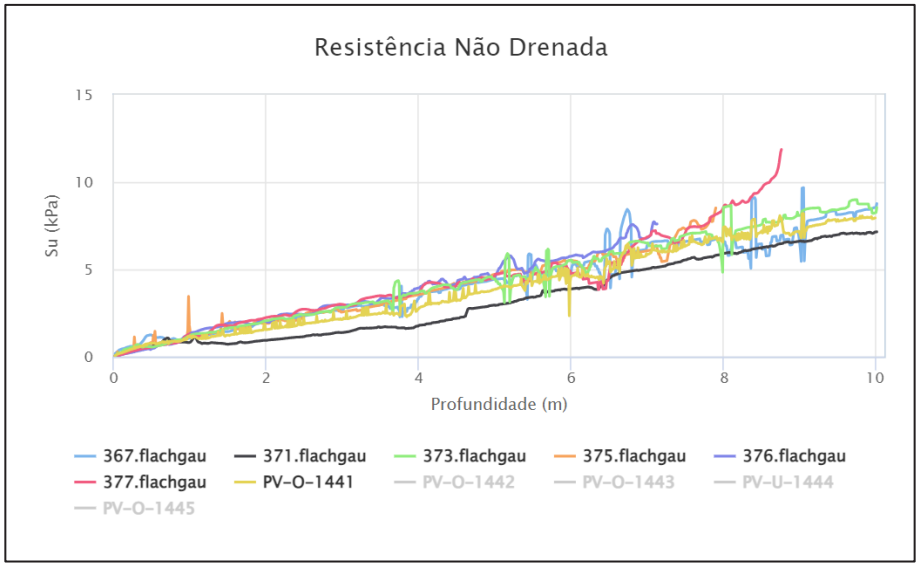


Figura 3: Previsão da resistência não drenada no ponto fictício utilizando Krigagem.

Em contrapartida, a Figura 4 mostra os resultados do SVM para o mesmo ponto fictício. Percebe-se uma maior irregularidade no comportamento dos valores previstos, com variações abruptas de Su entre camadas consecutivas. Tais oscilações podem comprometer a utilização prática dos resultados em contextos de projeto geotécnico, que exigem previsões estáveis para decisões de engenharia como o dimensionamento de sapatas ou a seleção de revestimentos de poços. A ausência de uma estrutura espacial explícita nos algoritmos de SVM pode justificar esse comportamento errático.

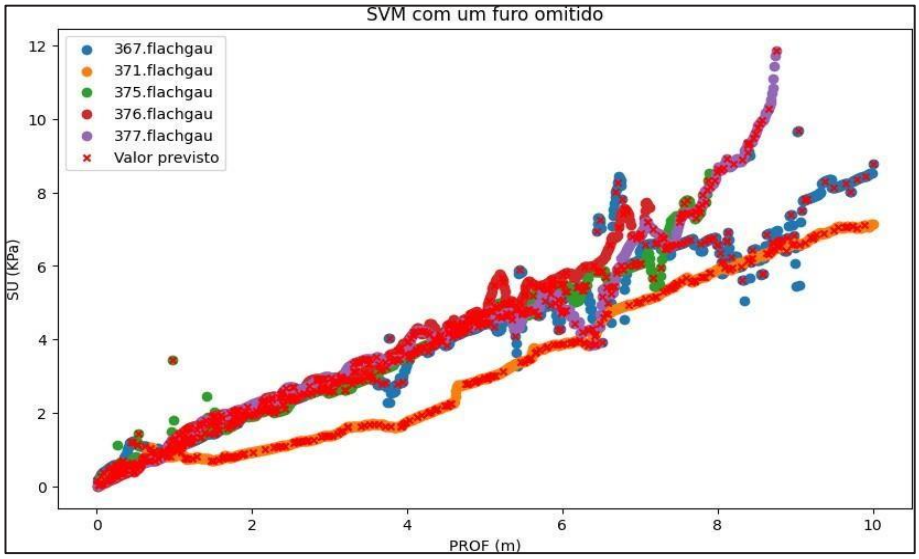


Figura 4: Previsão da resistência não drenada no ponto fictício utilizando SVM.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A análise das Figuras 3 e 4 permite constatar que, enquanto a Krigagem se mostra robusta e regular mesmo em extrapolações espaciais, o SVM requer maior densidade de dados e refinamento nos parâmetros de entrada para garantir previsões confiáveis. Esse comportamento também foi observado em outras tentativas de ocultamento de dados ou criação de pontos sintéticos: a IA se mostrou sensível ao volume, à normalização dos dados e à escolha do kernel utilizado.

É importante destacar, ainda, que o tempo de processamento dos modelos também apresentou diferenças relevantes. A Krigagem, por se tratar de uma técnica determinística baseada em semivariogramas ajustados manualmente, teve execução mais rápida. O SVM, por outro lado, demandou etapas adicionais como o particionamento de dados, ajuste de hiperparâmetros e validação cruzada, tornando o processo mais oneroso computacionalmente.

Por fim, vale destacar que a IA não deve ser descartada; ela se torna mais competitiva à medida que aumenta o número de furos ou quando há alimentação contínua por sensores em tempo real. Modelos híbridos, como Krigagem com deriva externa auxiliada por redes neurais, despontam como via promissora para combinar a robustez espacial da geoestatística com a capacidade adaptativa do aprendizado de máquina.

Em síntese, os experimentos confirmam que a Krigagem é preferível em cenários de dados escassos e onde a continuidade espacial é dominante, ao passo que o SVM exige maior densidade de informações e ajuste fino para evitar oscilações.

CONCLUSÕES

Os resultados deste estudo demonstraram que a Krigagem Ordinária oferece maior precisão e regularidade na previsão da resistência não drenada (Su) quando o conjunto de dados é restrito e a dependência espacial é marcante. No teste com furo omitido, o método apresentou EQM de aproximadamente 0,029 e manteve um perfil estratigráfico coerente ao extrapolar para um ponto fora da malha original.

O Support Vector Machine, por sua vez, exibiu EQM em torno de 0,097 e gerou oscilações verticais que podem comprometer o dimensionamento de sapatas e revestimentos em cenários de dados escassos. Além disso, o SVM exigiu mais tempo de processamento e ajustes frequentes de hiperparâmetros, o que reduz sua atratividade para estudos preliminares de engenharia de poços.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Apesar dessas limitações, a inteligência artificial continua promissora em ambientes com grandes volumes de dados ou em sistemas de monitoramento em tempo real, nos quais sua capacidade de retreinamento automático pode compensar as suposições de estacionariedade da Krigagem. Recomenda-se, portanto, utilizar a Krigagem como linha de base em projetos com poucas amostras e considerar o SVM — ou outras técnicas de aprendizado de máquina — em malhas densas ou aplicações que demandem atualização contínua. Abordagens híbridas, como krigagem com deriva externa alimentada por redes neurais, surgem como caminho futuro para integrar robustez geoestatística e adaptabilidade da IA.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Decline rates for mature non-OPEC fields, 2000-2019. Paris: IEA, 2020.

LUNNE, T.; ROBERTSON, P. K.; POWELL, J. J. M. Cone Penetration Testing in Geotechnical Practice. Blackie Academic & Professional, 1997.

MAYNE, P. W. Cone Penetration Testing State-of-Practice. 2018.

NORVIG, P., Russell S., Inteligência Artificial, editora Elsevier Brasil, 3ª edição, Rio de Janeiro, 2013, 1056p.

OBERHOLLENZER, F. et al. IBG CPTu Database. Institute of Soil Mechanics, 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO REOLÓGICO DE BIOPOLÍMEROS À BASE DE GOMA DE ALFARROBA PARA APLICAÇÃO EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SUSTENTÁVEIS

Sabrina da S. Santos[1], Yane H. Santos[2], Géssica Palaoro[3], Admilson T. Franco[4], Angelo M. Vianna[5], Elessandre A. de Souza[6], Walter Francisco C. Júnior[7]

1Centro de Pesquisa em Reologia em Fluidos Newtonianos e Não Newtonianos (CERNN - UTFPR-CT), sabrinasantos@alunos.utfpr.edu.br, 2Centro de Pesquisa em Reologia em Fluidos Newtonianos e Não Newtonianos (CERNN - UTFPR-CT), yane.honorato93@gmail.com, 3Centro de Pesquisa em Reologia em Fluidos Newtonianos e Não Newtonianos (CERNN - UTFPR-CT), gessica.mello@funtefpr.org.br, 4Centro de Pesquisa em Reologia em Fluidos Newtonianos e Não Newtonianos (CERNN - UTFPR-CT), admilson@utfpr.edu.br, 5Petrobras e Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), angelovianna@petrobras.com.br, 6Petrobras e Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), elessandre@petrobras.com.br, 7Petrobras e Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), waltercardoso@petrobras.com.br

RESUMO

A crescente preocupação com os impactos ambientais da indústria petrolífera tem impulsionado o desenvolvimento de alternativas tecnológicas mais sustentáveis. Nesse contexto, os biopolímeros surgem como solução promissora para reduzir a toxicidade dos resíduos gerados durante a perfuração de poços de petróleo. Neste estudo são avaliadas as propriedades físico-químicas e a capacidade de modificação reológica da Goma de Alfarroba (LBG) para aplicação em fluidos de perfuração. Para isso, foram formulados fluidos contendo Goma Alfarroba (LBG) isoladamente ou em combinações com Goma Xantana (XG) e Goma Gelana (GGel), utilizando glicerol como solvente base. A preparação das amostras foi conduzida sob agitação e aquecimento controlados com o auxílio do equipamento Ultra Turrax. As análises reológicas foram realizadas em reômetro Anton Paar MCR 502, por meio de testes de curvas de escoamento, além de ensaios oscilatórios de varredura de tensão. Os resultados indicaram que a interação entre LBG e glicerol não foi suficiente para conferir propriedades reológicas adequadas ao fluido de perfuração, em razão da baixa viscosidade observada. Entre essas propriedades, destacam-se a viscosidade aparente, e a tensão de escoamento. Entretanto, a adição de outros biopolímeros permitiu a formulação de fluidos com viscosidade adequada, evidenciando efeito sinérgico entre os componentes. Para esses *blends*, observou-se que a temperatura de formulação influenciou significativamente as propriedades reológicas, especialmente no caso da combinação LBG + XG. Assim, o presente estudo sugere que a LBG, quando combinada com outros biopolímeros, apresenta potencial para o desenvolvimento de fluidos de perfuração mais eficientes e ambientalmente sustentáveis. Estudos futuros devem explorar diferentes concentrações e proporções desses *blends*, visando otimizar o desempenho reológico e a viabilidade industrial, contribuindo para a redução dos impactos ambientais associados à exploração de petróleo.

Palavras-chave: Biopolímeros, goma de alfarroba, reologia, fluidos de perfuração, sustentabilidade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A Goma de Alfarroba (LBG) é um polissacarídeo galactomanano não iônico de alto peso molecular, extraído das sementes de *Ceratonia Siliqua* (alfarroba, ou alfarrobeira, encontrada principalmente na região do Mediterrâneo). Em relação às suas propriedades físico-químicas e aplicações reológicas, a LBG apresenta baixa solubilidade em água à temperatura ambiente, adquirindo seu potencial máximo de hidratação e capacidade de ligação à água após tratamento térmico (Maier, 1993). Suas soluções se mantêm estáveis frente a variações de pH, presença de sais e processos térmicos, o que confere versatilidade em diversas aplicações. Além disso, a goma destaca-se pela capacidade de formar sistemas sinérgicos quando combinada com outros hidrocoloides, como a Goma Xantana e a Carragenina, resultando em géis com maior elasticidade e resistência mecânica (Goycoolea, 1995).

A combinação de diferentes biopolímeros surge como estratégia promissora para equilibrar a eficiência reológica com aspectos econômicos e ambientais. Entre os biopolímeros mais utilizados em formulações reológicas está a Goma Xantana, reconhecida por alta viscosidade, comportamento pseudoplástico e estabilidade em ampla faixa de condições operacionais (Mayer, 2008). Contudo, por ser obtida por fermentação bacteriana, seu custo de produção tende a ser mais elevado, o que impulsiona a busca por alternativas tecnológicas e economicamente mais viáveis. A Goma Gelana, também produzida por via fermentativa, destaca-se por sua capacidade de formar géis fortes, transparentes e termorreversíveis mesmo em baixas concentrações, além de apresentar excelente estabilidade térmica e resistência mecânica (Neves, 2015). Em contraste, a LBG, extraída diretamente do endosperma da alfarrobeira, apresenta processo de obtenção mais simples e de menor custo, sendo amplamente utilizada como espessante em sistemas alimentares e industriais (Glicksman, 1986). Assim, a utilização de *blends* entre esses biopolímeros permite não apenas otimizar o desempenho reológico, mas também reduzir custos e promover o uso de fontes naturais com menor impacto ambiental.

Assim, a LBG tem se destacado como uma alternativa viável baseada em recursos naturais e renováveis. A origem vegetal, aliada à baixa toxicidade e biodegradabilidade, favorece o uso em formulações com menor impacto ambiental, especialmente em setores que tradicionalmente dependem de aditivos sintéticos. Essas características têm motivado estudos voltados à substituição parcial ou total de polímeros convencionais, inclusive em aplicações que exigem controle reológico e estabilidade térmica. Particularmente, a menor tendência à formação de géis excessivamente viscosos, associada à capacidade de formar redes sinérgicas quando combinada com outras gomas, como a XG e GGel, tem evidenciado grande potencial para o desenvolvimento de novas formulações. Essa propriedade permite modular as características reológicas dos blends conforme as proporções empregadas, conferindo maior flexibilidade no ajuste do desempenho reológico.

ISBN: 978-65-5222-057-8

De acordo com Ahmad (2019), a LBG é um polissacarídeo com ampla aplicabilidade em diversos setores, como o farmacêutico, cosmético, têxtil, de papel e na indústria petrolífera. Isso se deve ao fato de que o uso de biopolímeros tem se mostrado eficaz na melhoria das propriedades mecânicas de diferentes materiais. Nessa perspectiva, a aplicação da LBG em fluidos de perfuração surge como uma alternativa viável e promissora.

Nesse contexto, o uso de biopolímeros em fluidos de perfuração representam aplicação promissora, uma vez que demandam controle rigoroso das propriedades reológicas, resistência a variações de temperatura, além de apresentarem grande potencial para diminuição na geração de resíduos. A possibilidade de uso de biopolímeros tem sido alternativa promissora para reduzir os impactos ambientais durante a perfuração de poços de petróleo, contribuindo para o desenvolvimento de tecnologias mais sustentáveis.

METODOLOGIA

As amostras foram preparadas com o intuito de investigar o comportamento reológico de fluidos contendo LBG, tanto isoladamente quanto em combinação com outros biopolímeros. Para as formulações mistas, foram utilizadas as gomas XG e GGel. Na formulação isolada, LBG foi dispersa em glicerol, utilizado como solvente. Já nas misturas, manteve-se constante a concentração total de biopolímeros, dividindo-a igualmente entre LBG e a goma associada, conforme as combinações LBG+XG e LBG+GGel.

Na literatura até o momento são bastante limitados os estudos envolvendo dispersões de LBG em glicerol. Portanto, as temperaturas adotadas nas formulações deste trabalho foram baseadas na dispersão da LBG em água. De acordo com Dakia (2008), a goma de alfarroba é parcialmente solúvel em água fria e precisa ser aquecida para atingir solubilidade máxima, ou seja, atingir a temperatura de transição conformacional. A LBG apresenta solubilidade em água de aproximadamente 70–85% quando aquecida a 80 °C por 30 minutos. Esse comportamento também se mostrou válido para o glicerol, uma vez que, em temperaturas inferiores a 80 °C, não foi observada boa dispersão da LBG.

O preparo foi conduzido sob agitação vigorosa com o auxílio do homogeneizador Ultra-Turrax, o que proporcionou dispersão eficiente dos biopolímeros em glicerol. Para garantir precisão no controle térmico durante o processo, foi utilizado banho de gelo em conjunto com o sistema de aquecimento, permitindo alcançar e estabilizar as temperaturas desejadas de forma gradual e uniforme. As amostras das combinações LBG+XG e LBG +GGel foram preparadas em duas faixas de temperatura distintas (80 °C e 85 ° C), com objetivo de comparar a interação entre os biopolímeros com a LBG. Assim, o intuito do trabalho foi avaliar o efeito sinérgico provocado a partir das variações da temperatura sobre a formação da rede estruturada e o comportamento reológico dos fluidos. Após o preparo, todas as amostras foram mantidas em repouso por no mínimo 24 horas à temperatura ambiente, a fim de garantir a estabilização completa antes da realização dos testes de caracterização reológica.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os ensaios reológicos foram realizados para a caracterização do comportamento e das propriedades viscoelásticas das amostras. As análises foram conduzidas no reômetro Anton Paar MCR 502, equipado com diferentes geometrias de medição selecionadas conforme as características das amostras. Foram utilizadas sensor do tipo placa-plana ranhurada, com gaps de 1,0 mm e 0,8 mm, e também geometria placa-cone de ângulo 2º em combinação com a base jateada.

Os ensaios oscilatórios de varredura de tensão foram realizados, com o objetivo de avaliar as propriedades viscoelásticas das amostras por meio da determinação dos módulos de armazenamento (G') e de perda (G''). Os ensaios de curva de escoamento variando a taxas de cisalhamento no intervalo de 1020,0 a 0,01 s^{-1}, visando à caracterização do escoamento do fluido. Todos os testes foram executados à temperatura de (25 ºC), com procedimentos padronizados para garantir reprodutibilidade e comparabilidade entre as formulações.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para a formulação, o controle da temperatura foi realizado de forma criteriosa, sendo essa a variável determinante para a aparência e estabilidade inicial dos fluidos. As amostras preparadas a 85 °C apresentaram aspecto visual mais viscoso e homogêneo após o repouso prolongado, enquanto as preparadas a 80 °C exibiram menor viscosidade e estrutura menos desenvolvida. A variação de apenas 5 °C resultou em alteração significativa visual, evidenciando que possui sensibilidade térmica do sistema. Este comportamento sugere que o aumento da temperatura favorece a exposição e reorganização das cadeias poliméricas, bem como as interações entre os biopolímeros, promovendo a formação de rede polimérica mais forte e estrutura de gelificação. Isto foi verificado para todas as dispersões e combinações entre os biopolímeros.

A Figura 1 ilustra as amostras preparadas, LBG+XG e LBG+GGel, nas temperaturas de 80 e 85 ºC, bem como a amostra contendo LBG (branco) preparada a 80 °C, evidenciando diferenças visuais relacionadas à homogeneidade e viscosidade aparente. Também foi realizado o branco à 85 ºC, contudo a dispersão apresentou aspecto similar à temperatura de 80 ºC e, portanto, não foram ilustradas na imagem.

A análise da Figura 1 revela que a amostra contendo LBG isolada apresentou a formação de precipitado, o que indica baixa solubilidade no glicerol e interação limitada com o meio dispersante. Dessa forma, a LBG isolada, quando preparada em glicerol, não se comporta como dispersão estável, mesmo com a variação da temperatura da mistura. Diante disso, torna-se necessária a adoção de estratégias para otimizar sua dispersão e alcançar maior estabilidade. Esses resultados reforçam a importância do uso de blends como alternativa viável para a formulação eficaz de fluidos contendo LBG.

ISBN: 978-65-5222-057-8



Figura 1: Na imagem estão as formulações de LBG isolada e em combinações, sendo elas:em primeiro a amostra isolada (branco), segue a sequência para LBG+GGel T= 80 ºC, LBG +GGel T= 85 ºC, LBG+XG T= 80 ºC e LBG+XG T= 85ºC.

A Figura 2 apresenta as curvas de escoamento (à esquerda) e de viscosidade aparente (à direita) dos *blends* formulados com LBG e GGel, avaliados nas temperaturas de 80 °C e 85 °C. Os ensaios foram realizados em uma ampla faixa de taxas de cisalhamento, de 1020,0 a 0,01 s^{-1}. Observa-se que a incorporação da GGel proporcionou desempenho reológico significativamente superior em comparação ao branco (LBG isolada), evidenciado por tensões de cisalhamento mais elevadas em toda a faixa de taxas (gráfico da esquerda) e por viscosidades aparentes superiores em baixas taxas de cisalhamento (gráfico da direita).

Esse comportamento é atribuído à capacidade da GGel de formar redes estruturais reforçadas por duplas hélices estabilizadas por ligações de hidrogênio, as quais atuam como arcabouço adicional dentro da matriz de LBG, promovendo a formação de estruturas mais densas e coesas (Guo, 2020). Além disso, o aumento da temperatura para 85 °C intensificou esse efeito, sobretudo em baixas taxas, possivelmente em razão da maior solubilização da GGel e reorganização de suas cadeias em conformações mais ordenadas, favorecendo as interações entre os biopolímeros. Estudos complementares estão em andamento para caracterizar de forma mais aprofundada essas interações e os mecanismos estruturais envolvidos.

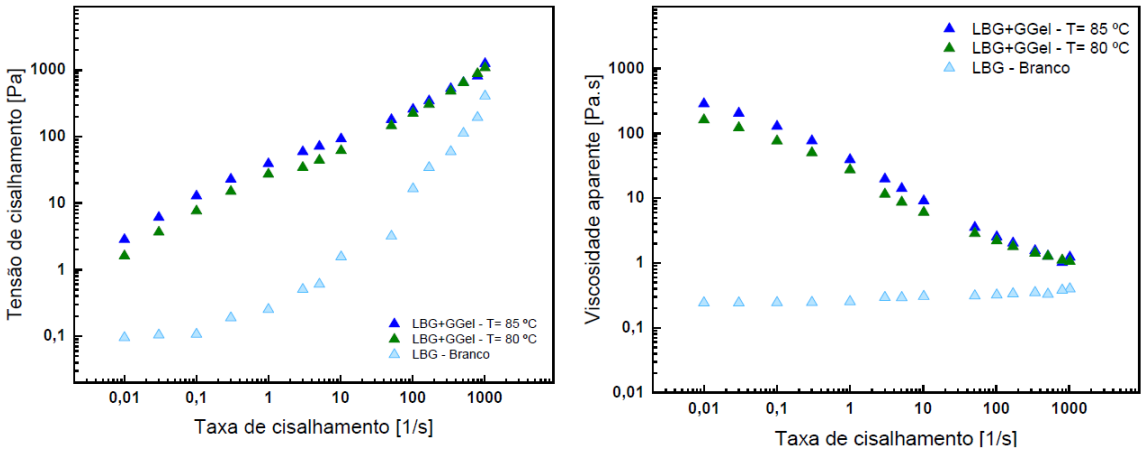


Figura 2: Curva de escoamento a esquerda e curva de viscosidade aparente a direita dos fluidos LBG+GGel (80 e 85 ºC) e LBG - Branco.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A Figura 3 apresenta as curvas de escoamento (à esquerda) e de viscosidade aparente (à direita) dos blends formulados com LBG+XG, avaliados nas temperaturas de 80 °C e 85 °C, em comparação com a formulação contendo apenas LBG (branco). Os resultados indicam que a incorporação da XG promove aumento significativo nas tensões de cisalhamento e nas viscosidades aparentes ao longo de toda a faixa de taxas aplicadas, evidenciando desempenho reológico superior ao da LBG isolada.

Nas baixas taxas de cisalhamento (0,01–1 s^{-1}), observa-se expressiva elevação da viscosidade nos blends com XG, refletindo a resistência inicial ao escoamento e a formação de rede tridimensional bem estruturada, típica de sistemas com comportamento pseudoplástico e presença de estruturação intermolecular. No entanto, a análise torna-se ainda mais interessante nas altas taxas de cisalhamento (>100 s ¹), onde é possível observar que, embora a viscosidade aparente dos sistemas contendo XG continue diminuindo, ela o faz de forma mais gradual do que no sistema branco. Isso indica maior resistência à diminuição de viscosidade por efeito do cisalhamento, ou seja, mesmo sob altas solicitações mecânicas, os blends LBG+XG mantêm parte de sua estrutura coesiva, característica desejável em fluidos que precisam sustentar sólidos ou cascalhos em circulação acelerada.

Além disso, é notável que a diferença entre os desempenhos nas temperaturas de 80 °C e 85 °C se reduz nas altas taxas. Isso sugere que, sob cisalhamento intenso, a influência térmica sobre o sistema diminui, provavelmente em função da degradação parcial das estruturas formadas por interação entre LBG e XG, ou de uma reorganização dinâmica promovida pela orientação das cadeias poliméricas durante o escoamento. Ainda assim, a formulação a 85 °C mostra-se ligeiramente mais resistente, que pode ser atribuído a uma solubilização mais eficiente da XG em glicerol, favorecendo a formação inicial de uma rede mais integrada.

Esses resultados demonstram que o blend LBG+XG não apenas melhora a viscosidade em repouso e em regime de cisalhamento moderado, como também apresenta estabilidade reológica em altas taxas, o que é fundamental para aplicações em que o fluido será submetido a gradientes elevados, como em operações de perfuração com alto deslocamento ou em sistemas de bombeamento contínuo. A combinação desses efeitos indica que a XG contribui não apenas com o reforço estrutural, mas também com a estabilidade do sistema frente às variações operacionais, tornando o blend altamente promissor para formulações reológicas avançadas.

Os resultados obtidos por meio da varredura de tensão evidenciam as diferenças reológicas entre os sistemas analisados, conforme ilustrado na Figura 4. Para o fluido branco (LBG isolada em glicerol), observa-se a ausência de propriedades viscoelásticas expressivas: o módulo de perda (G") permanece superior ao módulo de armazenamento (G') em toda a faixa de deformação, e ambos se mantêm baixos e praticamente constantes. Esse comportamento indica que o sistema é dominado por dissipação viscosa, sem a formação de uma rede estrutural coesa.

ISBN: 978-65-5222-057-8

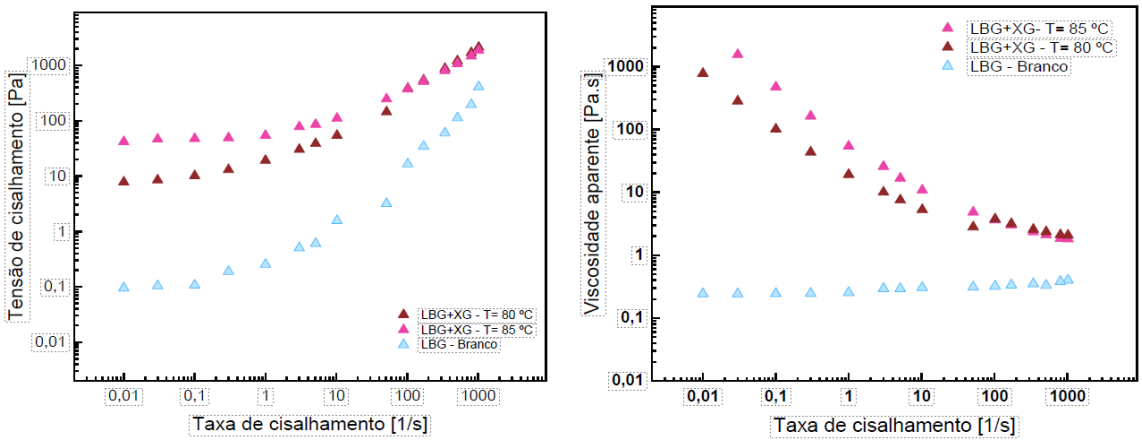


Figura 3: Curva de escoamento a esquerda e curva de viscosidade aparente a direita dos fluidos LBG+XG (80 e 85 ºC) e LBG - Branco.

Por outro lado, os *blends* contendo LBG em combinação com GGel ou XG apresentam resposta tipicamente viscoelástica. Nos sistemas com GGel, tanto a 80 °C quanto a 85 °C, observa-se G' > G" em baixas deformações, com cruzamento entre os módulos em níveis intermediários de deformação, sinalizando a transição do regime elástico para o regime viscoso. A elevação da temperatura favorece uma leve elevação de G', indicando que a maior solubilização da GGel contribui para uma rede estrutural mais organizada, possivelmente devido à formação de duplas hélices estabilizadas por ligações de hidrogênio. Nos sistemas com XG, a resposta viscoelástica é ainda mais acentuada. As amostras apresentam valores de G' e G" significativamente mais elevados e mantêm G' > G" até deformações mais altas, indicando uma rede com maior resistência à deformação. Esse comportamento é compatível com a presença da XG, um polissacarídeo de cadeia rígida e conformação helicoidal, que favorece interações intermoleculares intensas e contribui para a formação de estruturas tridimensionais coesas e estáveis. Tais redes apresentam elevada resistência mecânica, permanecendo integradas mesmo sob maiores amplitudes de deformação.

Esses resultados estão em consonância com a literatura, que destaca o sinergismo entre a LBG e polissacarídeos com estrutura helicoidal (como a XG) ou com capacidade de formação de géis termorreversíveis (como a GGel), resultando em sistemas com propriedades viscoelásticas superiores e resistência aprimorada à deformação (Nussinovitch, 1997; Sworn, 2009). As análises oscilatórias, portanto, reforçam o papel dos blends na melhoria da estabilidade estrutural dos fluidos, especialmente em condições que exigem integridade mecânica prolongada.

ISBN: 978-65-5222-057-8

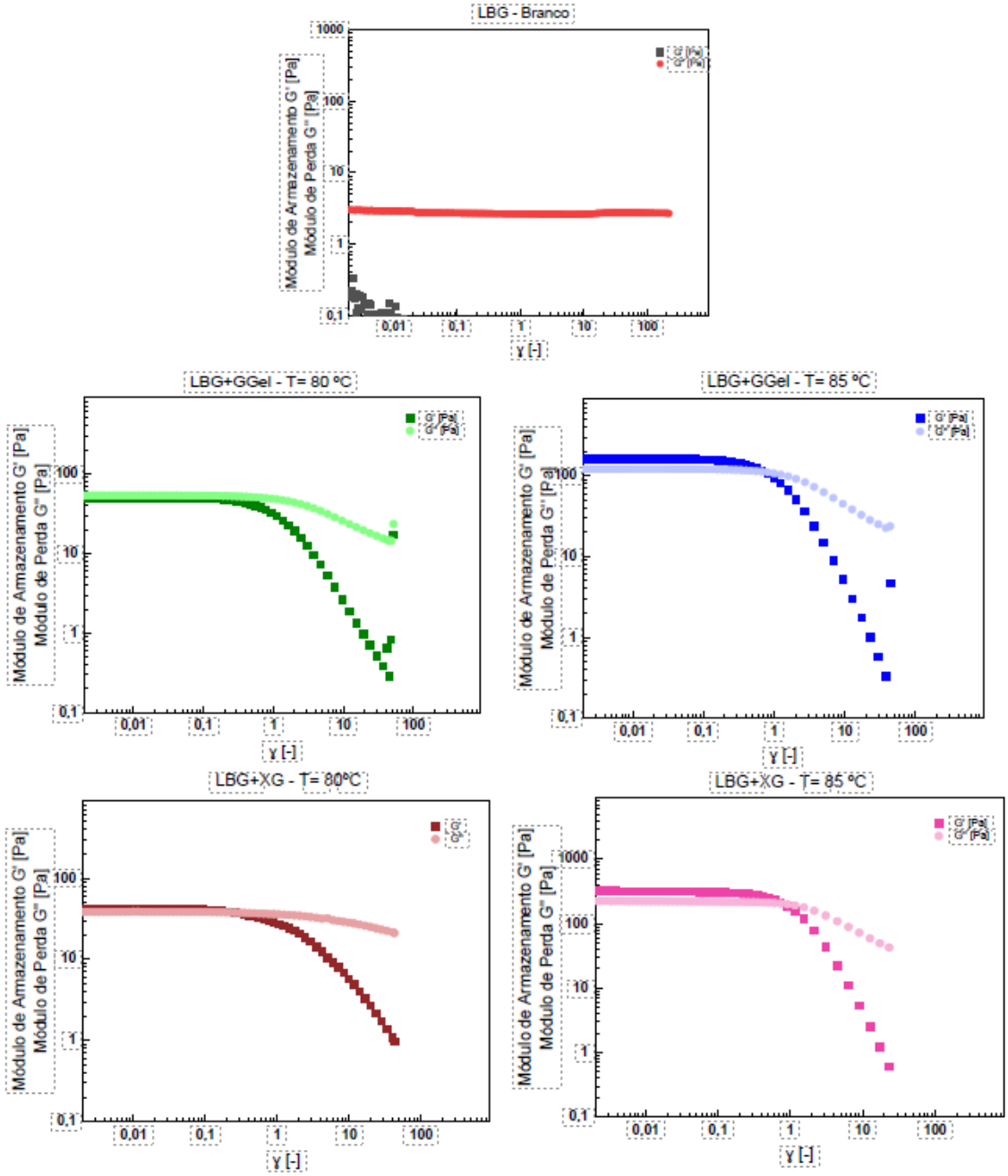


Figura 4: Gráficos oscilatórios de varredura de tensão – Em primeiro plano, LBG – Branco. Logo abaixo, à esquerda, LBG + GGel formulado a 80 °C, e à direita, LBG + GGel a 85 °C. Na parte inferior, à esquerda, LBG + XG a 80 °C, e à direita, LBG + XG a 85 °C.

Como mencionado anteriormente, a literatura ainda é limitada quanto à aplicação da LBG dispersa em glicerol, especialmente no que diz respeito à estabilidade e desempenho reológico. No entanto, os resultados obtidos com os

ISBN: 978-65-5222-057-8

blends contendo GGel e XG demonstram potencial promissor, evidenciando a viabilidade de sistemas mais robustos por meio de interações sinérgicas entre biopolímeros. Com o objetivo de otimizar as propriedades reológicas desses sistemas, estão em desenvolvimento novas composições que exploram diferentes parâmetros de dispersão dos biopolímeros no fluido base, incluindo variações tanto na escolha dos solventes quanto nas proporções entre os componentes das misturas.

Como próximos passos, serão avaliadas composições com concentrações reduzidas dos constituintes dos *blends*, com o intuito de identificar o limite mínimo de contribuição dos biopolímeros mais estruturantes na manutenção das propriedades desejadas, e de elucidar o real impacto das interações sinérgicas sobre o comportamento do sistema. Paralelamente, estão previstas análises estruturais, voltadas à compreensão mais aprofundada dos mecanismos de interação entre os polissacarídeos. Também serão conduzidos testes de desempenho e estabilidade, visando validar a aplicabilidade das misturas desenvolvidas em condições operacionais mais próximas das reais.

CONCLUSÕES

Os resultados obtidos demonstram que a LBG, quando dispersa isoladamente em glicerol, apresenta comportamento reológico limitado, sem formação de estruturas viscoelásticas significativas. Contudo, sua combinação com XG ou GGel resulta em sistemas com propriedades viscoelásticas aprimoradas, evidenciando um efeito sinérgico entre os biopolímeros. A elevação da temperatura de preparo para 85 °C mostrou-se benéfica, promovendo maior solubilização e intensificando as interações moleculares entre os constituintes dos *blends*.

Os sistemas formulados apresentaram desempenho promissor para aplicações em fluidos de perfuração, com ganhos relevantes em viscosidade, estabilidade térmica e resistência à deformação. Essas características indicam o potencial dos blends de biopolímeros como alternativas sustentáveis para o desenvolvimento de fluidos mais eficientes, especialmente em cenários que exigem maior desempenho mecânico e estabilidade sob condições operacionais severas.

Recomenda-se a continuidade do estudo com variações nas proporções dos biopolímeros, bem como a realização de análises estruturais detalhadas e ensaios de estabilidade e desempenho em condições simuladas de campo. Esses avanços serão fundamentais para a consolidação técnica e a viabilidade do uso desses sistemas em escala industrial.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras pelo apoio financeiro e à parceria ao longo desta pesquisa, à Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) pelo apoio acadêmico. Agradecemos também ao Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES). Por fim, ao Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN) e o Laboratório Multiusuário de Reometria (LabReo) pelo fornecimento da infraestrutura e do suporte técnico essenciais para este trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMAD, Suhail; AHMAD, Mudasir; Manzoor, Kaiser; PURWAR, Roli; IKRAM, Saiqa. A review on latest innovations in natural gums based hydrogels: preparations & applications. International Journal of Biological Macromolecules, [S.l.], v. 136, p. 870–890, 1 sept. 2019.

GLICKSMAN, M. Food Hydrocolloids. Boca Raton: CRC Press, 1986.

GOYCOOLEA, FM., MORRIS, ER., GIDLEY, MJ. Carboidrato. Polímero, 27 (1995), pp. 69 – 71.

GUO, N., ZHU, G., CHEN, D., WANG, D., ZHANG, F. and ZHANG, Z. (2020), Preparation and characterization of gellan gum–guar gum blend films incorporated with nisin. Journal of Food Science, 85: 1799-1804.

MAIER, H., ANDERSON, M., KARL, C., MAGNUSON, K. Gomas Industriais – Polissacarídeos e Seus Derivados. Academic Press, Nova Iorque (1993), pp. 181-226.

MAYER, L.; VENDRUSCOLO, C. T.; SILVA, W. P.; MOURA, A. B. Produção, propriedades reológicas e composição química da xantana produzida por Xanthomonas axonopodis pv. phaseoli. Revista Brasileira de Tecnologia Agroindustrial, v. 2, n. 2, p. 109–118, 2008.

DAKIA P.A., C. BLECKERB, C. ROBERTA, B. WATHELETA, M. PAQUOTA, Food Hydrocolloids 22 (2008) 807–818.

PETITJEAN, M.; ISASI, J.R. Locust Bean Gum, a Vegetable Hydrocolloid with Industrial and Biopharmaceutical Applications. Molecules 2022, 27, 8265.

NUSSINOVITCH, A. Hydrocolloid Applications: Gum Technology in the Food and Other Industries. New York: Springer, 1997.

NEVES, E. O. Estudo estrutural, termodinâmico e reológico das gomas gelana e tara em meios aquosos: efeito da concentração, pH e força iônica. 2015. 169 f. Tese (Doutorado em Ciência e Tecnologia de Alimentos) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2015.

SWORN, G. Xanthan gum. In: PHILLIPS, G. O.; WILLIAMS, P. A. (ed.). Handbook of Hydrocolloids. 2. ed. Cambridge: Woodhead Publishing, 2009. cap. 8, p. 186–203.

ISBN: 978-65-5222-057-8

TRATAMENTO DE CASCALHOS DA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO – ESTRATÉGIAS PARA IMPLEMENTAÇÃO DE UMA ROTA DE RECICLAGEM, RECUPERAÇÃO E REUSO (RRR)

Matheus Cavali[1], Luiza Loss[1], Aline Alves Freitas[1], Gabrielle Machado Ferreira[1], Armando Borges de Castilhos Junior[1], Sebastião Roberto Soares[1]

[1]*Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Sanitária e Ambiental,* cavali.matheus@posgrad.ufsc.br, luiza.loss@posgrad.ufsc.br, aline.af@ufsc.br, gabrielle.ferreira@posgrad.ufsc.br, armando.borges@ufsc.br, sr.soares@ufsc.br

RESUMO

Os combustíveis fósseis desempenham um papel dominante nos sistemas globais de energia. Atualmente, o petróleo é a principal fonte de energia para o setor de transportes. Durante a perfuração de poços de petróleo, são gerados fragmentos de rocha (cascalhos) misturados com o fluido de perfuração, o qual pode ser de base aquosa (FPBA) ou de base não aquosa (FPBNA), sendo um dos principais resíduos da atividade. Portanto, dado o volume gerado e o potencial de impactos ambientais, torna-se necessário o tratamento dos cascalhos contaminados antes da sua disposição final. Nesse sentido, a gestão adequada dos cascalhos da perfuração de poços de petróleo é um dos aspectos fundamentais para a sustentabilidade do setor petrolífero. O gerenciamento desses resíduos precisa garantir a melhor forma de tratamento para evitar danos ambientais. Ademais, considerando a agenda ambiental global, a qual tem enfatizado a importância de uma economia circular, a destinação dos cascalhos pode ir além da simples disposição final. A gestão dos cascalhos pode compreender processos de tratamento que possibilitem alternativas para a valorização desses resíduos. Diante disso, este trabalho tem como objetivo apresentar estratégias para a implementação de uma rota de reciclagem, recuperação e reuso (RRR) dos cascalhos da perfuração de poços de petróleo. Essa abordagem corrobora com a busca por soluções técnicas e economicamente viáveis para promover a remoção dos contaminantes presentes nos cascalhos e amparar possíveis alternativas de valorização destes materiais. Do ponto de vista ambiental, o desenvolvimento e a execução de uma rota de RRR tem um papel relevante para o aprimoramento da sustentabilidade da exploração de petróleo.

Palavras-chave: petróleo, perfuração de poços, cascalhos, fluido de perfuração, valorização de resíduos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Os combustíveis fósseis (exemplo: carvão, petróleo, gás) têm desempenhado um papel dominante nos sistemas globais de energia. O consumo desses combustíveis aumentou significativamente na última metade do século, cerca de oito vezes desde 1950 e aproximadamente o dobro desde 1980. Em 2023, por exemplo, o consumo global de gás, petróleo e carvão foi 40.102, 54.564 e 45.565 terawatts-hora, respectivamente (Ritchie et al., 2024).

Atualmente, o petróleo é a maior fonte de energia do mundo, sendo dominante para o setor de transportes. Em 2023, os Estados Unidos da América (EUA) foram os maiores produtores mundiais de petróleo, seguidos pela Arábia Saudita e Rússia. Juntos, esses países foram responsáveis por 40% da produção global de petróleo em 2023. O Brasil, por sua vez, apareceu na oitava colocação (Energy Information Administration, 2024). Em setembro de 2024, a produção de petróleo no Brasil foi de aproximadamente 3,34 milhões de barris por dia (Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural, 2024). Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Petrobras, maior petrolífera do Brasil, possui planos de investimentos de US$ 73 bilhões em exploração e produção para o período de 2024 a 2028 (Empresa de Pesquisa Energética, 2023). Assim, torna-se evidente a busca pela expansão do setor petrolífero no Brasil, o qual já é muito bem consolidado e tem impactos significativos na economia do país.

A produção de petróleo pode ser realizada por meio de extrações *onshore* (perfuração em terra) ou *offshore* (perfuração no mar). Esse processo leva à geração de cascalhos contaminados com o fluido de perfuração, os quais são os principais resíduos sólidos da atividade. Conforme informações do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, a geração de cascalhos fica entre 0,03 e 0,32 m³ por metro perfurado (Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2021). Em seu relatório de sustentabilidade de 2023, a Petrobras indicou que foram geradas 2 mil toneladas e destinadas 1,5 mil toneladas de cascalhos e FPBA dos processos de exploração e produção em operações terrestres ou desembarcados de operações offshore. Ademais, a empresa também gerou e destinou 0,1 mil toneladas de cascalhos e FPBNA (Petrobras, 2023). Assim, se não forem manejados adequadamente, os cascalhos podem ser uma fonte de contaminação do solo e das águas subterrâneas. A toxicidade dos cascalhos pode ser influenciada pela concentração de hidrocarbonetos, polímeros, sais de metais e outros aditivos (Foroutan et al., 2018; Lebedev e Cherepovitsyn, 2024).

Portanto, diante do cenário exposto, o Laboratório de Pesquisas em Resíduos Sólidos (LARESO), o Grupo de Pesquisas em Avaliação de Ciclo de Vida (CICLOG) e o Laboratório Integrado de Meio Ambiente (LIMA) do Departamento de Engenharia Sanitária e Ambiental da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) desenvolvem, em parceria com a Petrobras, o projeto “Cascalhos da Perfuração de Poços de Petróleo: Caracterização, Prospecção de Rotas Tecnológicas de Reciclagem, Reúso, Recuperação e Tratamento”. O objetivo desse projeto é realizar estudos de caracterização dos cascalhos provenientes de perfuração de poços de petróleo, prospectar rotas tecnológicas de descontaminação e tratamento, alternativas de valorização via reciclagem, recuperação e reúso (RRR).

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA DO PROJETO

A metodologia do projeto é dividida em cinco etapas principais, conforme representado na Figura 1.



Figura 1: Metodologia das etapas do projeto.

A primeira etapa (Etapa 1) consiste na realização de um inventário bibliográfico para o levantamento de patentes, legislações nacionais e internacionais, equipamentos e processos relacionados ao tratamento dos cascalhos de modo a conceber o estado da arte referente a esse tema. A segunda etapa (Etapa 2) abrange a caracterização dos cascalhos para identificar os possíveis contaminantes (exemplos: metais, hidrocarbonetos policíclicos aromáticos e íons) cujas concentrações nortearão a avaliação de risco do descarte do cascalho contaminado e a classificação desse resíduo conforme a norma técnica NBR 10.004/2024 – Resíduos sólidos: Classificação – da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) para potenciais usos em larga escala (Brasil, 2024). A terceira etapa (Etapa 3) propõe o desenvolvimento de um inventário de rotas tecnológicas de secagem, tratamento e descontaminação dos cascalhos para verificar as possibilidades de reutilização dos cascalhos. A quarta etapa (Etapa 4) aborda os ensaios em laboratório dos sistemas de tratamento e descontaminação por meio de dessorção térmica e dessorção química, utilizando micro-ondas e surfactantes, respectivamente. Finalmente, a quinta etapa (Etapa 5) sugere o desenvolvimento de um modelo de gestão integrado e de negócios para o tratamento e a valorização dos cascalhos da perfuração de poços de petróleo.

RESULTADOS ESPERADOS

De caráter teórico, a Etapa 1 fornecerá uma base técnica e estratégica essencial para o desenvolvimento de todo o projeto. As análises de patentes, normas, soluções comerciais e tecnologias de descontaminação e valorização

ISBN: 978-65-5222-057-8

dos cascalhos permitirão uma compreensão abrangente das possibilidades e limitações atuais da cadeia de gestão dos cascalhos. Isso envolve desde a geração, classificação e manejo desses resíduos até as metodologias aplicadas ao tratamento, destinação final e valorização.

Os resultados esperados da Etapa 2 proporcionarão o entendimento das características físico-químicas dos cascalhos e dos fluidos, obtendo os teores de metais ~~pesados~~, sais, hidrocarbonetos e outros possíveis poluentes. Por meio dessas análises, espera-se avaliar o risco ambiental da disposição desses cascalhos contaminados em ecossistemas marinhos e classificar esse resíduo conforme a norma técnica NBR 10.004/2024 da ABNT (Brasil, 2024).

Na etapa 3, os resultados obtidos possibilitarão identificar e descrever detalhadamente as rotas tecnológicas eficientes para a descontaminação e valorização dos cascalhos. Esse processo incluirá o levantamento e a análise de métodos de secagem, tratamento e descontaminação, além da avaliação de estratégias para o reuso desses materiais. Assim, espera-se desenvolver metodologias para medir a eficiência dos processos de tratamento, descontaminação e valorização, permitindo uma comparação criteriosa para escolher as abordagens mais eficazes para as próximas etapas do projeto.

A etapa 4 consistirá na realização de ensaios de tratamento e descontaminação dos cascalhos de perfuração de poços de petróleo, em escala de bancada e instalação piloto. O objetivo principal será validar, em condições controladas, as rotas tecnológicas previamente inventariadas e selecionadas, com foco na dessorção química com surfactantes e na dessorção térmica por micro-ondas, duas abordagens promissoras quanto à eficiência de remoção de contaminantes orgânicos, especialmente hidrocarbonetos provenientes de FPBNA.

Inicialmente, os ensaios em escala de bancada se concentrarão na avaliação das duas abordagens selecionadas. No caso da dessorção química, serão utilizados surfactantes capazes de reduzir a tensão superficial entre óleo e água, facilitando o desprendimento dos contaminantes da matriz sólida dos cascalhos (Hu et al., 2022; Wang et al., 2024). Os experimentos buscarão identificar as condições operacionais otimizadas de concentração, tempo de contato, agitação e temperatura, além de avaliar a viabilidade de recuperação e reúso do surfactante aplicado. Simultaneamente, será conduzida a avaliação da dessorção térmica por micro-ondas, tecnologia emergente que gera calor por meio da interação entre ondas eletromagnéticas e as moléculas presentes no resíduo (Alves e Petri Júnior, 2021). Ao contrário dos sistemas convencionais, que transferem calor da superfície para o centro do material, o aquecimento por micro-ondas se dá de dentro para fora, devido à excitação de moléculas polares como a água. A eficiência do processo dependerá das propriedades dielétricas dos cascalhos, especialmente do ângulo de perda dielétrica dos componentes, que influencia diretamente a capacidade de absorção das micro-ondas (Putra et

ISBN: 978-65-5222-057-8

al., 2022). Os ensaios permitirão avaliar a taxa de remoção de hidrocarbonetos, tempo de processamento, temperatura atingida e geração de subprodutos, além do consumo energético.

Na sequência, será realizada a etapa de prototipagem em instalação piloto para verificar a reprodutibilidade em maior escala dos resultados obtidos em bancada. A planta piloto será estruturada para simular condições operacionais próximas às reais, possibilitando o monitoramento em tempo real de variáveis críticas, como temperatura, tempo de residência, concentração de contaminantes e eficiência de remoção. Nessa fase, espera-se validar o desempenho dos surfactantes, considerando não apenas sua eficácia na remoção de hidrocarbonetos, mas também aspectos como biodegradabilidade e potencial de reúso. Do mesmo modo, será avaliado o comportamento do sistema de micro-ondas diante de diferentes composições dos cascalhos, verificando sua robustez e adaptabilidade. A realização desta etapa será fundamental para a otimização das rotas de tratamento estudadas.

CONCLUSÕES

A gestão adequada dos cascalhos da perfuração de poços de petróleo é um dos aspectos fundamentais para a sustentabilidade do setor petrolífero. O gerenciamento desses resíduos precisa garantir a melhor forma de tratamento para evitar danos ambientais. Ainda, considerando a agenda ambiental global, a qual tem enfatizado a importância de uma economia circular, a destinação dos cascalhos deve ir além da simples disposição final. A gestão dos cascalhos precisa pensar em processos de tratamento para esse resíduo visando à valorização desse material.

Nesse sentido, o projeto “Cascalhos da Perfuração de Poços de Petróleo: Caracterização, Prospecção de Rotas Tecnológicas de Reciclagem, Reúso, Recuperação e Tratamento” é uma proposta para apontar novas formas de gestão dos cascalhos provenientes da indústria petrolífera *offshore*. Os resultados produzidos poderão contribuir para a implementação de soluções integradas de tratamento e valorização dos cascalhos, com potencial de reinserção desses materiais em cadeias produtivas. Assim, pretende-se propor um modelo de gestão integrado dos cascalhos (Etapa 5), considerando um sistema de tratamento e descontaminação, estocagem e alternativas de valorização. Ao promover a descontaminação e o reaproveitamento desses resíduos, essa abordagem contribuirá diretamente para a transição de um modelo linear para uma abordagem baseada nos princípios da economia circular.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à empresa Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) pelo apoio financeiro deste projeto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural, 2024. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural - Setembro de 2024.

Alves, G.M., Petri Júnior, I., 2021. Microwave remediation of oil-contaminated drill cuttings – A review. J Pet Sci Eng 207, 109137. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109137

Brasil, 2024. ABNT NBR 10004/2024 - Resíduos sólidos-Classificação Parte 1: Requisitos de classificação.

Empresa de Pesquisa Energética, 2023. BRAZILIAN OIL & GAS REPORT 2022/2023 - TRENDS AND RECENT DEVELOPMENTS.

Energy Information Administration, 2024. United States produces more crude oil than any country, ever - U.S. Energy Information Administration (EIA) [WWW Document]. URL https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61545 (accessed 11.2.24).

Foroutan, M., Hassan, M.M., Desrosiers, N., Rupnow, T., 2018. Evaluation of the reuse and recycling of drill cuttings in concrete applications. Constr Build Mater 164, 400–409. https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2017.12.180

Hu, Y., Mu, S., Zhang, J., Li, Q., 2022. Regional distribution, properties, treatment technologies, and resource utilization of oil-based drilling cuttings: A review. Chemosphere 308, 136145. https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2022.136145

Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2021. Avaliação de opções para a destinação do cascalho gerado na perfuração de poços marítimos no Brasil.

Lebedev, A., Cherepovitsyn, A., 2024. Waste Management during the Production Drilling Stage in the Oil and Gas Sector: A Feasibility Study. Resources 13. https://doi.org/10.3390/resources13020026

Petrobras, 2023. Relatório de Sustentabilidade 2023.

Putra, P.H.M., Rozali, S., Patah, M.F.A., Idris, A., 2022. A review of microwave pyrolysis as a sustainable plastic waste management technique. J Environ Manage 303, 114240. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.114240

Ritchie, H., Rosado, P., Roser, M., 2024. Fossil fuels. Our World in Data.

Wang, X., Jin, W., Li, Y., Liu, S., Xu, J., Liu, J., Li, H., Long, T., 2024. Treatment advances of hazardous solid wastes from oil and gas drilling and production processes. Chemical Engineering Journal 497, 154182. https://doi.org/10.1016/j.cej.2024.154182

ISBN: 978-65-5222-057-8

ANÁLISE DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO AQUOSO FORMULADO COM BIOGLICERINA

Gabryel Carlos C. dos S. Pedro[1], Débora Raíssa F. de Souza[2], Vanessa Cristina Santanna[3].

[1]DPET, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, gabryelcarlos28@gmail.com, [2]DPET, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, debora.freitas.117@ufrn.edu.br ,[3]DPET, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, vanessa.santanna@ufrn.br.

RESUMO

A busca por soluções sustentáveis e economicamente viáveis tem impulsionado o desenvolvimento de novos insumos na indústria de petróleo e gás, especialmente na formulação de fluidos de perfuração. Este trabalho avalia a viabilidade técnica do uso da bioglicerina — subproduto abundante e de baixo custo proveniente da produção de biocombustíveis — como alternativa à glicerina industrial em fluidos de perfuração aquosos. Para a investigação foram desenvolvidas três formulações distintas: uma base convencional, uma com glicerina industrial e outra com bioglicerina. As amostras foram submetidas a ensaios em condições de alta pressão e alta temperatura (HPHT), com o objetivo de analisar parâmetros reológicos e o volume de filtrado gerado. Os resultados obtidos indicam que as formulações contendo glicerina, tanto a industrial quanto a bioglicerina, apresentaram comportamento reológico satisfatório e desempenho comparável ao fluido convencional. Além disso, o controle de filtração foi mantido dentro dos limites operacionais exigidos. Tais resultados demonstram que a bioglicerina pode ser empregada como aditivo funcional em fluidos de perfuração, sem comprometer a eficiência das operações. Dada sua origem renovável, baixo custo e disponibilidade, o uso da bioglicerina representa uma alternativa promissora para tornar os processos de perfuração mais sustentáveis, especialmente quando associada a otimizações específicas de formulação. O estudo conclui que há viabilidade técnica para a substituição da glicerina industrial pela bioglicerina, contribuindo para a redução dos impactos ambientais e dos custos operacionais na cadeia de perfuração de poços de petróleo.

Palavras-chave: Aquosos, BioGlicerina, Fluidos, Perfuração, Sustentabilidade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Os fluidos utilizados em operações de perfuração são constituídos por sistemas de líquidos e sólidos, podendo manifestar-se sob a forma de suspensões ou emulsões, conforme sua composição. Para que cumpram suas funções de maneira eficiente, é indispensável que apresentem estabilidade tanto química quanto mecânica, além de serem quimicamente inertes frente às formações geológicas atravessadas. Também devem possuir propriedades que permitam seu fácil bombeamento, tratamento e a capacidade de manter partículas sólidas em suspensão (Thomas, 2004). Esses fluidos podem ser formulados a partir de diferentes tipos de base, conforme os requisitos da operação. As formulações mais comuns incluem aquelas de base aquosa, nas quais a água constitui a fase contínua, e as de base não aquosa, onde predominam óleos, resultando na formação de emulsões estáveis.

Embora os fluidos de perfuração de base oleosa se destaquem pelo desempenho superior em ambientes geológicos complexos, oferecendo notável capacidade de inibição frente a formações argilosas reativas, excelente desempenho lubrificante e reduzida solubilidade de sais inorgânicos (Thomas, 2004), sua utilização permanece significativamente restrita. Tal limitação decorre, principalmente, dos elevados custos associados tanto à sua formulação quanto à sua operação, o que inviabiliza economicamente sua aplicação em operações convencionais. Assim, esses sistemas são geralmente reservados para cenários específicos e desafiadores, nos quais as vantagens técnicas proporcionadas justificam plenamente o investimento mais elevado requerido (Caenn; Darley; Gray, 2014).

Além das limitações econômicas, a aplicação de fluidos de perfuração não aquosos enfrenta barreiras ambientais e regulatórias significativas (Bourgoyne Jr et al., 1986). Essas restrições decorrem, sobretudo, das rigorosas exigências relativas ao descarte adequado desses materiais e aos potenciais riscos de contaminação ambiental (Corrêa et al., 2017). Nesse contexto, intensificam-se os esforços direcionados à pesquisa e ao desenvolvimento de alternativas que conciliam eficiência operacional, menor toxicidade e viabilidade econômica, promovendo a formulação de sistemas mais sustentáveis e com reduzido impacto ambiental.

Uma das alternativas promissoras consiste na formulação de lamas de perfuração de base aquosa, utilizando a bioglicerina como fase contínua. Derivada como subproduto do processo de fabricação de biocombustíveis, a bioglicerina apresenta propriedades fisicoquímicas análogas às do glicerol, destacando-se por sua solubilidade em água, baixa tensão interfacial, adequada condutividade elétrica e densidade maior à da água (Corrêa et al., 2017). Tais atributos conferem à bioglicerina um potencial significativo para substituir compostos sintéticos nas formulações de fluidos de perfuração, favorecendo a redução de custos operacionais, bem como a mitigação dos impactos ambientais associados a essas operações.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Diante desse contexto, o presente trabalho tem como objetivo principal avaliar a viabilidade do uso da bioglicerina de soja como uma alternativa sustentável na formulação de fluidos de perfuração de base aquosa. Para tal, foram desenvolvidos três sistemas distintos: um fluido convencional, utilizando exclusivamente água como fase contínua; um segundo, contendo a adição de 20% de glicerina industrial; e um terceiro, formulado com 20% de bioglicerina de soja, ambos os aditivos considerados em relação ao volume de água. A proposta consiste em comparar o desempenho técnico desses fluidos, a partir da análise de propriedades físicas e o volume de filtrado.

METODOLOGIA

Os experimentos foram realizados no Laboratório de Fluidos de Perfuração e Completação (LAFPEC) da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), seguindo as normas API 13A e API 13B-1, com procedimentos padronizados para assegurar a confiabilidade e a reprodutibilidade dos resultados.

A pesquisa foi estruturada em duas etapas: (i) formulação de três fluidos de perfuração — um fluido aquoso convencional (Fluido 1), um contendo glicerina PA (Fluido 2) e outro com bioglicerina de soja (Fluido 3); e (ii) caracterização dos fluidos por meio de análises reológicas e de filtração sob condições de alta pressão e alta temperatura (HPHT).

Formulação dos fluidos

A preparação dos fluidos seguiu a metodologia descrita por Silva et al. (2023), visando assegurar adequada dispersão e homogeneização dos componentes. As formulações foram elaboradas com a adição de glicerina PA ou bioglicerina, correspondente a 20% do volume total de água previsto para o fluido. Os aditivos foram calculados para a preparação de 420 mL de fluido. As composições utilizadas são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Materiais utilizados para composição dos fluidos confeccionados (2025).

Materiais	Fluido Aquoso	Fluido Glicerina PA	Fluido BioGlicerina
Água doce (mL)	395,63	316,51	316,51
Glicerina PA (mL)	-	79,128	-
Bioglicerina (mL)	-	-	79,128
Goma Xantana (g)	1,20	1,20	1,20
HPA (g)	7,20	7,20	7,20
Pac LV (g)	2,40	2,40	2,40
NaCl (g)	18,98	18,98	18,98
Triazina (g)	0,360	0,360	0,360

ISBN: 978-65-5222-057-8

MgO (g)	0,42	0,42	0,42
$CaCO_3$ (g)	24,02	24,02	24,02

Os aditivos foram incorporados de forma gradual ao sistema, com agitação mecânica em mixer e homogeneização por 10 minutos após a adição de cada componente, conforme o protocolo estabelecido por Silva et al. (2023).

Em seguida, os fluidos foram submetidos à caracterização reológica e aos ensaios de filtração em condições HPHT, conforme procedimentos da norma API 13B-1 (2009).

Análise reológica

A avaliação reológica foi conduzida em conformidade com a Prática Recomendada API 13B-1 (2009). As amostras foram analisadas quanto aos seguintes parâmetros: viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE) e força gel (GS). As medições foram realizadas utilizando um viscosímetro rotacional modelo Ofite, em temperatura ambiente, com cálculos baseados nas Equações 1 a 4:

$$VA\ (cP) = L_{600}/2 \quad (1)$$
$$VP\ (cP) = L_{600} - L_{300} \quad (2)$$
$$LE\ (lbf/100ft^2) = L_{300} - VP \quad (3)$$
$$GS\ (lbf/100ft^2) = Gf - Gi \quad (4)$$

Em que:

L_{600} e L_{300} correspondem às leituras de grau de deflexão do viscosímetro a 600 e 300 rpm, respectivamente; Gi é o gel inicial, aferido após 10 segundos em repouso; Gf representa o gel final, medido após 10 minutos em repouso, ambas obtidas com leitura a 3 rpm. A força gel (GS) expressa a tixotropia do fluido, sendo um indicador de sua capacidade de recuperação estrutural após cessado o cisalhamento.

Ensaio de filtração

O desempenho dos fluidos frente à perda de filtrado e à formação de reboco foi avaliado por meio do ensaio de filtração HPHT, utilizando um filtro prensa modelo Ofite HPHT. O teste foi realizado em duas condições: (i) aplicação de 100 psi à temperatura ambiente; e (ii) 300 psi a 50 °C.

Durante o ensaio, o fluido foi forçado a atravessar um papel filtro, que retém os sólidos suspensos. O volume de filtrado foi coletado em proveta graduada ao longo de 30 minutos, conforme especificações da norma API 13B-1 (2009).

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Propriedades reológicas

Os resultados obtidos para os parâmetros reológicos dos fluidos formulados, tanto com glicerina PA quanto com bioglicerina, estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Reologia dos fluidos confeccionados (2025).

Parâmetros	Fluido Aquoso	Fluido Glicerina PA	Fluido Bioglicerina
$VA\ (cP)$	45,5	78,5	60,5
$VP\ (cP)$	26	26	20
$LE\ (lbf/100ft^2)$	39	85	81
$GS\ (lbf/100ft^2)$	4	3	3

Os resultados apresentados na Tabela 2 mostram que os fluidos preparados com glicerina PA e bioglicerina apresentaram propriedades muito semelhantes, com viscosidade e resistência adequadas para utilização em operações de perfuração. Isso indica que a substituição parcial da água por essas substâncias não compromete o desempenho do fluido, além de tornar a formulação mais sustentável, especialmente com o uso da bioglicerina.

Porém, os limites de escoamento encontrados, de 81 e 85 lbf/100 ft², situam-se no patamar mais elevado, superando os valores comumente recomendados para a maioria das operações, que geralmente variam entre 10 e 50 lbf/100 ft² (Caenn, Darley & Gray, 2014; Bourgoyne et al., 1986). Entretanto, há registros na literatura e em patentes de fluidos que, em condições específicas, como poços altamente inclinados ou com elevada concentração de sólidos, podem apresentar limites de escoamento entre 60 e 100 lbf/100 ft² (Amanullah & Al-Arfaj, 2016).

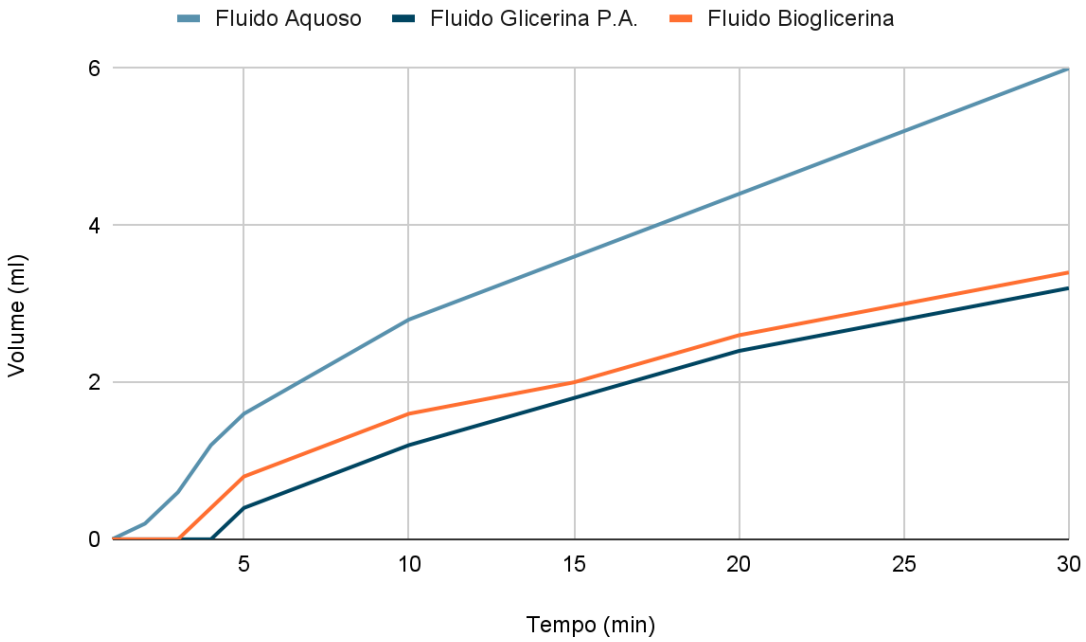
Esses valores elevados podem ser positivos, pois favorecem a suspensão de sólidos no fluido, prevenindo o acúmulo de materiais indesejados no fundo do poço. Por outro lado, limites de escoamento muito altos podem aumentar a resistência ao bombeamento, elevar o consumo de energia e potencialmente causar danos à formação perfurada (Chilingarian & Vorabutr, 1983). Por isso, é fundamental avaliar se esses valores são realmente necessários para as condições do poço ou se podem ser ajustados para otimizar a eficiência e a segurança da operação.

Análise de Filtrado

Os dados referentes aos testes de filtração estática, realizados sob pressão de 100 psi e à temperatura ambiente, são apresentados na Figura 1.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 1: Volume de filtrado dos fluidos sob 100 psi e temperatura ambiente (2025).

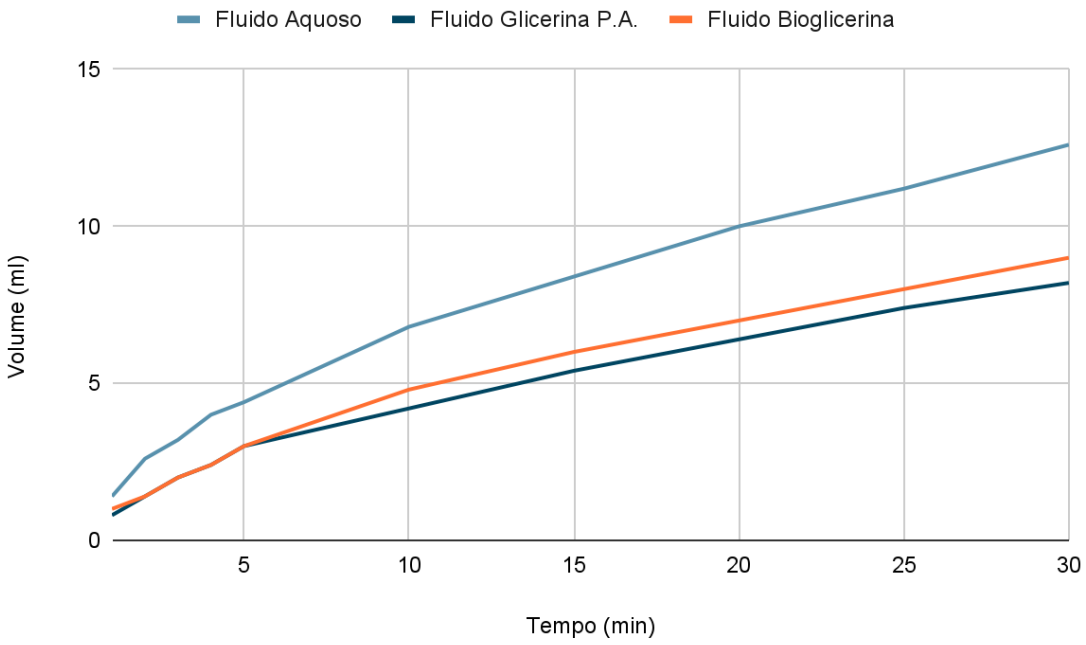


Os resultados indicam que os volumes de filtrado dos fluidos contendo glicerina PA e bioglicerina permaneceram em torno de 3,5 mL, enquanto o fluido base apresentou 6 mL, dentro dos limites aceitáveis para aplicações em perfuração. Ambas as formulações apresentaram boa capacidade de formação de um reboco fino e impermeável, o que contribui para a redução significativa da perda de fluido sob condições de pressão moderada, garantindo a proteção da formação e a estabilidade do poço durante a operação.

Adicionalmente, a Figura 2 exibe os resultados dos ensaios de filtração estática realizados sob condições de alta pressão e temperatura (HPHT).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 2: Volume de filtrado dos fluidos sob 300 psi e 50 °C (2025).



Os volumes de filtrado dos fluidos com glicerina e bioglicerina se mantiveram estáveis, chegando a cerca de 9 mL após 30 minutos de teste, o que demonstra uma boa capacidade de controlar a perda de fluido durante a perfuração. Destacando-se a formação de reboco fino e impermeável nas formulações com glicerina. Enquanto isso, o fluido base apresentou filtrado de 12 mL no teste HPHT. Nos testes em regime HPHT, os três fluidos apresentaram volumes de filtrado dentro dos limites estabelecidos pelas normas da API, confirmando um desempenho eficaz na contenção das perdas. Essa característica garante a formação de um reboco com baixa permeabilidade, essencial para manter a estabilidade e a integridade do poço mesmo em condições operacionais mais severas.

Além disso, a proximidade dos resultados entre os fluidos formulados com glicerina PA e bioglicerina indica que a substituição parcial da água por esses componentes não afeta negativamente o controle de filtração. Isso reforça o potencial da bioglicerina como uma alternativa técnica e ambientalmente mais sustentável, capaz de atender as exigências operacionais tanto em superfície quanto em ambientes HPHT.

Entretanto, nos testes de filtração, foi identificada a presença de óleo no filtrado do fluido contendo bioglicerina de soja, tanto a 100 psi quanto a 300 psi. Esse comportamento está relacionado ao baixo grau de pureza da bioglicerina, que normalmente possui resíduos de óleos vegetais, ácidos graxos e outros compostos orgânicos provenientes do processo de produção. Essas impurezas podem favorecer a formação de emulsões e interferir na eficiência do fluido,

ISBN: 978-65-5222-057-8

principalmente no controle da filtração e na qualidade do reboco. Esse resultado destaca a necessidade de atenção à qualidade da bioglicerina utilizada, pois seu conteúdo de impurezas pode afetar diretamente o desempenho do fluido de perfuração. Portanto, recomenda-se a aplicação de processos de purificação da bioglicerina para mitigar esse efeito.

CONCLUSÕES

Os fluidos formulados com glicerina PA e bioglicerina, ambos utilizados na proporção de 20% em relação ao volume total de água, apresentaram desempenho técnico satisfatório, com resultados positivos e propriedades reológicas e de filtração muito semelhantes ao fluido aquoso convencional.

Entretanto, observou-se que o fluido preparado com bioglicerina de soja apresentou a presença de óleo no filtrado, fenômeno atribuído ao menor grau de pureza deste insumo. Esse fator destaca a importância do controle de qualidade da matéria-prima, uma vez que impurezas podem comprometer o desempenho do fluido de perfuração, especialmente em operações que exigem estabilidade química e desempenho reológico consistente.

Portanto, a utilização da bioglicerina como aditivo em fluidos de perfuração aquosos é tecnicamente viável, proporcionando desempenho comparável ao da glicerina industrial. Sua aplicação representa um avanço para práticas mais sustentáveis e economicamente competitivas na indústria do petróleo. Contudo, ressalta-se a importância do controle de qualidade da matéria-prima, dada a influência das impurezas no desempenho do fluido.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - PRH-ANP, suportado com recursos proveniente do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP n° 50/2015. Também agradecem ao Laboratório de Fluidos de Perfuração, Completação e Estimulação (LAFPEC) da Universidade Federal do Rio Grande do Norte pela infraestrutura fornecida.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMANULLAH, Md.; AL-ARFAJ, M.K. Drilling Fluid Engineering: Fundamentals and Applications. [S.l.]: Bookboon, 2016. p. 45-90.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). Specification for drilling fluids – specifications and testing. API Specification 13A. TX, USA: API, 2010. 130 p. Disponível em:

ISBN: 978-65-5222-057-8

https://www.api.org/~/media/Files/Certification/Drilling-Fluid-Testing/13A.pdf. Acesso em: 19 abr. 2025.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). Recommended practice for field testing water-based drilling fluids. API Recommended Practice 13B-1. TX, USA: API, 2009.104 p. Disponível em: https://www.api.org/~/media/Files/Certification/Drilling-Fluid-Testing/13B-1.pdf. Acesso em: 19 abr. 2025.

BOURGOYNE JR, A. T.; MILLHEIM, K. K.; CHENEVER, M. E.; YOUNG JR, F. S. *Applied Drilling Engineering.* TX, USA: Society of Petroleum Engineers, 1991. Cap. 4. Disponível em: https://onepetro.org/books/book/32/Applied-Drilling-Engineering. Acesso em: 19 abr. 2025.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. Fluidos de perfuração e completação. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014. p. 2-73; 271-303.

CHILINGARIAN, G. V.; VORABUTR, P. Drilling and Drilling Fluids. Amsterdam; Nova Iorque: Elsevier Scientific Publishing Co., 1981. p. 100-250.

CORRÊA, C. C., CRUZ, G. F. da ., VAZ, A. S. L., ARAÚJO, B. de S. A., SILVA, A. A. da ., RODRIGUES, R. A., LOMBA, R. F. T., & WALDMANN, A. T. de A. AVALIAÇÃO DO POTENCIAL USO DE BIOGLICERINA COMO BASE PARA FORMULAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS PARA POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS. Química Nova, v. 40, n. 4, p. 378–387, maio 2017. Disponível em: https://doi.org/10.21577/0100-4042.20170019. Acesso em: 13 abr. 2025.

SILVA R.P., CASTRO DANTAS T.N., BARILLAS J.L.M., SANTANNA V.C. The use of organopalygorskite as rheological additive in non-aqueous drilling fluids: Colloidal stability, contact angle, and cutting's transport ratio. Geoenergy Sci. Eng., 223, 211499, 2023. Acesso em: 07 de abr. 2025.

THOMAS, J. E. (Org.). Fundamentos de engenharia de petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. p. 80-87. Disponível em: https://www.editora interciencia.com.br/index.asp?idprod=93&pg=prodDetalhado.asp. Acesso em: 19 abr. 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ANÁLISE DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO AQUOSO FORMULADO COM BIOGLICERINA

Gabryel Carlos C. dos S. Pedro[1], Débora Raíssa F. de Souza[2], Vanessa Cristina Santanna[3].

[1]*Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto de Macromoléculas Professora Eloísa Mano, leticiaoam30@gmail.com, grazilp@yahoo.com.br, spinelli@ima.ufrj.br*
[2]*Programa de Engenharia da Nanotecnologia/Coordenação dos Programas de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, luspinelli@pent.coppe.ufrj.br*

RESUMO

Durante a perfuração de poços de petróleo, é comum encontrar camadas compostas por folhelhos que são facilmente hidratáveis. A hidratação dessas formações leva ao inchamento das argilas, comprometendo a estabilidade do poço, dificultando a limpeza e levando até ao colapso total do poço. Para mitigar esses efeitos, adicionam-se inibidores de inchamento aos fluidos de perfuração base aquosa. Os aditivos mais utilizados são polímeros, sais inorgânicos e nanopartículas. Como alternativa aos aditivos, destacam-se os dendrímeros, devido à sua estrutura tridimensional ramificada e alta densidade de grupos amina terminais, que favorecem a interação com as argilas. Neste trabalho, foram sintetizados dendrímeros PAMAM de meia geração (G0,5) e primeira geração (G1,0), por rota divergente a partir do núcleo de etilenodiamina (EDA) e testados como inibidores de inchamento de argilas. Para a síntese do G0,5, preparou-se uma solução metanólica de EDA e 10% v/v de acrilato de metila (AM). O sistema permaneceu sob agitação por quatro dias à temperatura ambiente e, após, o excesso de AM e metanol foi removido por destilação a pressão reduzida a 50 ºC. O G1,0 foi obtido pela reação do G0,5 com excesso de EDA por onze dias sob agitação a temperatura ambiente. Os dendrímeros foram caracterizados por FTIR e TGA e sua capacidade de inibição foi testada utilizando o equipamento M4600 *Linear Swell Meter* HPHT por 2 horas a 25°C. Os resultados indicaram que o G0,5 teve desempenho superior ao G1,0, o que pode estar relacionado à maior disponibilidade de grupos terminais livres. No entanto, ambos apresentaram menor eficiência quando comparados a um inibidor comercial. Conclui-se que, apesar das limitações observadas, os dendrímeros PAMAM possuem potencial como inibidores de inchamento de argila, e melhorias no design molecular, como o aumento do número de gerações ou funcionalizações específicas, podem ampliar sua aplicação em formulações avançadas de fluidos de perfuração.

Palavras-chave: Dendrímeros, Fluidos de perfuração aquosos, Folhelhos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Os folhelhos são rochas sedimentares finamente laminadas, predominantemente compostas por minerais filossilicatos, como esmectita, ilita e caulinita, além de outros componentes como quartzo, carbonatos e matéria orgânica. Caracterizam-se por sua baixa permeabilidade e elevada sensibilidade à presença de água, devido à predominância de argilas expansivas em sua matriz mineralógica (Lyu *et al*., 2021). A porosidade e a permeabilidade dos folhelhos estão diretamente relacionadas à proporção e ao tipo de argilas presentes, o que influencia significativamente a sua interação com os fluidos de perfuração. Durante a perfuração de formações contendo folhelhos, problemas relacionados a estabilidade do poço são frequentemente observados, sendo uma das principais causas de atrasos operacionais, aumento de custos e até mesmo colapsos do poço (Zhang *et al*., 2013). Essas instabilidades ocorrem principalmente devido à hidratação e consequente inchamento das argilas presentes nos folhelhos, fenômeno intensificado pela utilização de fluidos de perfuração base de água.

Há uma grande tendência de que os fluidos aquosos passem a ser amplamente utilizados nas perfurações devido ao seu custo relativamente baixo, menor impacto ambiental e facilidade de manuseio. Sua formulação é composta por uma fase contínua aquosa e materiais coloidais como argilas e polímeros, os quais conferem ao sistema propriedades reológicas adequadas – como viscosidade, limite de escoamento, resistência em gel e controle de filtrado – essenciais para garantir a remoção eficiente dos cascalhos e a estabilização das paredes do poço (Caenn *et al*., 2017).

Entre os sólidos presentes nos fluidos aquosos, destacam-se os sólidos ativos, como a bentonita, cuja função principal é o aumento da viscosidade, e os sólidos inertes, como a barita, que atuam como agentes de peso para viabilizar perfurações em grandes profundidades (Bourgoyne *et al*., 1991). No entanto, a presença de argilas reativas exige a formulação dos chamados fluidos inibidos, que são capazes de reduzir a interação água-argila. Para isso, são empregados inibidores de inchamento como sais (cloreto de potássio, formiatos) e polímeros, os quais controlam o inchamento e a dispersão das argilas, promovendo a estabilização da formação.

Os polímeros podem ser classificados em naturais (como goma xantana e celulose modificada) e sintéticos (como poliacrilamidas, copolímeros acrílicos e polímeros quaternizados). Dentre os sintéticos, destacam-se os polímeros aniônicos e catiônicos, que apresentam excelente afinidade com a superfície negativamente carregada das argilas esmectíticas, como a montmorilonita. Os polímeros catiônicos, em particular, são eficazes por promoverem a neutralização da carga da argila e bloquearem os espaços interlamelares, inibindo o processo de hidratação e inchamento (Li *et al*., 2022). Copolímeros funcionalizados com grupos amida, amônio quaternário ou hidroxila têm se mostrado promissores por apresentarem uma combinação de propriedades reológicas favoráveis e alta eficiência na inibição. A funcionalização permite que esses polímeros formem ligações de hidrogênio ou eletrostáticas com a superfície da argila, criando uma camada protetora contra a penetração de moléculas de água (Zhu et al., 2021).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Nos últimos anos, uma classe específica de polímeros altamente estruturados tem chamado atenção por sua eficácia como inibidores: os dendrímeros. Essas macromoléculas hiperramificadas apresentam uma estrutura tridimensional simétrica, com um núcleo central e múltiplas gerações de ramificações, que conferem alta densidade funcional na superfície. Essa arquitetura permite interações múltiplas e fortes com as superfícies das argilas, favorecendo a adsorção estável e duradoura (Tomalia *et al*., 2020).

Estudos recentes demonstraram que dendrímeros de poliamidoamina (PAMAM) e seus derivados funcionalizados com grupos amina, amônio quaternário ou carboxila são altamente eficazes na inibição da hidratação e dispersão de argilas. Esses estudos demonstraram que os dendrímeros apresentam desempenho superior aos sais convencionais (como KCl) e a muitos polímeros lineares na redução do volume de inchamento da bentonita e na manutenção da estabilidade de dispersões argilosas sob condições de alta temperatura (Barros *et al*., 2023); Zeng *et al*., 2021).

Além disso, por sua elevada solubilidade em água e capacidade de encapsular ou interagir com íons na superfície das argilas, os dendrímeros oferecem vantagens no controle da reatividade de formações argilosas, inclusive em ambientes salinos e de alta temperatura, o que os torna candidatos promissores para aplicação em poços HPHT ou geotérmicos (Al-Hameedi *et al*., 2020). Diante desse contexto, o presente trabalho tem por objetivo sintetizar e caracterizar dendrímeros PAMAM de meio geração (G0.5) e de primeira geração (G1.0) e posteriormente testar as suas eficiências como aditivos inibidores de inchamento de argila.

METODOLOGIA

Síntese dos dendrímeros PAMAM

A obtenção dos dendrímeros PAMAM foi realizada em duas etapas e seguindo metodologia de síntese por rota divergente, onde a estrutura foi construída a partir de um núcleo central de etilenodiamina (EDA) e as camadas são adicionadas de forma repetitiva.

Na primeira etapa da síntese do dendrímero PAMAM G0,5 (Figura 1), utilizou-se um balão de fundo redondo de 500 mL com uma única boca, no qual foram adicionados 50 mL de metanol (MeOH), 3,3 mL de etilenodiamina (EDA) e 20 mL de acrilato de metila (AM). A reação foi conduzida sob agitação constante à temperatura ambiente, durante um período de quatro dias, a fim de assegurar a completa homogeneização da solução e permitir o avanço da reação de adição de Michael. Após esse período, o excesso de AM e MeOH foi removido por destilação a vácuo a 50 °C. O produto obtido foi denominado G0,5, correspondente à geração intermediária do dendrímero.

ISBN: 978-65-5222-057-8

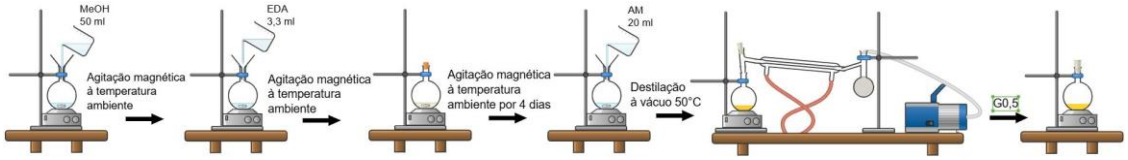


Figura 1: Síntese do dendrímero PAMAM G0,5.

Para a segunda etapa (Figura 2), foi preparada uma solução contendo 59 mL de MeOH e 28,52 g de PAMAM G0,5. Em seguida, foram adicionados 23,2 mL de EDA (com 10% de excesso) ao meio reacional, que foi mantido sob agitação magnética à temperatura ambiente por 11 dias. Ao término da reação, o excesso de reagente e o solvente foram removidos por destilação a vácuo a 50 °C, resultando na obtenção do dendrímero PAMAM G1,0 como produto final.

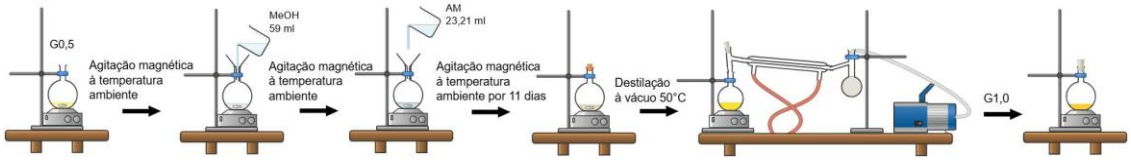


Figura 2: Síntese do dendrímero PAMAM G1,0.

Caracterização dos dendrímeros PAMAM

Os dendrímeros PAMAM G0,5 E G1,0 foram caracterizados pela técnica de Infravermelho por Transformada de Fourier (FTIR) e Análise Termogravimétrica (TGA).

Infravermelho por Transformada de Fourier (FTIR)

Para a análise de FTIR foi utilizando um espectrômetro Frontier FTIR/FIR PerkinElmer, em pastilhas de KBr na faixa de comprimento de onda de 400 a 4000 cm^{-1}.

Análise Termogravimétrica (TGA)

Foi utilizado o analisador termogravimétrico Q500 fornecido pela TA Instruments, em atmosfera de nitrogênio e rampa de aquecimento com taxa de 10°C/minuto até a temperatura de 900°C.

Ensaios de inibição de inchamento de argilas

Para verificar a eficiência do dendrímero PAMAM de G0,5 e G1,0 como inibidores de inchamento de argila, foram realizados ensaios para a determinação do percentual de inchamento de argilas utilizando o equipamento M4600HP/HT *Linear Swell Meter* da Grace Instrument, apresentado na Figura 3.

ISBN: 978-65-5222-057-8

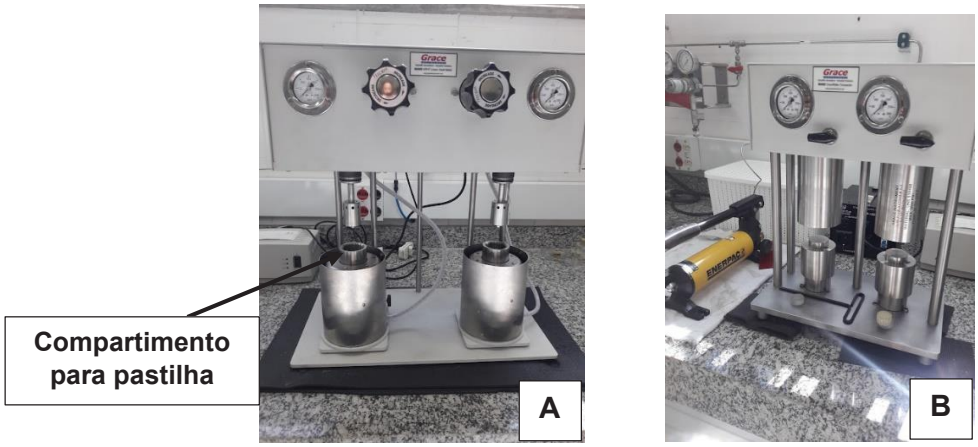


Figura 3: M4600HP/HT *Linear Swell Meter*

A argila utilizada no preparo das pastilhas foi uma bentonita sódica de Wyoming, que apresenta alta capacidade de inchamento em contato com a água. Foram pesados 12g de argila e transferido para uma prensa, de acordo com a Figura 3B, onde permaneceu por 2 horas sob a pressão de 2500psi. Após esse período as pastilhas foram colocadas em um compartimento no equipamento (Figura 3A) e ficou em contato direto com o copo contendo a solução do material analisado como inibidor.

Os ensaios de inibição foram realizados com soluções aquosas dos dendrímeros PAMAM G0,5, PAMAM G1,0 e do inibidor comercial cloreto de polidialildimetilamônio (PDADMAC) nas concentrações de 0,5%, 1,0% e 1,5% m/v, em duplicata. As condições de análise foram de uma corrida de 2horas a 25°C, com coleta de dados a cada 10 segundos. Ao final é fornecido pelo *software* a curva do percentual de inchamento em função do tempo.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Síntese dos dendrímeros PAMAM

As sínteses para a obtenção dos dendrímeros PAMAM G0,5 e G1,0 foram realizadas por metodologias simples e com bom rendimento, sendo necessário apenas um maior cuidado no controle da temperatura na etapa de purificação por destilação a vácuo. Os resultados dos rendimentos das reações estão descritos na Tabela 1.

Tabela 1: Rendimento das sínteses dos dendrímeros PAMAM

PAMAM	Rendimento (g)
G0,5	32,00
G0,1	23,39

ISBN: 978-65-5222-057-8

Caracterização dos dendrímeros PAMAM

Infravermelho por Transformada de Fourier (FTIR)

Os resultados de FTIR (Figura 4) confirmam a formação do dendrímero PAMAM G0,5 e G1,0 pela presença de bandas características atribuídas aos grupos funcionais esperados. No espectro do PAMAM G0,5 (em azul) pode-se observar uma banda larga em 3371 cm^{-1}, correspondente ao estiramento da ligação O–H dos grupos carboxílicos terminais, indicando a funcionalização ácida do dendrímero. A banda em 2997 cm^{-1} está associada ao estiramento das ligações C–H das cadeias metilênicas, enquanto a banda intensa em 1713 cm^{-1} refere-se ao estiramento do grupo carbonila (C=O) dos ácidos carboxílicos terminais. Além disso, a região entre 1199 e 999 cm^{-1} apresenta bandas atribuídas aos estiramentos C–O da carboxila e C–N da estrutura do PAMAM, confirmando a formação do dendrímero intermediário.

Em comparação, o espectro do PAMAM G1,0 (em vermelho) apresenta mudanças significativas, principalmente a diminuição ou desaparecimento das bandas associadas aos grupos carboxílicos (O–H e C=O), e o surgimento de bandas características das ligações amida. Especificamente, observa-se uma nova banda na região de 1600 cm^{-1}, atribuída ao estiramento da ligação C=O da amida, além de bandas adicionais em 3234 cm^{-1} e 3647cm^{-1} correspondentes ao estiramento N–H, e uma banda de estiramento C–N em 970 cm^{-1}, evidenciando a obtenção do PAMAM G1,0.

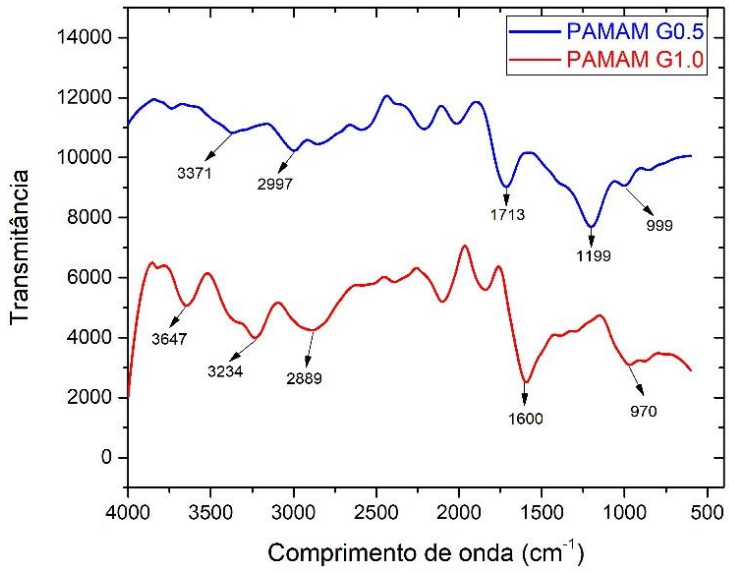


Figura 4: Espectro de FTIR dos dendrímeros PAMAM G0,5 e G1,0

Análise Termogravimétrica (TGA).

A Figura 5 apresenta as curvas de TGA/DTG dos dendrímeros sintetizados. Os resultados demonstram diferenças claras entre o comportamento térmico do PAMAM G0,5 e do PAMAM G1,0. O PAMAM G0,5 apresenta temperatura inicial de degradação em torno de 157 °C, com perda de massa significativa a partir de aproximadamente 150 °C, associada à decomposição dos grupos carboxílicos terminais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A curva DTG mostra um pico principal estreito, indicando um processo de degradação dominante e rápido. O PAMAM G1,0 apresentou temperatura inicial de degradação mais elevada, 190 °C, o que demonstra maior estabilidade térmica em relação ao G0,5. Nesse caso, a degradação ocorre de forma mais gradual, e o pico da DTG é mais largo, sugerindo a ocorrência de múltiplos eventos térmicos sobrepostos, como a quebra de ligações C–N e a degradação dos grupos amina terminais. O aumento da temperatura de degradação no PAMAM G1,0 está diretamente relacionado à conversão dos grupos carboxílicos em grupos amina durante o crescimento do dendrímero, resultando em uma estrutura mais estável termicamente devido à eliminação de grupos funcionais mais instáveis.

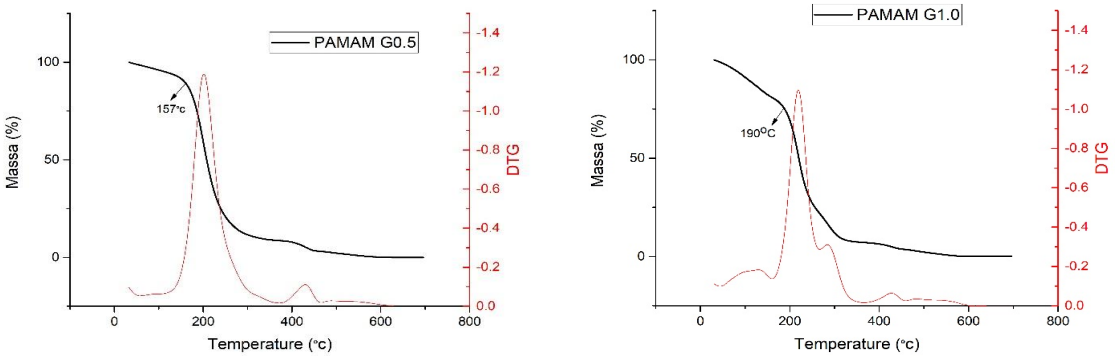


Figura 5: TGA/DTG dos dendrímeros PAMAM G0,5 e G1,0

Ensaios de inibição de inchamento de argilas

A Figura 6 apresenta os resultados comparativos do percentual de inibição de inchamento de argila em função do tempo para os dendrímeros PAMAM G0,5, PAMAM G1,0 e do inibidor comercial PDADMAC, nas concentrações de 0,5% m/v, 1% m/v e 1,5% m/v.

Observa-se que o PDADMAC apresentou desempenho superior e consistente em todas as concentrações testadas, promovendo um controle mais eficiente e estável do inchamento da argila, com baixos percentuais ao longo do tempo, especialmente na concentração de 1,5% m/v. Em contrapartida, o PAMAM G0,5 demonstrou eficiência limitada, com uma tendência contínua de aumento do inchamento mesmo nas concentrações mais elevadas (Figura 6A). O PAMAM G1,0, apesar de sua estrutura mais complexa, apresentou um comportamento inesperado, em que o aumento da concentração resultou também em maiores percentuais de inchamento, com destaque para a concentração de 1,0%, que superou 35% após 120 minutos, sugerindo uma possível saturação das interações do dendrímero com a superfície ada argila (Figura 6B).

ISBN: 978-65-5222-057-8

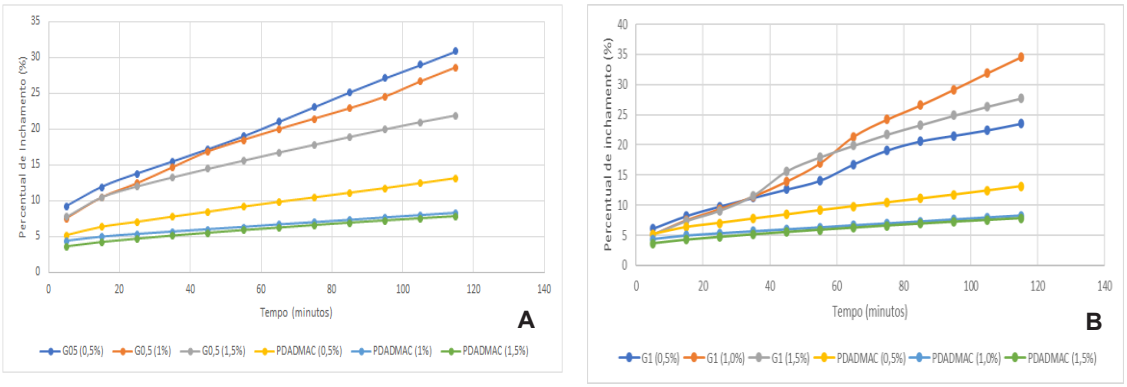


Figura 6: Inchamento linear das soluções (A) G0,5 e PDADMAC e (B) G1,0 e PDADMAC 25° C/100psi

Comparando os resultados entre PAMAM G0,5 e PAMAM G1,0 (Figura 7) observa-se que todos os sistemas testados apresentaram aumento progressivo de inchamento com o tempo. O PAMAM G0,5 a 1,5% m/v demonstrou desempenho significativamente superior em comparação aos dendrímeros nas diferentes concentrações, com os menores valores de inchamento em todas as concentrações avaliadas, onde o percentual de inchamento foi o mais baixo após 100 minutos, em torno de 22%, indicando sua maior eficiência como inibidor. Apesar disso, o PAMAM G1,0 apresentou boa eficiência de inibição na concentração mais baixa (0,5% m/v).

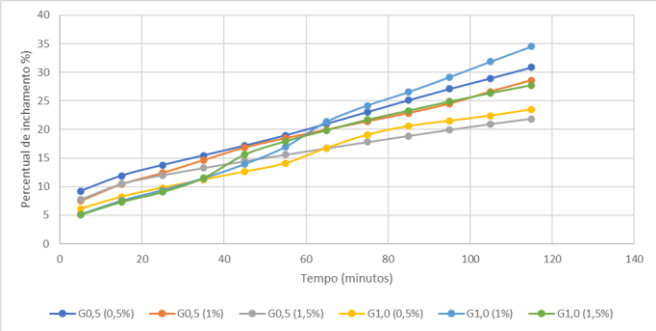


Figura 7: Inchamento linear das soluções G0,5 e G1,0 25°C/100psi

CONCLUSÕES

A síntese dos dendrímeros PAMAM G0,5 e G1,0 foi confirmada pelas análises de FTIR, com a evidência da presença dos grupos funcionais característicos de cada geração. As análises térmicas (TGA/DTG) demonstraram a maior estabilidade térmica para o PAMAM G1,0 em comparação ao PAMAM G0,5. Nos testes de inibição de inchamento de argilas, o PAMAM G1,0 apresentou desempenho superior ao G0,5, especialmente na concentração de 0,5% m/v, revelando-se mais eficaz na redução do inchamento ao longo do tempo. Entretanto, ambos os dendrímeros mostraram desempenho inferior ao do inibidor comercial PDADMAC. Embora o PAMAM G1,0 tenha exibido potencial como aditivo

ISBN: 978-65-5222-057-8

inibidor, especialmente em altas concentrações, sua eficácia ainda é limitada quando comparada ao PDADMAC. Assim, os resultados demonstram que o uso de dendrímeros PAMAM, principalmente de maior geração, é promissor para aplicação em fluidos de perfuração, mas reforçam a necessidade de ajustes estruturais ou sinérgicos com outros aditivos para alcançar desempenho comparável ou superior aos inibidores comerciais.

AGRADECIMENTOS

Apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-HAMEEDI, A. T.; ALKINANI, H. H.; DUNN-NORMAN, S.; AL-BAZZAZ, W. H. Evaluation of poly(amidoamine) dendrimer as a novel shale inhibitor. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, [S.l.], v. 184, p. 106554, 2020. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106554.

BARROS, H. N. da S.; WEISBLUM, M. A.; MARTINS, M. de F.; BERTOLINO, L. C.; SILVA, Í. G. M. da; ROSSI, T. M.; LUCAS, E. F. High-performance polymers based on PEG and PAMAM dendrimer to inhibit clay swelling in water. *Petroleum Science and Technology*, [S.l.], v. 42, n. 24, p. 3630–3647, 2023. DOI: 10.1080/10916466.2023.2210609.

BOURGOGNE, A. T.; MILLHEIM, K. K.; CHENEVERT, M. E.; YOUNG, F. S. *Applied drilling engineering*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1991.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. 7. ed. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2017. DOI: 10.1016/C2014-0-02391-6.

LI, Z.; CHEN, M.; XU, J.; ZHANG, J. Advances in polymer-based shale inhibitors for water-based drilling fluids: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, [S.l.], v. 210, p. 110036, 2022. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.110036

LYU, Q.; RANJITH, P. G.; LONG, X.; JI, B.; KANG, Y. A review of shale stability in drilling: mechanical and chemical effects. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 88, p. 103798, 2021. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103798.

TOMALIA, D. A.; CHRISTENSEN, J. B.; BOAS, U. Dendrimers, dendrons, and dendritic polymers: discovery, applications, and the future. Cambridge: Cambridge University Press, 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ZENG, Y.; LI, G.; YANG, M.; ZHANG, J. Synthesis and evaluation of PAMAM dendrimers as environmentally friendly shale inhibitors. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, v. 610, p. 125719, 2021.

ZHANG, J. Wellbore stability: the role of shale properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 103, p. 1–13, 2013. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.12.037.

ZHU, D.; HAN, B.; ZHANG, Y.; LIU, Y. Synthesis and performance of a novel copolymer shale inhibitor for water-based drilling fluid. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, v. 618, p. 126454, 2021. DOI: https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2021.126454.

ISBN: 978-65-5222-057-8

APLICAÇÃO DE EXTRATO VEGETAL COMO ADITIVO RETARDADOR PARA PASTAS DE CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

José Valderisso Alfredo de Carvalho[1], Nicolle Thaynna Alves Marreiros[2], Dayanne Gabriella da Silva[3], Carlos Eduardo de Araújo Padilha[4], Renata Martins Braga[5], Júlio César de Oliveira Freitas[6]

[1]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, valderissoalfredo@gmail.com, [2]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Nicolle188@hotmail.com, [3]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, dayannegabriella29@gmail.com, [4]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, carlospadilha.eq@gmail.com, [5]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, renata.braga@ufrn.br, [6]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, julio.freitas@ufrn.br

RESUMO

A cimentação é um processo essencial na construção de poços de petróleo, diretamente ligado à sua integridade estrutural. A pasta utilizada para essa finalidade é composta, em sua forma básica, por água, cimento e aditivos. Estes últimos desempenham um papel fundamental na modificação das propriedades físicas e químicas da pasta, garantindo sua adequação às condições extremas de temperatura e pressão dos poços. Dentre os diversos aditivos empregados, destaca-se o retardador de pega, responsável por prolongar o tempo de endurecimento do cimento, assegurando um melhor desempenho operacional. Esta pesquisa teve como objetivo avaliar o potencial de um extrato vegetal (EXV) como retardador de pega para pastas de cimentação de poços de petróleo. Para isso, inicialmente o EXV foi caracterizado através de análise termogravimétrica (TGA/DTG). O EXV foi incorporado a pastas de cimento Portland classe G em concentrações de 0,2%, 0,5% e 0,8% BWOC (*by weight of cement*), e foram submetidas aos testes de tempo de espessamento e reologia, conduzidos conforme os padrões do Instituto Americano de Petróleo. Os resultados demonstraram que o EXV atua de forma eficiente como retardador de pega. Com uma concentração de 0,5%, o tempo de pega foi ampliado em mais de 100% em comparação à pasta padrão (composta apenas por água e cimento). Além disso, observou-se que o EXV é capaz de reduzir os parâmetros reológicos da pasta, indicando um efeito dispersante. Esses resultados sugerem que o EXV é uma alternativa promissora para a indústria de petróleo e gás, especialmente no contexto da busca por aditivos mais sustentáveis, de origem renovável e com menor impacto ambiental.

Palavras-chave: Cimento Portland, retardador de pega, extrato vegetal, aditivos naturais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A cimentação é uma etapa muito importante na construção de poços petrolíferos, pois está diretamente relacionada à integridade e vida útil do poço (Nelson; Guillot, 2006). Normalmente, para realizar a cimentação são utilizadas pastas compostas por água, cimento e aditivos (Lima *et al.*, 2022). Uma pasta elaborada apenas com água e cimento tem pouca utilidade na cimentação de poços de petróleo, pois não confere as propriedades físicas e químicas necessárias para garantir a segurança e desempenho adequado do poço, sendo necessário, portanto, a adição de um ou mais aditivos (Ramalho, 2022).

Os aditivos são uma classe de materiais utilizados em pastas de cimentação com o objetivo de modificar as suas propriedades físicas e químicas (API, 2019). Esses materiais são essenciais nas operações de cimentação de poços de petróleo e gás, pois permitem que o cimento Portland seja usado em uma ampla gama de cenários, suportando temperaturas extremas (abaixo de zero até 700°F) e altas pressões (até 30.000 psi), além de suportar formações desafiadoras (porosas, com sobrepressões e na presença de fluidos corrosivos) (Al-Yami; Ramasamy; Wagle, 2017). Os aditivos possibilitam o sucesso da cimentação, garantindo a colocação adequada da pasta, o desenvolvimento rápido de resistência e o isolamento zonal duradouro ao longo da vida do poço (Al-Yami; Ramasamy; Wagle, 2017). Os aditivos são classificados de acordo com suas funções e incluem dispersantes, estendedores e adensantes de peso, controladores de filtrado, preventores de perda de circulação, aditivos tixotrópicos, aceleradores, retardadores, entre outros (Davoodi *et al.*, 2024).

Entre os diversos tipos de aditivos, os dispersantes e os retardadores destacam-se por suas funções essenciais nas operações de cimentação. Os dispersantes melhoram o desempenho reológico das pastas ao evitar a floculação das partículas e reduzir a viscosidade, facilitando o bombeamento e aumentando a segurança do processo (Xu et al., 2021; Feng et al., 2023). Já os retardadores de pega, também chamados de inibidores de hidratação, têm como principal função prolongar o tempo de espessamento da pasta, permitindo uma janela operacional mais longa para o bombeamento e posicionamento adequado do cimento, especialmente em condições de alta temperatura (Cao et al., 2018; Moreira et al., 2018).

A utilização de aditivos obtidos de fontes naturais tem se mostrado uma alternativa promissora e sustentável quando comparados aos aditivos sintéticos tradicionalmente usados na cimentação de poços de petróleo (Mitra; Boruah, 2022). Aditivos naturais, como lignosulfonatos e derivados aniônicos de amido e celulose (Davoodi *et al.*, 2024), extraídos de biomassa vegetal, destacam-se por serem biodegradáveis, menos tóxicos e com menor impacto ambiental. Além disso, o aproveitamento de resíduos agrícolas ou industriais como matéria-prima para aditivos pode reduzir custos e fomentar cadeias

ISBN: 978-65-5222-057-8

produtivas circulares, integrando a busca por soluções mais ecológicas e economicamente viáveis para a indústria de petróleo e gás.

Dessa forma, este estudo teve como objetivo avaliar a capacidade retardante de um extrato vegetal aplicado em pastas de cimento Portland Classe G utilizadas na cimentação de poços de petróleo. Além disso, buscou-se investigar o potencial dispersante do mesmo extrato, considerando suas possíveis contribuições para o desempenho reológico das pastas.

METODOLOGIA

Materiais

Para a realização da pesquisa foram utilizados: cimento Portland Classe G, extrato vegetal de Mimosa, aditivo antiespumante e água potável. As informações de massas específicas dos materiais estão descritas na Tabela 1.

Tabela 1: Massas específicas dos materiais.

Material	Estado físico	Massa específica (g/cm³)
Água potável	Líquido	0,9969
Cimento Portland Classe G	Sólido	3,2385
Aditivo antiespumante	Líquido	0,9798
Extrato vegetal	Sólido	1,3846

Análise Termogravimétrica (TGA/DTG) do extrato vegetal

A TGA/DTG foi executada com o objetivo de investigar a estabilidade térmica do extrato vegetal. A análise foi realizada no equipamento SDQ Q600, da marca TA Instruments. Uma amostra de aproximadamente 10 mg foi submetida a uma taxa de aquecimento de 10 °C/min, iniciando da temperatura ambiente até 1000 °C, em atmosfera inerte de N_2 com fluxo de 50 mL/min.

Formulações das pastas de cimento

O cálculo das formulações foi feito de acordo com os padrões da API RP 10B-2 (API, 2005), que fixa um volume de 600 cm³ de pasta de cimento para a realização de ensaios tecnológicos. Além disso, a densidade foi fixada em 15,8 ± 0,1 lb/gal (1,89 ± 0,01 g/cm³).

Foram definidas quatro formulações. Para fins comparativos, há uma pasta de cimento pura, pasta referência (PR) não aditivada, contendo apenas cimento Portland classe G e água, em uma proporção de 44% em relação ao cimento, assim como recomendado pela NBR 9831 (ABNT, 2020). As demais

ISBN: 978-65-5222-057-8

formulações foram aditivadas com extrato vegetal, em concentrações de 0,2%, 0,5% e 0,8%, e 0,01 gpc de antiespumante, de modo a reduzir a formação de bolhas. A composição das quatro formulações é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2: Formulações de pastas de cimento usadas nos ensaios.

Formulações	Água (g)	Cimento (g)	Antiespumante (g)	Extrato vegetal (g)
PR	349,00	792,00	-	-
EXV0,2	357,34	776,36	0,68	1,55
EXV0,5	355,95	775,42	0,68	3,88
EXV0,8	354,57	774,48	0,68	6,20

Preparo das pastas

O preparo das pastas seguiu a norma API RP 10B-2 (2005), com pesagem precisa dos materiais e controle da temperatura dos componentes (22,8 ± 1,1 °C). A mistura foi feita em misturador de palhetas Chandler 3060. Primeiramente, a água de mistura foi preparada a partir da dispersão dos aditivos na água. Em seguida, o cimento Portland classe G foi incorporado à água sob agitação de 4000 ± 200 rpm por 15 segundos, seguida de mais 35 segundos a 12000 ± 500 rpm.

Ensaio de tempo de espessamento

O ensaio de tempo de espessamento foi usado para avaliar o aditivo como retardador e seguiu o método descrito na Norma da Petrobras N-2862 (CONTEC, 2008b). A pasta foi colocada em uma célula com eixo-palheta e testada em consistômetro pressurizado Chandler 8040D10, sob rampas controladas de temperatura e pressão, até atingir 100 Bc de consistência.

O tempo de espessamento da pasta referência (PR) foi determinado conforme as recomendações da NBR 9831 (ABNT, 2020). Para determinar o tempo de espessamento das pastas aditivadas foi adotada uma rampa de aquecimento e pressurização recomentada pela Norma da Petrobras N-2862 (CONTEC, 2008b), para aditivo retardador classe II, considerando uma operação linear na profundidade vertical de 3170 m e gradiente geotérmico de 1,5 °F/100 ft. As informações das rampas adotadas estão descritas na Tabela 3.

Tabela 3: Rampas de aquecimento e pressurização.

Parâmetros da rampa	Pasta referência (PR)	Pastas aditivadas
Tempo (min)	28	39
Pressão inicial (psi)	1000	800
Pressão final (psi)	5160	6800
Temperatura inicial (ºF)	80	80
Temperatura final (ºF)	125	180

ISBN: 978-65-5222-057-8

A eficiência do aditivo retardador foi avaliada conforme a norma Petrobras N-2861 (CONTEC, 2008a), que exige que o tempo de espessamento da pasta com aditivo (TE_a) seja, no mínimo, uma hora superior ao da pasta sem aditivo (TE_p):

$$TE_a > TE_p + 1h \quad \text{(Eq. 1)}$$

Ensaio de reologia aquecida

A capacidade dispersante do aditivo foi avaliada em ensaio reológico, com base na norma da Petrobras N-2528 (CONTEC, 1994b), que fixa o método pelo qual devem ser verificados os requisitos a serem cumpridos por dispersantes para cimentação de poços de petróleo.

O ensaio foi realizado em viscosímetro Chandler 3500. A pasta previamente homogeneizada, a uma temperatura de 71 ± 1 °C (160 ± 2 °F), foi transferida para o copo do viscosímetro rotacional e foram realizadas leituras de torque em sequência ascendente e descendente de rotações (de 3 a 300 rpm e vice-versa), com cada velocidade mantida por 10 segundos. Por fim, mediu-se os géis inicial (10 seg) e final (10 min).

A viscosidade plástica e o limite de escoamento foram determinados utilizando o modelo matemático de Bingham. Os critérios adotados para avaliar a eficiência do aditivo foram o percentual de redução do gel inicial (Eq. 2) e o percentual de redução do limite de escoamento (Eq. 3):

$$PR_{GI}(\%) = 100\frac{(GI_p - GI_a)}{GI_p} \quad \text{(Eq. 2)}$$

$$PR_{LE}(\%) = 100\frac{(LE_p - LE_a)}{LE_p} \quad \text{(Eq. 3)}$$

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Análise Termogravimétrica (TGA/DTG) do extrato vegetal

O gráfico TGA/DTG (Figura 1) mostra que o extrato vegetal apresenta três etapas principais de degradação térmica. A primeira ocorre até cerca de 170 °C, com perda de massa de aproximadamente 10%, atribuída à evaporação da umidade e compostos voláteis. A segunda, entre 170 °C e 380 °C, representa uma perda de massa de aproximadamente 30%, indicando a decomposição de hemiceluloses, celulose e taninos condensados. A terceira etapa, entre 380 °C e 520 °C, que representa uma perda de massa de aproximadamente 55,50%, está relacionada à degradação da lignina, com

ISBN: 978-65-5222-057-8

formação de resíduos carbonáceos (Gaugler; Grigsby, 2009). Acima de 520 °C, a curva se estabiliza, indicando que a maior parte da matéria orgânica já foi eliminada.

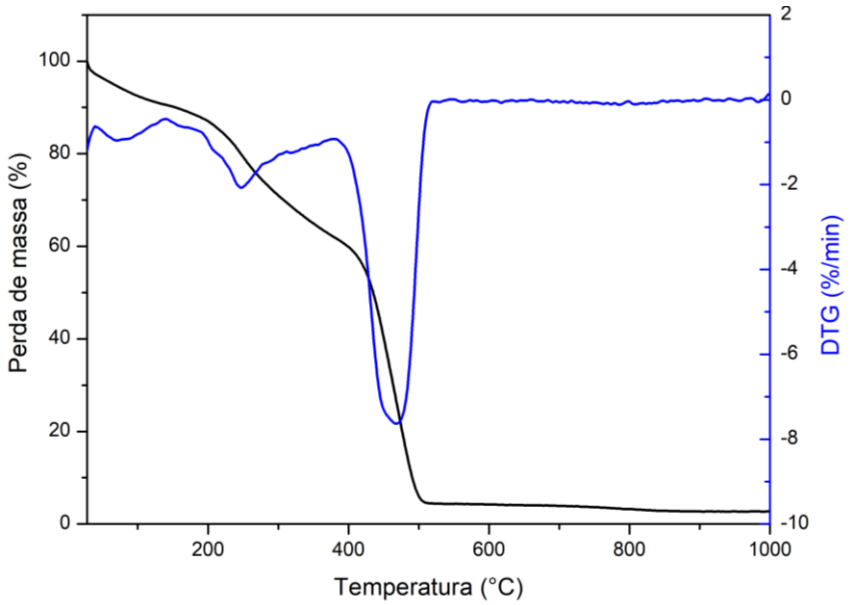


Figura 1: Termogramas TGA e DTG do extrato vegetal.

Os resultados da análise termogravimétrica indicam que o extrato vegetal apresenta boa estabilidade térmica, com desvolatilização completa ocorrendo apenas em temperaturas elevadas, próximas de 500 °C. Isso demonstra seu potencial de aplicação como aditivo na cimentação de poços de petróleo, inclusive em condições severas, em que as temperaturas de circulação no fundo do poço (BHCT) são elevadas.

Tempo de espessamento

O gráfico da Figura 2 apresenta a relação entre a concentração do aditivo e o tempo de espessamento de pastas de cimento, destacando a eficiência do extrato vegetal como aditivo retardador de pega. A linha preta representa o tempo de espessamento obtido experimentalmente, enquanto a linha azul indica tempo mínimo exigido pela norma da Petrobras N-2861(CONTEC, 2008a), que equivale a um acréscimo de pelo menos 1 hora em relação à pasta referência (84 minutos).

ISBN: 978-65-5222-057-8

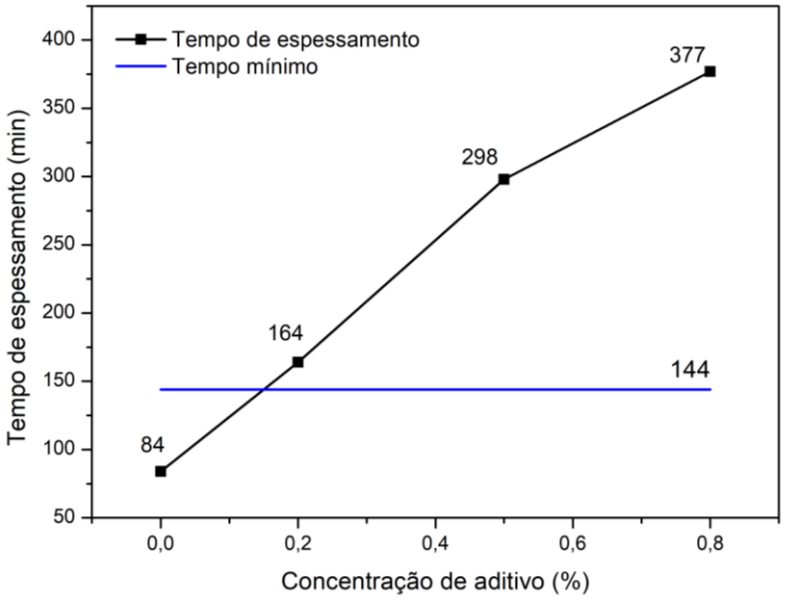


Figura 2: Tempo de espessamento da PR e das pastas aditivadas.

Observa-se que, a partir de 0,2% de aditivo, o tempo de espessamento ultrapassa o limite mínimo normativo, evidenciando a eficácia do EXV como retardador. Com 0,2%, o tempo de pega foi de 164 minutos, já satisfazendo a exigência. À medida que a concentração aumenta, há um efeito crescente no tempo de espessamento: 298 minutos para 0,5% e 377 minutos para 0,8%. Esses resultados demonstram que o extrato vegetal atende aos critérios estabelecidos pela norma da Petrobras N-2861 (CONTEC, 2008a), podendo ser classificado como aditivo retardador de classe II.

Reologia

Na Tabela 4 são apresentados os resultados das reologias da pasta referência e das pastas aditivadas com o extrato vegetal em concentrações de 0,2%, 0,5% e 0,8%.

Tabela 4: Parâmetros reológicos das pastas de cimento.

Parâmetros	Formulações			
	PR	EXV0,2	EXV0,5	EXV0,8
Viscosidade plástica – VP (cP)	89,04	37,18	43,95	53,49
Limite de escoamento – LE (lbf/100pé^2)	67,22	31,76	31,64	31,74
Gel inicial – GI (lbf/100pé^2)	38,00	13,00	13,00	14,00
Gel final – GF (lbf/100pé^2)	320,00	16,00	15,00	16,00
Redução do LE (%)	-	52,75	52,93	52,78
Redução do GI (%)	-	65,79	65,79	63,16

ISBN: 978-65-5222-057-8

Observa-se que a adição do EXV promoveu a redução dos principais parâmetros reológicos, como a viscosidade plástica (VP), o limite de escoamento (LE) e os valores de gel inicial (GI) e final (GF). A viscosidade plástica, por exemplo, reduziu de 89,04 cP na pasta referência para 37,18 cP na formulação com 0,2% de EXV, indicando melhora na fluidez da pasta. O limite de escoamento também apresentou significativa diminuição, com reduções superiores a 52% em todas as concentrações testadas, o que favorece o bombeamento da pasta durante as operações de cimentação. Os valores de gel inicial e final também diminuíram, sugerindo menor tendência à gelificação precoce.

É importante destacar que, conforme estabelece a norma da Petrobras N-2527 (CONTEC, 1994a), para que um aditivo sólido seja classificado como dispersante, ele deve promover uma redução mínima de 80% no gel inicial e de 95% no limite de escoamento. Embora o extrato vegetal tenha contribuído para a diminuição desses parâmetros, os percentuais de redução obtidos ficaram abaixo dos exigidos pela norma. Dessa forma, apesar de melhorar as características reológicas da pasta, o extrato vegetal não atende aos critérios técnicos para ser classificado como aditivo dispersante.

CONCLUSÕES

O extrato vegetal apresenta características promissoras para aplicação como aditivo na cimentação de poços de petróleo. A análise termogravimétrica mostrou que apresenta estabilidade térmica elevada, com completa desvolatilização ocorrendo apenas em temperaturas superiores a 500 °C, o que torna adequado para uso em ambientes de alta temperatura.

O ensaio de tempo de espessamento mostra que, a partir de 0,2% de concentração, o extrato já atende à norma da Petrobras N-2861, caracterizando-se como retardador de classe II, com efeito crescente conforme o aumento da dosagem. Do ponto de vista reológico, apesar de não poder ser classificado como dispersante conforme os critérios da norma da Petrobras N-2527, a adição do extrato promoveu a redução da viscosidade plástica, do limite de escoamento e dos valores de gel inicial e final, melhorando a fluidez e a bombeabilidade da pasta.

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e ao Núcleo Tecnológico em Cimentação de Poços de Petróleo (NTCPP/LabCim) pela estrutura para a realização dos ensaios tecnológicos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 9831**: Cimento Portland destinado à cimentação de poços petrolíferos - requisitos e métodos de ensaio. Rio de Janeiro: ABNT, 2020, 73 p.

AL-YAMI, A. S.; RAMASAMY, J.; WAGLE, V. Chemical additives for oil well cementing. **Res. Rev. J. Chem**, v. 6, n. 4, p. 1-14, 2017.

API - American Petroleum Institute. **API RP 10B-2**: Recommended Pratice for Testing Well Cements. 2005, 171 p.

CAO, L.; GUO, J.; TIAN, J.; HU, M.; GUO, C.; XU, Y.; WANG, M.; FAN, J. The ability of sodium metasilicate pentahydrate to adjust the compatibility between synthetic Fluid Loss Additives and Retarders applying in oil well cement. **Construction and Building Materials**, v. 158, p. 835–846, 2018a.

CONTEC - Comissão de Normas Técnicas / Petrobras. **N-2527**: Dispersante para cimentação de poço de petróleo – Especificação. 1994a.

CONTEC - Comissão de Normas Técnicas / Petrobras. **N-2528**: Dispersante para cimentação de poço de petróleo – Ensaios. 1994b.

CONTEC - Comissão de Normas Técnicas / Petrobras. **N-2861**: Retardador para cimentação de poço de petróleo – Especificação. 2008a.

CONTEC - Comissão de Normas Técnicas / Petrobras. **N-2862**: Ensaio de retardador para cimentação de poço de petróleo. 2008b.

DAVOODI, S.; AL-SHARGABI, M.; WOOD, D. A.; RUKAVISHNIKOV, V. S. Recent advances in polymers as additives for wellbore cementing applications: A review. Fuel, v. 357, p. 129692, 2024.

FENG, Q.; LI, X.; PENG, Z.; ZHENG, Y. Synthesis and performance evaluation of polycarboxylate dispersant for oil well cement. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, v. 662, p. 131007, 2023.

GAUGLER, M.; GRIGSBY, W. J. Thermal degradation of condensed tannins from radiata pine bark. Journal of wood chemistry and technology, v. 29, n. 4, p. 305-321, 2009.

LIMA, V. N.; SKADSEM, H. J.; BELTRÁN-JIMÉNEZ, K.; ZHEMCHUZHNIKOV, A.; VELLOSO, R. Q.; ANDRADE SILVA, F. DE. Triaxial behavior of a stabilized and a highly porous oil well cement paste at different saturation and drainage conditions. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 219, P. 111055, 2022.

MITRA, P.; BORUAH, A. Synthesizing bio-additive from bio-wastes for the effective cement settling process. Materials Today: Proceedings, v. 60, p. 2250–2253, 2022.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MOREIRA, P. H. S. S.; OLIVEIRA FREITAS, J. C. DE; BRAGA, R. M.; ARAÚJO, R. M.; SOUZA, M. A. F. DE. Production of carboxymethyl lignin from sugar cane bagasse: A cement retarder additive for oilwell application. **Industrial Crops and Products**, v. 116, p. 144–149, 2018.

NELSON, Erik B.; GUILLOT, Dominique. **Well Cementing**. [S. l.]: Schulumberger Educational Services, 2006.

RAMALHO, R. V. A. **Análise de propriedades mecânicas de pastas de cimento aditivadas com Óxido de Magnésio e Látex SBR**. 2022. 109 p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federa do Rio Grande do Norte, Natal, 2022.

XU, Y.; LIU, M.; LI, P.; ZHU, L.; XIA, X.; ZHANG, C.; YU, Y.; GUO, J. Effect of dispersant types on the rheological and mechanical properties of oil well cement paste with nanosilica. **Construction and Building Materials**, v. 271, p. 121576, 2021.

ISBN: 978-65-5222-057-8

QUANTIFICAÇÃO DE INCERTEZAS APLICADO AO PROBLEMA DE AUMENTO DE PRESSÃO DE ANULARES CONFINADOS

Gilberto Lucas Leandro dos Santos, Catarina Nogueira de Araújo Fernandes[1], Thiago Barbosa da Silva[1], William Wagner Matos Lira[1], Eduardo Toledo de Lima Junior[1].

[1]Laboratório de Computação Científica e Visualização, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas, gilberto.santos@lccv.ufal.br, catarina@lccv.ufal.br, thiago.barbosa@lccv.ufal.br, william@lccv.ufal.br, limajunior@lccv.ufal.br,

RESUMO

O objetivo deste trabalho é quantificar a variabilidade da resposta do aumento de pressão em anulares confinados (APB – *Annular Pressure Build-up*), a partir das incertezas associadas às variáveis mecânicas e geométricas do modelo, por meio de simulações de Monte Carlo. Ao longo da vida útil do poço, diferentes operações provocam variações de temperatura que podem desencadear o fenômeno de APB, comprometendo, em alguns casos, a integridade das colunas de revestimento. As incertezas relacionadas às propriedades geomecânicas da formação e aos parâmetros dos revestimentos reduzem a confiabilidade das análises determinísticas tradicionalmente adotadas. Nesse contexto, a quantificação de incertezas oferece uma avaliação mais realista da variabilidade do comportamento do sistema, subsidiando decisões de projeto e operação mais robustas e seguras, com potencial para mitigar riscos operacionais e otimizar o dimensionamento de componentes críticos. A metodologia proposta é composta por quatro etapas principais: (i) definição das variáveis aleatórias de interesse, com atribuição de distribuições de probabilidade representativas; (ii) geração de múltiplos cenários de entrada utilizando o método de Monte Carlo, garantindo cobertura estatística adequada; (iii) simulação do comportamento do APB em cada cenário, com base em um modelo *multistring*; e (iv) caracterização da distribuição do APB resultante, por meio de medidas de tendência central e dispersão. Os resultados incluem a quantificação das incertezas e a identificação das variáveis mais influentes no comportamento do APB, proporcionando uma compreensão mais robusta da sensibilidade do fenômeno às incertezas consideradas.

Palavras-chave: anulares confinados, modelo *multistring*, variáveis aleatórias, poços de petróleo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A descoberta do pré-sal brasileiro impulsionou a expansão das atividades de exploração de petróleo, uma tendência que se mantém no médio e longo prazo. Perfurações de poços em regiões ultraprofundas, como o pré-sal, impõe desafios associados a condições extremas de pressão e temperatura. Em alguns poços, a pressão pode atingir cerca de mil vezes a pressão atmosférica (TN PETRÓLEO, 2022). Por outro lado, segundo Dong e Chen (2017), as temperaturas no leito marinho variam entre 1 e 4°C, enquanto no fundo do poço podem atingir até 260°C.

Essa diferença de temperatura produz um gradiente térmico que causa variações de pressão nos anulares dos poços de petróleo, fenômeno denominado de APB (*Annular Pressure Build-up*). O APB corresponde à variação de volume no anular, resultante do aquecimento ou resfriamento do durante operações de perfuração ou de produção/injeção de fluidos. De acordo com Santos (2017), este aquecimento gera expansão nos fluidos confinados e, consequentemente, provoca variação no volume dos anulares.

Em poços *onshore*, o APB pode ser aliviado por meio da drenagem do fluido. Contudo, em poços offshore o acesso aos anulares é limitado ou, na maioria das vezes, inviável, devido à complexidade e aos riscos operacionais envolvidos (BARCELOS, 2017). A ocorrência do APB pode comprometer a integridade da estrutura mecânica do poço, uma vez que o aumento da pressão nos anulares, resultante da elevação da temperatura, pode provocar falhas por colapso ou ruptura (*burst*) dos tubulares (SANTOS, 2017), conforme ilustra a Figura 1.



Figura 1 - Revestimento colapsado. Fonte: (PATTILLO; COCALES; MOREY, 2006)

Ao longo dos anos, o fenômeno do Aumento de Pressão em Anulares (APB) tem sido objeto de estudo pela indústria e pela academia, resultando no desenvolvimento de diversos modelos matemáticos para estimar as pressões nos anulares dos poços. Devido à complexidade do problema e ao elevado número de variáveis envolvidas, esses modelos são, em sua maioria, implementados computacionalmente.

Tradicionalmente, o cálculo do APB é realizado de forma determinística, ou seja, cada parâmetro do modelo assume um valor fixo. No entanto, poucos

ISBN: 978-65-5222-057-8

estudos se dedicam a avaliar a influência da variabilidade desses parâmetros nos resultados das pressões desenvolvidas nos anulares.

No campo da análise estrutural, as incertezas associadas às variáveis de projeto, como dimensões, cargas e propriedades mecânicas dos materiais, desempenham um papel importante na resposta estrutural (SILVA; LIMA JUNIOR; SOUZA, 2023).

No contexto do APB, essas incertezas podem estar relacionadas ao processo construtivo dos revestimentos, refletindo-se em variações nos valores do módulo de elasticidade, coeficiente de Poisson, coeficiente de expansão térmica e também em aspectos geométricos, como o diâmetro externo e a espessura dos tubos.

Adicionalmente, as propriedades da formação rochosa atravessada pelo poço também estão sujeitas a incertezas, tanto em relação às características físicas da rocha quanto ao diâmetro efetivamente perfurado pela broca.

A não consideração dessas incertezas — e, consequentemente, da variabilidade nas estimativas de pressão — pode comprometer significativamente os fatores de segurança dos revestimentos e a integridade do poço como um todo.

Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo quantificar as incertezas associadas ao APB em dois anulares, considerando um cenário de referência, além de identificar as variáveis mais influentes na magnitude da pressão desenvolvida.

METODOLOGIA

Para alcançar os objetivos deste trabalho, a metodologia de desenvolvimento deste trabalho é dividida em quatro macroetapas, conforme o fluxograma ilustrado na Figura 2.

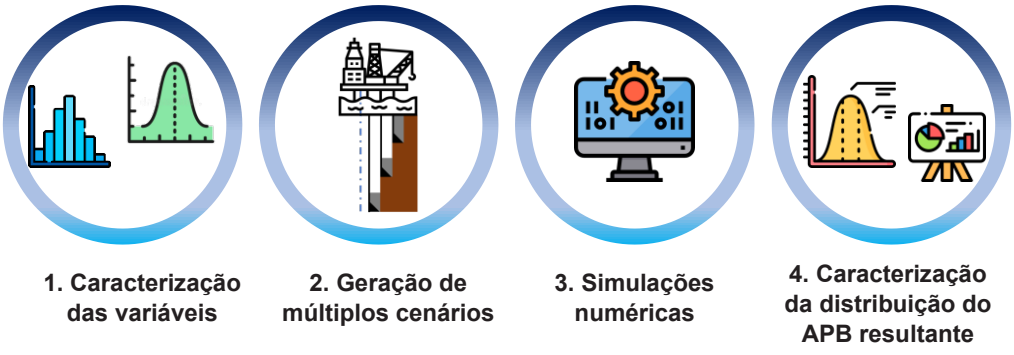


Figura 2 - Metodologia para caracterização do APB

Na primeira etapa são identificadas as propriedades físicas do sistema que apresentam incertezas relevantes para a simulação do Aumento de Pressão em Anulares (APB). As variáveis consideradas aleatórias neste estudo incluem: módulo de elasticidade do revestimento, do cimento e da rocha; coeficiente de Poisson do revestimento, do cimento e da rocha; coeficiente de expansão

ISBN: 978-65-5222-057-8

térmica do revestimento e do cimento. Para cada variável, são atribuídas distribuições de probabilidade apropriadas com base em referências da literatura técnica. Os parâmetros estatísticos — como média e coeficiente de variação (COV) — são utilizados para definir completamente essas distribuições.

Na segunda etapa, a partir do poço de referência, são gerados múltiplos cenários de entrada através do método de Monte Carlo. Esse método consiste na geração de amostras aleatórias das variáveis incertas com base nas distribuições de probabilidade atribuídas na etapa anterior. Cada cenário representa uma possível combinação de propriedades do sistema, garantindo uma cobertura estatística adequada do espaço amostral. Para isso, é implementada uma rotina em *Python* que realiza a amostragem das variáveis, respeitando suas distribuições, médias e COVs.

Na terceira etapa, para cada cenário, é realizada uma simulação computacional utilizando um modelo *multistring* implementado em um executável previamente desenvolvido (VASCONCELOS, 2019; SANTOS, 2023). Esse modelo é responsável por calcular as pressões desenvolvidas nos anulares do poço, considerando os efeitos térmicos e mecânicos em estruturas tubulares com múltiplas camadas. Cada execução do simulador corresponde a um cenário específico de entrada.

Na quarta etapa, os valores de APB calculados para os anulares A e B são organizados e analisados estatisticamente. As distribuições resultantes são caracterizadas por meio de histogramas de frequência relativa, bem como curvas de densidade de probabilidade (PDF) e de função de distribuição acumulada (CDF), ajustadas a diferentes distribuições teóricas. Além disso, é realizada uma análise de sensibilidade para quantificar a influência de cada variável aleatória (v.a.) sobre o valor de APB (CUNHA JR, 2017). Essa análise é conduzida por meio do coeficiente de correlação de Spearman (SPEARMAN, 1904) .

Modelagem matemática do APB

O Aumento de pressão em anulares é a consequência da diferença entre a variação de volume irrestrita de um fluido e a variação de volume permitida pelo seu recipiente (SATHUVALLI et al., 2005). O acúmulo de pressão também pode ser provocado pela expansão térmica do fluido contido em anulares selados de poços de alta pressão e alta temperatura (HPHT) (OUDEMAN; KEREM, 2006).

Antes do início da produção do poço, os fluidos aprisionados nos anulares estão em equilíbrio térmico com a formação. Durante os períodos de produção, as altas temperaturas desenvolvidas no poço agravam o fenômeno de acúmulo de pressão nos anulares, segundo Oudeman e Kerem (2006), a expansão térmica dos líquidos tende a aumentar em temperaturas mais elevadas, conforme ilustrado na Figura 3. Nesse contexto, o APB é determinado equalizando a variação de volume do fluido (ΔV_{fl}) com a variação de volume do anular (ΔV_{an}) (OUDEMAN; KEREM, 2006) (Equação 1).

$$\Delta V_{fl} = \Delta V_{an} \quad (1)$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

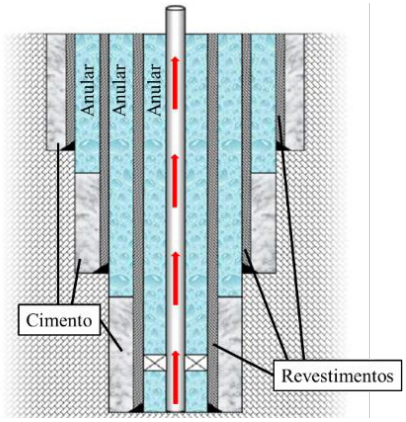


Figura 3 - Esquema de um poço. Adaptado de Wang et al. (2003)

A variação de volume do fluido aprisionado no anular está associada às suas propriedades termodinâmicas. Esse termo pode ser determinado através de duas abordagens, conforme indicado na Equação 2. O termo V_{fl} corresponde ao volume de fluido, α é o coeficiente de expansão térmica do fluido, k_t é a sua compressibilidade.

$$\Delta V_{fl} = V_{fl}(\alpha \Delta T - k_t \Delta P) \quad (2)$$

Por outro lado, a variação de volume do anular é determinada de acordo com os deslocamentos dos revestimentos, cimento e rochas que limitam o espaço anular. As mudanças no volume das colunas de revestimento devido a mudanças de pressão e temperatura são calculadas usando as equações de Lamé para tubos de paredes espessas. Os deslocamentos na cimentação e na rocha, podem ser calculados de acordo com as condições de contorno e modelos constitutivos adotados para cada material em questão. O equacionamento detalhado para a avaliação de ΔV_{an} é apresentado em Sathuvalli et al. (2005). A Equação 2 pode ser usada para calcular o APB em um único anular. Para análises com múltiplos anulares, o APB em um anular afeta o APB nos anulares adjacentes (*multistring*). Assim, aplicando-se a Equação 2 a cada anel do poço, obtém-se a Equação 3 (SATHUVALLI et al., 2005).

$$[\Delta V_{fl}] = [\Lambda][\Delta P] + [\eta][\Delta T] \quad (2)$$

Na Eq. 5, $[\Delta V_{fl}]$ é o vetor que denota a mudança de volume de fluido nos anulares do poço, $[\Lambda]$ é a matriz de flexibilidade, $[\Delta P]$ é o vetor de APB, $[\eta]$ é a matriz cujos termos fornecem a variação de volume de cada anular devido à expansão térmica dos revestimentos que o limitam e $[\Delta T]$ é o vetor de mudanças de temperatura nas colunas de revestimento (SATHUVALLI et al., 2005).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A configuração do poço utilizado como modelo de referência é ilustrada na Figura 4. As especificações do poço analisado são apresentadas na Tabela 1. O

ISBN: 978-65-5222-057-8

poço apresenta uma altura da mesa rotativa de 25 m e espessura de lâmina d'água de 2300 m. É adotada uma camada única de folhelho com comportamento em regime elástico linear. A profundidade do *packer* no primeiro anular é de 4500 m. O anular A está preenchido com um fluido de completação base água (FCBA) e o anular B, com um fluido de perfuração base água (FPBA).

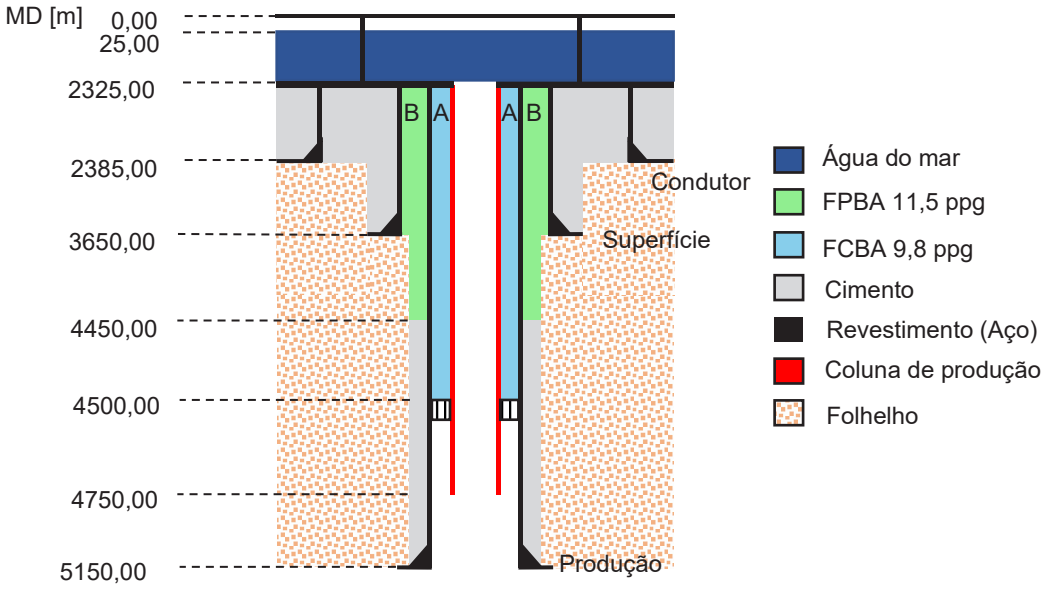


Figura 4 - Poço de referência

Tabela 1 - Especificação do poço de aplicação

Nome	Tipo	Topo [m]	Base [m]	TOC [m]	OD [pol]	Broca [pol]	Grau do aço	Peso do fluido [ppg]	Tipo do fluido
Condutor	Revestimento	2325	2385	2325	36	42	X-60	8,55	Salmoura
Superfície	Revestimento	2325	3650	2325	18	24	P110	8,55	Salmoura
Produção	Revestimento	2325	5150	4450	11 7/8	14 3/4	HCSS/ 110KSI	11,00	FPBA
Produção	Coluna	2325	4750	-	7 5/8	-	J-55	9,80	FCBA

Para calcular o APB, é necessário acesso aos perfis de temperatura nos revestimentos e nos anulares. Esses perfis são obtidos através de um simulador térmico interno, inclusive disponível no SCORE. Nesse contexto, é simulada a injeção de água a uma taxa de 11000 m³/dia, sob uma temperatura de 70° na ANM e uma pressão de injeção na cabeça de 8247,6 psi. A simulação considera que, inicialmente, o poço encontra-se em equilíbrio geotérmico, a partir da injeção de água no poço obtêm-se os perfis de temperatura em estado estacionário. Os resultados da simulação térmica são apresentados nos gráficos da Figura 5, é observado que a injeção de água provoca o aquecimento de todo o poço.

ISBN: 978-65-5222-057-8

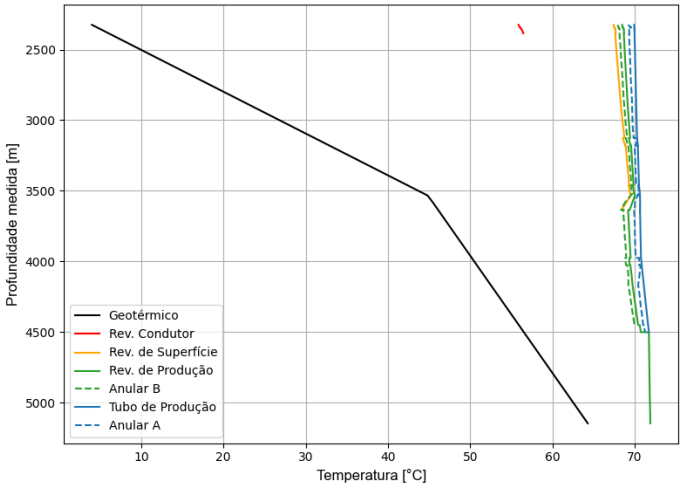


Figura 5 - Gradientes de temperatura

No que diz respeito à caracterização estatística, alguns trabalhos na literatura, como Silva, Lima Junior e Souza (2023) e Wei et al. (2022) apresentam valores médios, COV e tipo de distribuição para algumas variáveis do problema. A Tabela 2 apresenta a caracterização das v. a. consideradas neste trabalho.

Tabela 2 - Variáveis aleatórias adotadas no problema

Módulo de elasticidade [GPa]			
	Média	COV	Tipo de Distribuição
Revestimento	206,843	5%	Normal
Cimento	10,342	2%	Lognormal
Folhelho	17,499	9%	Normal
Coeficiente de Poisson			
	Média	COV	Tipo de Distribuição
Revestimento	0,300	5%	Normal
Cimento	0,210	25%	Lognormal
Folhelho	0,100	10%	Normal
Coeficiente de expansão térmica [1/°C]			
	Média	COV	Tipo de Distribuição
Revestimento	1,24E-05	5%	Normal
Cimento	1,00E-06	5%	Lognormal

A partir do cenário de referência são geradas 100.000 amostras. Com base nas simulações de Monte Carlo, o APB do anular A teve seu valor médio em 6240,92 psi e desvio padrão de 61,12 psi (COV = 0,98%). O APB do anular B teve seu valor médio em 4991,11 psi e desvio padrão de 90,89 psi (COV = 1,82%). A Figura 6 apresenta os resultados da caracterização dessas duas variáveis.

ISBN: 978-65-5222-057-8

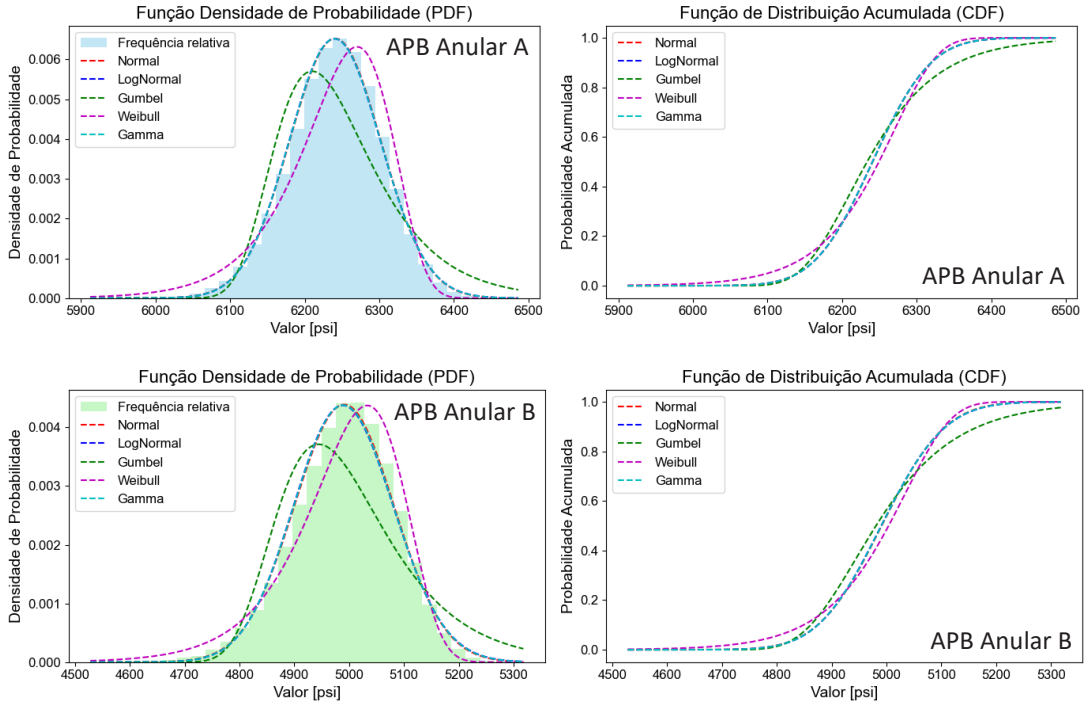


Figura 6 - Densidade e Distribuição Acumulada nos Anulares

Para o APB nos dois anulares, o histograma mostra um comportamento simétrico e as curvas de melhor ajuste são a Normal e a LogNormal. As curvas de Weibull, Gumbel e Gamma não se ajustam tão bem. O boxplot ilustrado na Figura 7, sugere que nos dois anulares os pontos se concentram próximo à mediana, embora o APB no anular A apresenta uma menor variabilidade comparado ao APB no anular B.

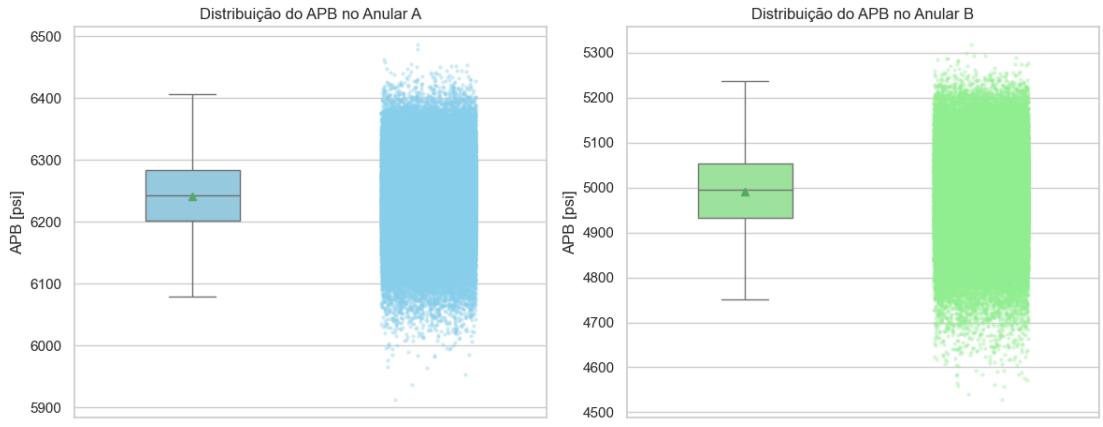


Figura 7 - Boxplot da distribuição do APB

Na análise de sensibilidade, de acordo com os resultados apresentados na Figura 8, para o cenário estudado, no anular A a variável de maior influência é o módulo de elasticidade do aço enquanto no anular B é o módulo de elasticidade da rocha (folhelho). Note que a segunda variável mais influente no

ISBN: 978-65-5222-057-8

anular A é também o módulo de elasticidade da rocha, mesmo esse anular não tendo nenhum contato com a formação rochosa. Isso ocorre justamente pela abordagem *multistring* adotada na concepção do simulador de APB, onde o valor de pressão em um anular afeta o do anular vizinho. Em outros tipos de abordagens essa relação pode não ser percebida.

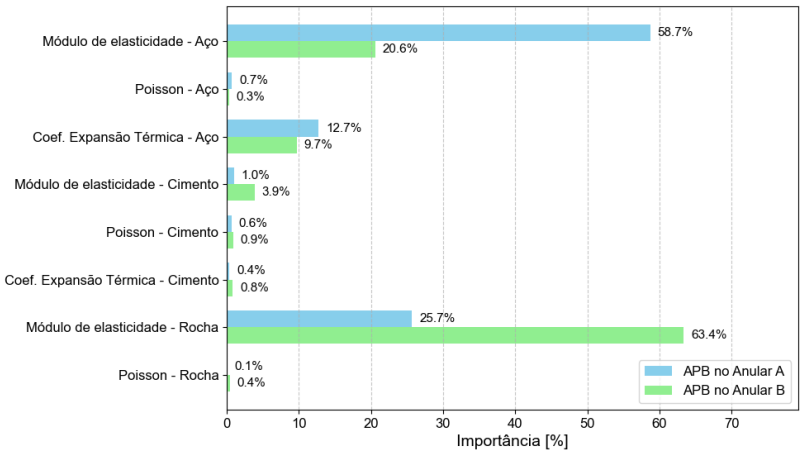


Figura 8 - Importância das variáveis

Esses resultados são importantes na etapa de projeto do poço, onde são realizadas diversas simulações e geralmente não se dispõe de todos os dados. Com a classificação da importância, o projetista pode elencar as variáveis mais influentes e que, portanto, merecem um tratamento mais robusto na modelagem.

CONCLUSÕES

O fenômeno do APB já é bastante conhecido e documentado, entretanto a consideração da aleatoriedade dos parâmetros usados para sua determinação ainda é pouco estudada. Nesse contexto, o presente trabalho apresentou uma abordagem para quantificar as incertezas em um cenário de referência. Além disso, foi realizada uma análise de sensibilidade em que, para o caso estudado, módulo de elasticidade do aço e da rocha apresentaram-se como os mais influentes no cálculo do APB. Essa estratégia também pode ser utilizada para o cálculo da probabilidade de falha dos revestimentos, dando mais segurança aos projetistas, robustez e economia aos projetos de poços de petróleo.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à PETROBRAS pelo apoio financeiro e técnico relacionado ao desenvolvimento do projeto de pesquisa Desenvolvimento de produtos digitais para projeto e gestão de integridade de estrutura de poço (código ANP 23599-4). O primeiro autor gostaria de agradecer à CAPES pela concessão de bolsa de doutorado, que contribuiu o desenvolvimento deste trabalho.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARCELOS, Johann Goethe Alrutz. **Modelagem matemática do aumento de pressão nos anulares (APB) em poços de petróleo**. 2017.

CUNHA JR, Americo. Modeling and quantification of physical systems uncertainties in a probabilistic framework. In: **Probabilistic prognostics and health management of energy systems**. Cham: Springer International Publishing, 2017. p. 127-156.

OUDEMAN, Pieter; KEREM, Murat. Transient behavior of annular pressure build-up in HP/HT wells. **SPE Drilling & Completion**, v. 21, n. 04, p. 234-241, 2006.

PATTILLO, P. D.; COCALES, B. W.; MOREY, S. C. Analysis of an annular pressure buildup failure during drill ahead. **SPE Drilling & Completion**, OnePetro, v. 21, n. 04, p. 242–247, 2006.

SANTOS, Gilberto L. L.. **Mitigação do aumento de pressão em anulares de poços de petróleo**. 2023. 103 f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil , Universidade Federal de Alagoas. Maceió-AL, 2023.

SATHUVALLI, U. B.; PAYNE, M. L.; PATTILLO, P. D.; RAHMAN, S.; SURYANARAYANA, P. V.. Development of a screening system to identify deepwater wells at risk for annular pressure build-up. In: **SPE/IADC Drilling Conference**. OnePetro, 2005.

SPEARMAN, C. The american journal of psychology. **Am. J. Psychol**, v. 15, p. 88, 1904.

SILVA, Thiago Barbosa; LIMA JUNIOR, Eduardo Toledo; SOUZA, Charlton Okama. Probabilistic Assessment of Cement Sheath Integrity in Oil and Gas Wells. In: **XLIV Ibero-Latin American Congress on Computational Methods in Engineering**. 2023.

VASCONCELOS, T. d. S. **Modelagem termomecânica do crescimento de pressão em anulares confinados em poços de petróleo na presença de evaporitos**. 182 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) — Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, AL, 2019.

WANG, Wen-Tsuen; WATKINS, Lou. Designing, Making, and Testing Syntactic Foam of Precisely Controlled Hydrostatic Strength. In: **International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering**. 2003. p. 123-130.

WEI, Yuanlong; ZHAO, Lingyun; YUAN, Tao; LIU, Wei. Study on mechanical properties of shale under different loading rates. **Frontiers in Earth Science**, v. 9, p. 815616, 2022.

ISBN: 978-65-5222-057-8

PREVISÃO DE PERFIS DE TEMPERATURA EM POÇOS DE PETRÓLEO USANDO MODELOS EMPÍRICOS APLICADOS A HIDROCARBONETOS

Luiz Elias da Silva Filho[1], Thiago Barbosa da Silva[1], Catarina Nogueira de Araújo Fernandes[1], William Wagner Matos Lira[1], João Paulo Nogueira de Araújo[1], Charlton Okama de Souza[2]

[1]Laboratório de Computação Científica e Visualização, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas – LCCV/CTEC/UFAL, luiz.elias@lccv.ufal.br, thiago.barbosa@lccv.ufal.br, catarina@lccv.ufal.br, william@lccv.ufal.br, joaopna@lccv.ufal.br.

[2]Petróleo Brasileiro, CENPES/PDIDP/EPOCOS/PERF, charlton@petrobras.com.br

RESUMO

Este trabalho apresenta um procedimento para estimar perfis de temperatura em componentes de poços de petróleo utilizando modelos empíricos para prever as propriedades das fases dos hidrocarbonetos. A modelagem precisa dessas propriedades é um desafio recorrente na engenharia de poços, exigindo dados experimentais ou simulações detalhadas, que nem sempre estão disponíveis. Para contornar essa limitação, adota-se o uso de correlações empíricas consolidadas na literatura, capazes de descrever, de forma aproximada, o comportamento das fases do fluido. Essa abordagem permite prever o campo de temperatura, sem a necessidade de modelagem composicional detalhada. A metodologia adotada nesse trabalho é baseada em quatro etapas: a) descrição da formulação matemática do problema de transferência de calor em poços; b) levantamento de modelos empíricos para descrição das propriedades das fases dos fluidos; c) descrição de um procedimento para obtenção dos perfis; e d) validação da estratégia por meio da comparação entre os resultados obtidos com perfis de temperatura da literatura. Os resultados obtidos demonstram que as correlações empíricas utilizadas são capazes de estimar, com boa precisão, os perfis de temperatura e pressão ao longo do poço. O uso dessas correlações é especialmente indicado em estudos preliminares, quando ainda não se dispõe de dados detalhados sobre o fluido produzido, representando uma alternativa rápida para estimar o comportamento térmico do sistema.

Palavras-chave: perfis de temperatura, poços de petróleo, propriedades dos fluidos, modelos empíricos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Os perfis de temperatura em poços de petróleo desempenham um papel fundamental em diversas aplicações, tornando-se informações importantes para a operação e manutenção de poços (Hasan e Kabir, 2002). Um fator primordial para o cálculo desses perfis diz respeito às propriedades do fluido produzido em função da pressão e da temperatura (Zhang et al., 2021).

Para fornecer essas informações detalhadas, são necessários experimentos laboratoriais ou análises numéricas do fluido a ser produzido, o que pode gerar custos e demandar tempo. Esse desafio incentiva o uso de correlações empíricas para estimar as propriedades termomecânicas do fluido e, por conseguinte, prever os perfis de temperatura nos componentes do poço. Isso é viável porque, segundo Vazquez e Beggs (1980), a indústria petrolífera dispõe de diversas correlações capazes de descrever o comportamento isolado das fases do fluido produzido (óleo, água e gás), com base em parâmetros como o grau API (*American Petroleum Institute*) e a razão gás-óleo (RGO).

Neste contexto, o presente trabalho apresenta uma metodologia para o cálculo de perfis térmicos em poços de petróleo utilizando modelos empíricos para as propriedades das fases do fluido produzido, visando contornar a necessidade de modelar o fluido com base em sua composição detalhada.

METODOLOGIA

A metodologia de desenvolvimento deste trabalho pode ser dividida em quatro etapas principais, conforme apresentado na Fig. 1.



Figura 1: Metodologia do trabalho.

Na primeira etapa, descreve-se a formulação matemática adotada para a obtenção dos perfis térmicos em poços, destacando-se as equações que regem o processo de transferência de energia. A segunda etapa corresponde à escolha das correlações para representar as propriedades isoladas das fases do fluido produzido. Essas correlações são escolhidas de trabalhos presentes na literatura que as desenvolveram com base em ensaios empíricos. Na terceira etapa, é descrita a metodologia empregada para calcular os perfis de temperatura utilizando as correlações escolhidas na etapa anterior. Por fim, a quarta etapa corresponde à validação das correlações implementadas. Nessa etapa, são comparados os resultados obtidos utilizando correlações, com trabalhos da literatura que fazem uso de dados detalhados dos fluidos.

Formulação matemática

A obtenção de perfis térmicos em poços de petróleo é uma atividade complexa e envolve a solução das equações de conservação da quantidade de movimento, que descreve a pressão ao longo da profundidade, e da energia, que descreve a temperatura ao longo da profundidade (Moradi et al., 2020; Silva Filho, 2022).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Para calcular a variação de pressão com a profundidade, em caso de escoamentos multifásicos, este trabalho adota o método de Beggs e Brill (1972). O gradiente de pressão é descrito pela Eq. 1.

$$\frac{dP}{dz} = -\frac{f_m v^2[\rho_L \lambda_L + \rho_G \lambda_G]}{2d} + \psi[\rho_L H_L + \rho_G H_G] g\, sin(\theta) - [\rho_L H_L + \rho_G H_G] v \frac{dv}{dz} \quad (1)$$

onde f_m é o fator de atrito da mistura, v é a velocidade superficial da mistura, d é diâmetro interno da coluna de produção, ψ é um parâmetro que indica a direção do fluxo dentro do tubo de revestimento e tem o valor de -1 para operações de produção ou 1 para operações de injeção, ρ_L é a densidade da fase líquida, ρ_G é a densidade da fase gasosa, λ_L é a fração de líquido sem escorregamento, λ_G é a fração de gás sem escorregamento, H_L é a fração de líquido com escorregamento e H_G é a fração de gás com escorregamento. O procedimento para calcular λ_L, λ_G, H_L e H_G é apresentado por Beggs e Brill (1972).

Caso o escoamento do fluido seja composto apenas por líquido, $\lambda_L = 1$, $\lambda_G = 0$, $H_L = 1$ e $H_G = 0$. Se for composto apenas por gás, $\lambda_L = 0$, $\lambda_G = 1$, $H_L = 0$ e $H_G = 1$. Assim, a Eq. 1 pode ser simplificada, conforme mostrado na Eq. 2.

$$\frac{dP}{dz} = -\frac{f\, v^2 \rho}{2\, d} + \psi \rho g\, \sin(\theta) - \rho v \frac{dv}{dz} \quad (2)$$

onde ρ é a densidade do fluido (líquido ou gás).

A equação que descreve o gradiente de temperatura pode ser deduzida a partir do balanço de entalpia, conforme apresentado por Nascimento (2013), sendo expressa na Eq. 3.

$$\frac{dT}{dz} = -\frac{T_f}{R} + \frac{T_{wb}}{R} + \frac{1}{\rho C_p}\frac{dP}{dz}\phi \quad (3)$$

onde T_f é a temperatura no fluido, T_{wb} é a temperatura na interface do poço com a formação, a qual pode ser obtida utilizando aproximações analíticas como as apresentadas por Ramey (1962), Chiu e Thakur (1991), Hasan e Kabir (1992) e Cheng (2011), $\frac{dP}{dz}$ é o gradiente de pressão, R é o coeficiente de distância de relaxação calculado segundo a Eq. 4.

$$R = \frac{C_p w}{U_{to} \pi d} \quad (4)$$

onde U_{to} é o coeficiente global de transferência de calor, o qual pode ser obtido pelo inverso do somatório das resistências térmicas dos componentes do poço, como apresentado por Silva Filho (2022), w a vazão mássica do escoamento e ϕ é um fator de correção adimensional calculado pela Eq. 5.

$$\phi = \frac{\rho \eta C_p \frac{dP}{dz} - \rho g\, \sin(\theta) + \rho v \frac{dv}{dz}}{\frac{dP}{dz}} \quad (5)$$

em que η é o coeficiente de Joule-Thompson (J-T) da mistura e $\frac{dv}{dz}$ é o gradiente de velocidade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Modelos empíricos

As correlações empíricas escolhidas para estimar o comportamento dos fluidos escoando na coluna de produção são apresentadas na Tabela 1. Essas correlações utilizam informações a respeito do fluido para fornecer alguma de suas propriedades em função da temperatura e pressão. Com a adoção dessas correlações, é possível estimar os perfis de temperatura, evitando-se a necessidade de fornecer as propriedades detalhadas do fluido produzido.

Parâmetro	Correlação
Peso específico do óleo	Ahmed (2018)
Peso específico do gás	Mukherjee et al. (1999)
Peso específico da água	NIST (2011)
Temperatura crítica do gás	Standing (1977)
Pressão crítica do gás	Standing (1977)
Viscosidade da água	Carolus et al. (2018)
Viscosidade do óleo	Beggs e Robinson (1975)
Viscosidade do gás	Borgnakke et al. (2018)
Condutividade da água	NIST (2011)
Condutividade do óleo	Cragoe (1929)
Condutividade do gás	Touloukian et al. (1970)
Calor específico do óleo	Waples et al. (2004)
Calor específico da água	NIST (2011)
Calor específico do gás	Borgnakke et al. (2018)
Tensão superficial	Abdul et al. (2000)
Razão de solubilidade	Standing (1977)
Fator de compressibilidade	Standing e Katz (1942)
Fator de formação de óleo	Standing (1977)
Fator de formação de água	Gould (1974)
Fator de formação de gás	Mukherjee et al. (1999)
Coeficientes de J-T da água, de óleo e de gás	Alves et al. (1992)

Tabela 1: Fontes das propriedades adotadas.

É importante destacar que essas correlações têm faixas operacionais para as quais foram desenvolvidas e validadas. Dessa forma, os valores fornecidos são aproximações do comportamento das fases do fluido, de modo que ao prescrever as propriedades detalhadas, obtém-se perfis de temperatura mais acurados, representando o fenômeno de maneira mais fidedigna à realidade que usar as correlações.

Método para o cálculo dos perfis

Esta seção apresenta a estratégia adotada para obter os perfis de temperatura nos revestimentos e anulares de poços de petróleo. O procedimento baseia-se no trabalho de Silva Filho (2022) e resolve as equações de gradiente de pressão e temperatura utilizando as condições e as propriedades estabelecidas.

Neste procedimento, o poço é discretizado no sentido longitudinal em elementos de comprimento finito Δz em substituição aos elementos infinitesimais

ISBN: 978-65-5222-057-8

dz. Os elementos pertencentes ao fluxo são denominados volumes de controle (VC). Dessa forma, a pressão em um nível $z + \Delta z$ pode ser escrita como função da pressão no nível z, conforme apresentado na Eq. 6.

$$P_{z+\Delta z} = P_z + \frac{dP}{dz}\Delta z \tag{6}$$

O gradiente $\frac{dP}{dz}$ pode ser calculado segundo a Eq. 1 ou a Eq. 2 para fluxos multifásicos ou monofásicos, respectivamente. Já a temperatura no nível $z + \Delta z$ pode ser calculada seguindo a Eq. 7.

$$T_{z+\Delta z} = T_z + \frac{dT}{dz}\Delta z \tag{7}$$

com o gradiente $\frac{dT}{dz}$ sendo calculado segundo a Eq. 3. Além disso, a temperatura T_f e a pressão P_f no VC são dadas pela média nos níveis z e $z + \Delta z$.

O algoritmo para a determinação das temperaturas nos componentes de um volume de controle é resumido nos passos descritos a seguir.

Passo 1. Carregar a temperatura (T_z) e pressão (P_z) com base nas condições de contorno (primeiro elemento) ou com base no elemento anterior (demais);
Passo 2. Estimar $P_{z+\Delta z}$. Adota-se $P_{z+\Delta z} = 1.05\ P_z$;
Passo 3. Calcular a pressão P_f;
Passo 4. Estimar $T_{z+\Delta z}$. Adota-se $T_{z+\Delta z} = 1.05\ T_z$;
Passo 5. Calcular a temperatura T_f;
Passo 6. Estimar as propriedades do fluido produzido, utilizando as correlações apresentadas na Tabela 1 para os valores de T_f e P_f.
Passo 7. Avaliar a temperatura geotérmica T_{geot} no nível de cota $z + \frac{\Delta z}{2}$;
Passo 8. Verificar se há anular na seção do volume de controle atual:
- Se houver, siga para o passo 9;
- Se não houver, faça os passos 14, 15, 17 e siga para o passo 22.

Passo 9. Estimar a taxa de calor por unidade de comprimento $Q = 0$ e estimar a temperatura externa no último anular (A_n) igual a temperatura geotérmica;
Passo 10. Avaliar as temperaturas T_{int}^{tube} e T_{out}^{tube};
Passo 11. Avaliar as temperaturas interna e externa dos anulares restantes até o penúltimo $(n - 1)$;
Passo 12. Avaliar a temperatura interna do último anular;
Passo 13. Calcular o coeficiente global de transferência de calor (U_{to});
Passo 14. Avaliar a temperatura na interface com a formação (T_{wb});
Passo 15. Calcular $\boldsymbol{T_{out}^{*A_n}}$ (temperatura externa no último anular);
Passo 16. Avaliar o fluxo de calor calculado $\boldsymbol{Q}^*$;
Passo 17. Avaliar o desvio $\delta Q = \frac{|\boldsymbol{Q}^* - Q|}{\boldsymbol{Q}^*}$;
Passo 18. Atualizar $Q = \boldsymbol{Q}^*$ e $T_{out}^{A_n} = \boldsymbol{T_{out}^{*A_n}}$;
Passo 19. Avaliar a convergência do fluxo de calor:
- Se $\delta Q \leq 10^{-4}$ seguir para o passo 20;
- Caso contrário, retorne ao passo 10.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Passo 20. Calcular o gradiente $\frac{dP}{dz}$, usando P_z e $P_{z+\Delta z}$;
Passo 21. Calcular o gradiente $\frac{dT}{dz}$ pela Eq. 3;
Passo 22. Calcular a $\boldsymbol{T^*_{z+\Delta z}}$ usando a Eq. 7;
Passo 23. Calcular o delta $\delta T_{z+\Delta z} = \frac{|\boldsymbol{T^*_{z+\Delta z}} - T_{z+\Delta z}|}{\boldsymbol{T^*_{z+\Delta z}}}$;
Passo 24. Atualizar o $T_{z+\Delta z} = \boldsymbol{T^*_{z+\Delta z}}$;
Passo 25. Avaliar a convergência da temperatura:
- Se $\delta T_{z+\Delta z} \leq 10^{-4}$ seguir para o passo 26;
- Se não retorne ao passo 5.

Passo 26. Verificar se o fluxo é monofásico ou multifásico usando a fração mássica de gás para a temperatura T_f e a pressão P_f:
- Se for monofásico, calcule $\boldsymbol{P^*_{z+\Delta z}}$ usando Eq. 6 combinada com a Eq. 2;
- Se for multifásico, calcule $\boldsymbol{P^*_{z+\Delta z}}$ usando Eq. 6 combinada com a Eq. 1.

Passo 27. Calcular o delta $\delta P_{z+\Delta z} = \frac{|\boldsymbol{P^*_{z+\Delta z}} - P_{z+\Delta z}|}{\boldsymbol{P^*_{z+\Delta z}}}$;
Passo 28. Atualizar o valor de $P_{z+\Delta z} = \boldsymbol{P^*_{z+\Delta z}}$;
Passo 29. Avaliar a convergência da pressão:
- Se $\delta P_{z+\Delta z} \leq 10^{-4}$ seguir o próximo VC;
- Se não, retornar ao passo 3.

A Fig. 2 apresenta um fluxograma do funcionamento básico da implementação para obtenção dos perfis de temperatura e pressão.

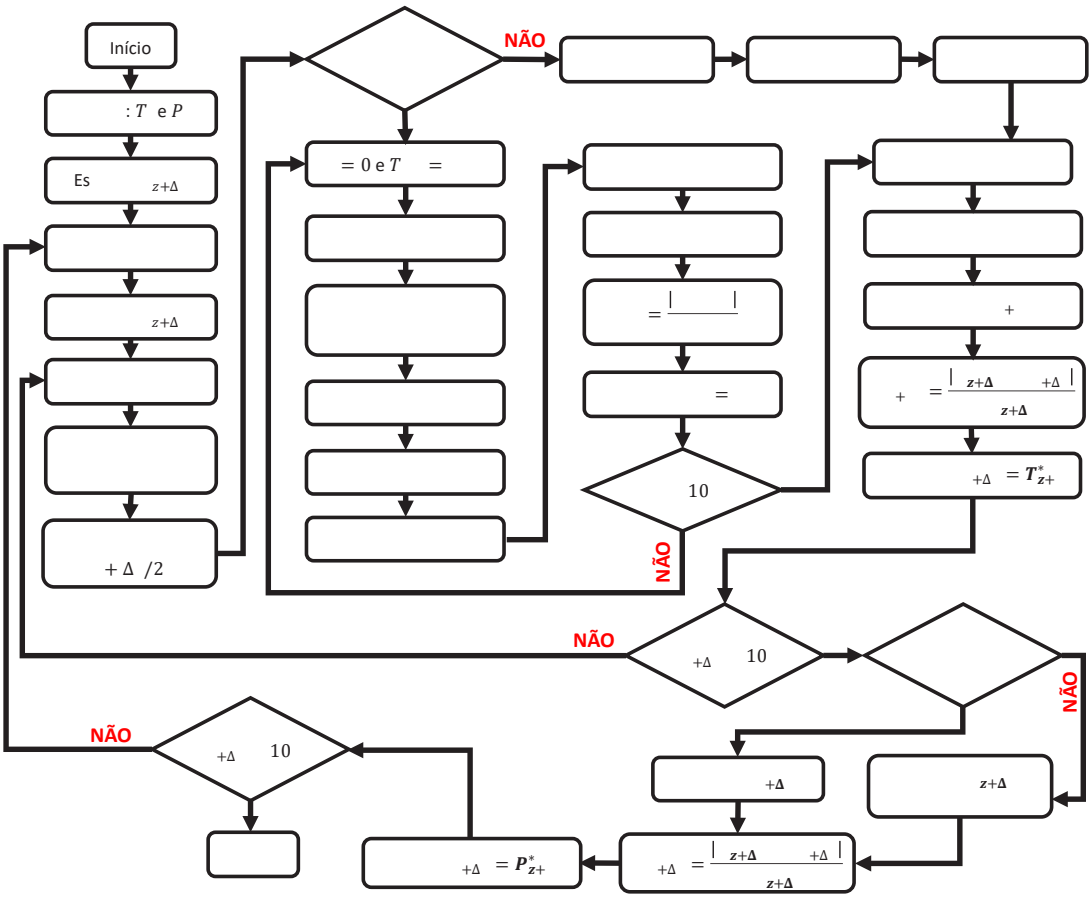


Figura 2: Fluxograma do procedimento.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para demonstrar a utilização das correlações empíricas descritas na Tabela 1, são comparados os perfis de temperatura e de pressão com o trabalho de Barcelos (2017), no qual os dados do fluido utilizados foram gerados através de um *software* comercial denominado *Multiflash* (INFOCHEM/KBC, 2011). Esse *software* calcula as propriedades termodinâmicas e de transporte do fluido, desde que a sua informação composicional seja conhecida.

O poço apresentado por Barcelos (2017) é direcional e também utiliza o método de Beggs e Brill (1972) para calcular o gradiente de pressão. O poço possui três anulares e quatro fases. Além disso, há um trecho de tubulação isolada a vácuo (VIT – *Vacuum Insulated Tubing*) desde a cabeça do poço até 2150 m. A produção acontece a 4342 m e o fluido produzido tem uma temperatura de 109.85 °C a uma pressão de 22.06 MPa. A descrição detalhada desse poço pode ser obtida no trabalho de Barcelos (2017).

A Fig. 3 apresenta um esquema do poço analisado, o perfil de temperatura e de pressão para o fluido produzido.

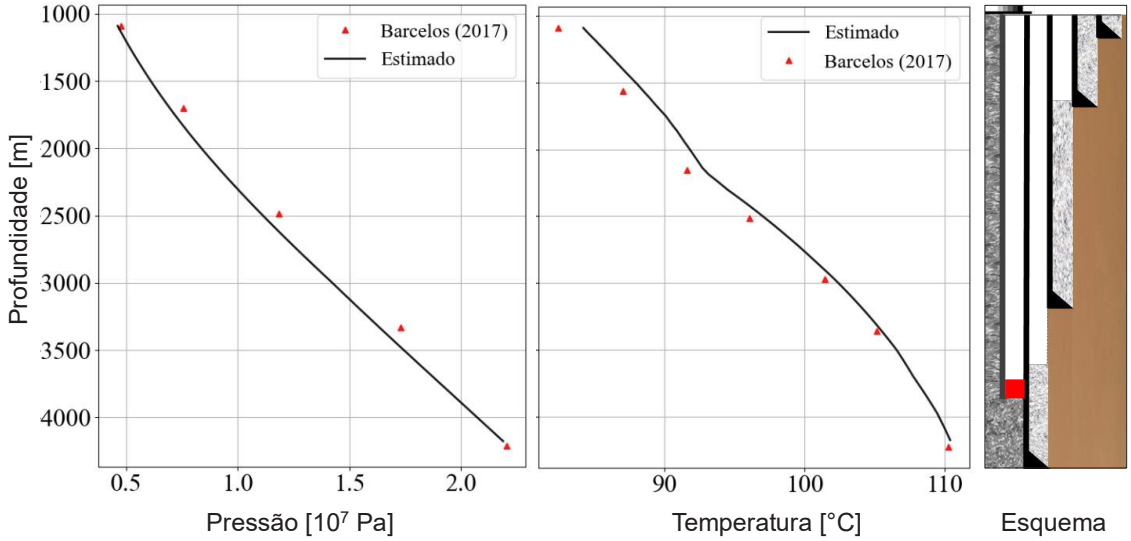


Figura 3: Resultados obtidos comparados com Barcelos (2017).

Os resultados apresentados na Fig. 3 mostram que as correlações empíricas conseguiram reproduzir o comportamento do fluido, de modo que o perfil de temperatura apresenta uma discrepância percentual máxima de 2.2%. Além disso, é possível observar uma mudança mais acentuada na inclinação do perfil de temperatura na profundidade de 2150 m. Essa mudança se deve à presença do VIT. A inclinação da curva (derivada espacial da temperatura) está relacionada ao fluxo de calor. Logo, na presença do VIT o fluxo de calor é menor, concretizando-se em um gradiente de temperatura menor. Quando o trecho de isolamento acaba, o fluxo radial de calor é maior, fazendo com que o gradiente de temperatura também seja maior, conforme pode ser observado na Fig. 3.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os resultados obtidos para a pressão também são bastante coerentes, mas com uma discrepância da ordem de 5.1%. Como grande parte do gradiente de pressão se deve a carga hidrostática, isto é, a densidade do fluido, é provável que essa discrepância advenha da densidade. Neste caso, em particular, a densidade estimada pelas correlações é maior que a densidade calculada pelo *Multiflash*.

De maneira geral, os resultados computados usando as correlações para estimar as propriedades dos fluidos são positivos, apresentando coerência nos perfis de temperatura e pressão. Contudo, vale destacar que as correlações aproximam o comportamento das fases do fluido e, como citado anteriormente, essas correlações têm faixas operacionais para as quais foram desenvolvidas e validadas. Dessa forma, se extrapoladas, os resultados fornecidos por elas podem ser bastante discrepantes dos apresentados quando se fornecem as propriedades detalhadas, resultando em erros substanciais, não descartando-se a hipótese de que os resultados fornecidos sejam completamente dissonantes dos observados fisicamente. Por isso, o uso das correlações deve ser realizado com cautela, principalmente em casos que ultrapassem os limites para os quais as correlações foram validadas.

CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma estratégia para calcular os perfis de temperatura em poços de petróleo utilizando modelos empíricos para prever o comportamento das fases do hidrocarboneto.

Os resultados obtidos foram positivos, uma vez que as correlações foram capazes de estimar com razoável precisão o perfil de temperatura do fluido em escoamento, bem como o perfil de pressão na coluna de produção. Por outro lado, faz-se o adendo de que as correlações têm faixas operacionais para as quais foram desenvolvidas e validadas. Assim, os valores fornecidos ao utilizá-las são aproximações do comportamento das fases do fluido, podendo conter discrepâncias com o seu comportamento real. Dessa forma, uma possível utilização adequada para tais correlações é em estudos preliminares, antes que análises mais precisas acerca da composição do fluido sejam realizadas.

Destaca-se, ainda, que a metodologia apresentada é capaz de calcular os perfis térmicos nos componentes de poços de petróleo, podendo ser acoplada a estratégias para cálculos relativos à integridade estrutural do poço, como na estimativa do APB, por exemplo. Os estudos nessa área podem ser prosseguidos, no sentido de ampliar a quantidade de correlações para as mesmas propriedades, indicando quais são mais adequadas para cada tipo de situação.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à Petrobras pelo apoio técnico e financeiro relacionado ao desenvolvimento do projeto de pesquisa “Desenvolvimento de Produtos Digitais para Gestão de Integridade de Estrutura de Poço” (código ANP 23599-4).

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BILIOGRÁFICAS

ABDUL-MAJEED, G. H.; AL-SOOF, N. B. A. Estimation of gas–oil surface tension. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 27, n. 3-4, p. 197–200, 2000.

AHMED, T. *Reservoir engineering handbook*. Gulf Professional Publishing, 2018.

ALVES, I. N.; ALHANATI, F. J. S.; SHOHAM, O. A unified model for predicting flowing temperature distribution in wellbores and pipelines. *SPE Production Engineering*, v. 7, n. 4, p. 363–367, 1992.

BARCELOS, J. G. A. *Modelagem matemática do aumento da pressão nos anulares (APB) em poços de petróleo*. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

BEGGS, D.; BRILL, J. A study of two-phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Technology*, v. 25, n. 5, p. 607–617, 1973.

BEGGS, H. D.; ROBINSON, J. R. Estimating the viscosity of crude oil systems. *Journal of Petroleum Technology*, v. 27, n. 9, p. 1140–1141, 1975.

BORGNAKKE, C.; SONNTAG, R. E. *Fundamentos da termodinâmica*. São Paulo: Editora Blucher, 2018.

CAROLUS, M. et al. Overview of a comprehensive resource database for the assessment of recoverable hydrocarbons produced by carbon dioxide enhanced oil recovery. *US Geological Survey*, 2018.

CHENG, W.-L.; HUANG, Y.-H.; LU, D.-T.; YIN, H.-R. A novel analytical transient heat-conduction time function for heat transfer in steam injection wells considering the wellbore heat capacity. Energy, v. 36, n. 7, p. 4080–4088, 2011.

CHIU, K.; THAKUR, S. Modeling of wellbore heat losses in directional wells under changing injection conditions. In: SPE. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1991.

CRAGOE, C. S. *Thermal properties of petroleum products: November 9, 1929*. Washington, DC: US Government Printing Office, 1929.

GOULD, T. L. Vertical two-phase steam-water flow in geothermal wells. *Journal of Petroleum Technology*, v. 26, n. 8, p. 833–842, 1974.

HAFEMANN, T. E. *Modelagem do escoamento multifásico e transferência de calor em poços do pré-sal para a estimativa do APB (Annular Pressure Buildup)*. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

HASAN, A.; KABIR, C. *Heat Transfer During Two-Phase Flow in Wellbores; Part I–Formation Temperature*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1991.

ISBN: 978-65-5222-057-8

HASAN, A. R.; KABIR, C. S. *Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2002.

INFOCHEM/KBC. *Multiflash™: version 4.4*. London, UK, 2014.

MORADI, B.; AYOUB, M.; BATAEE, M.; MOHAMMADIAN, E. Calculation of temperature profile in injection wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 10, p. 12, 11 2019.

MUKHERJEE, H.; BRILL, J. P. *Multiphase flow in wells*. Richardson, TX, USA: Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers Inc., 1999.

NASCIMENTO, J. C. S. *Simulador de escoamento multifásico em poços de petróleo (SEMPP)*. 2013. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.

NIST – NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY. *WebBook*. 2011. Disponível em: https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/. Acesso em: 01 de abril de 2023.

RAMEY, H. J. Wellbore heat transmission. Journal of petroleum Technology, Society of Petroleum Engineers, v. 14, n. 04, p. 427–435, 1962.

SILVA FILHO, L. E. *Cálculo de perfis de temperatura para previsão de aumento de pressão em anulares de poços de petróleo*. 2022. Monografia (Graduação em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Alagoas, Centro de Tecnologia, Alagoas, 2022.

STANDING, M. B. *Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems*. Dallas: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1977.

STANDING, M. B.; KATZ, D. L. Density of natural gases. *Transactions of the AIME*, v. 146, n. 1, p. 140–149, 1942.

TOULOUKIAN, Y. S.; LILEY, P.; SAXENA, S. *Thermophysical properties of matter – the TPRC data series. Volume 3: Thermal conductivity – nonmetallic liquids and gases*. Lafayette, IN: Thermophysical and Electronic Properties Information Analysis Center, 1970.

VAZQUEZ, M. E.; BEGGS, H. D. Correlations for fluid physical property prediction. *Journal of Petroleum Technology*, v. 32, n. 6, p. 968–970, 1980.

WAPLES, D. W.; WAPLES, J. S. A review and evaluation of specific heat capacities of rocks, minerals, and subsurface fluids. Part 2: fluids and porous rocks. *Natural Resources Research*, v. 13, p. 123–130, 2004.

ZHANG, Z.; XIONG, Y.; PU, H.; SUN, Z. Effect of the variations of thermophysical properties of drilling fluids with temperature on wellbore temperature calculation during drilling. Energy, Elsevier, v. 214, p. 119055, 2021.

ISBN: 978-65-5222-057-8

DESENVOLVIMENTO DE CONTROLADOR FUZZY MULTIVARIÁVEL PARA A CORREÇÃO DE TEOR SALINO, DENSIDADE E VISCOSIDADE APARENTE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Thalles Pereira de Mello[1], Moacyr Nogueira Borges Filho[1], Ramon Araujo Martins1 , Cláudia M. Scheid[2], Luís A. Calçada[2], Luiz A. C. Meleiro[2].

[1] Laboratório de Escoamento de Fluidos – thalles_pmello@yahoo.com.br - Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, BR-465, Km 47, Seropédica - RJ, 23897-000, Brasil

[2] Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, BR-465, Km7, Seropédica - RJ, 23897-000, Brasil

RESUMO

Os fluidos de perfuração são essenciais para o sucesso da operação de perfuração de poços. Esses fluidos desempenham diversas funções, destacando-se o controle das propriedades reológicas e a manutenção do gradiente de pressão hidrostática no poço. No entanto, a contaminação por sais da formação geológica pode impactar as características reológicas e a densidade do fluido, especialmente em fluidos à base de água, cujo aumento de sais é indicado pelo aumento da condutividade elétrica. Apesar disso, o controle dessa propriedade ainda é pouco explorado. Este trabalho propôs o desenvolvimento de um sistema de controle fuzzy multivariável para corrigir o teor salino, densidade e viscosidade aparente de fluidos de perfuração à base de água de forma automática. A técnica foi validada em uma unidade experimental de preparo e monitoramento de fluidos, equipada com tanques de mistura, bomba de recirculação, bomba dosadora e alimentadores de sólidos. A instrumentação utilizada incluiu sensores para medir condutividade, temperatura, nível, vazão, densidade e viscosidade. O controlador desenvolvido foi avaliado por meio de problemas de controle servo e regulatório, e testes experimentais avaliaram a interação entre a composição do fluido e as variáveis controladas. Os resultados evidenciaram uma sinergia significativa entre as variáveis controladas. O controlador fuzzy apresentou desempenho eficaz na manutenção das propriedades do sistema, com tempos de correção dentro dos limites aceitáveis e sobresinal (overshoot) inferior a 7,5%. Esses resultados comprovam a viabilidade da prova de conceito para o controle simultâneo da densidade, viscosidade aparente e concentração salina.

Palavras-chave: Controle *fuzzy*, fluidos de perfuração, teor salino, viscosidade aparente, densidade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Para auxiliar nas etapas de perfuração de poços de petróleo, os fluidos de perfuração são comumente utilizados, sendo sistemas químicos complexos que desempenham diversas funções. Entre essas funções, destacam-se: o transporte dos cascalhos gerados pela broca até a superfície do poço, a manutenção de uma pressão hidrostática suficiente para estabilizar as paredes do poço, a prevenção de danos à formação, a lubrificação da broca, entre outras (KOSYNKIN et al., 2012). Atualmente, a correção das propriedades dos fluidos de perfuração é realizada em estações de análise e tratamento localizadas nas sondas. Esse processo envolve a coleta de amostras e a realização de ensaios laboratoriais. Com base nos resultados obtidos, os operadores executam manualmente as intervenções necessárias, adicionando aditivos para recuperar as propriedades alteradas do fluido (MAGALHÃES, 2015). Esse procedimento é manual e pouco automatizado, o que pode aumentar os riscos operacionais, devido ao tempo demandado entre a detecção da anomalia e a tomada de ação corretiva.

Diante desse cenário, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de um controlador fuzzy multivariável para o controle simultâneo das propriedades de teor de salino, viscosidade aparente e densidade em fluidos de perfuração à base de água. O diferencial desta proposta reside no fato de que, até o momento, não se tem conhecimento de técnicas de controle multivariável aplicadas ao controle simultâneo dessas três propriedades em fluidos de perfuração.

METODOLOGIA

O desenvolvimento experimental deste estudo foi conduzido no Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani (LEF), pertencente à UFRRJ. Para validar a estratégia de controle proposta, foram empregadas plantas experimentais capazes de realizar, de forma automatizada, tanto o preparo quanto o monitoramento de fluidos de perfuração.

A Unidade Experimental de Preparo Automático de Fluidos de Perfuração (UNIPAF) e a Unidade Móvel de Pesquisa Científica (UMPC) operam em conjunto compondo uma planta piloto ilustrada na Figura 1. A unidade foi desenvolvida para aplicação de metodologias de controle no preparo e correção de propriedades físico-químicas de fluido de perfuração e monitoramento de propriedades de fluido, respectivamente.

ISBN: 978-65-5222-057-8



Figura 1 Planta piloto de preparo e monitoramento de fluidos de perfuração presente no LEF/ UFRRJ

A planta piloto de preparo e monitoramento de fluidos possui um tanque misturador de 80 litros para homogeneização dos fluidos, uma bomba helicoidal que circula o fluido em loop fechado para medições, medidores mássicos por efeito Coriolis (para obter medidas de densidade e vazão), um viscosímetro Brookfield modificado que mede a viscosidade em tempo real, e um sensor de condutividade elétrica SE 604 com transmissor Stratos integrado ao sistema de dados. A dosagem de sólidos como barita, cloreto de sódio e viscosificante é feita por moegas vibratórias. Todo o sistema é gerenciado por uma placa de controle e aquisição de dados modular que controla dispositivos e adquire dados via sinais digitais e analógicos (4-20 mA) provenientes da instrumentação instalada na planta.

O software de controle e a interface homem máquina utilizados na planta piloto foram desenvolvidos em Labview para monitorar as propriedades de interesse assim como aplicar o controlador fuzzy que foi desenvolvido no presente trabalho.

Controlador fuzzy

Para o desenvolvimento do algoritmo de controle fuzzy, torna-se essencial mapear as relações existentes entre as variáveis de entrada e saída do processo, bem como definir a base de regras, os métodos de defuzzificação e os procedimentos de validação e ajuste. Este processo é inerentemente iterativo e exige um conhecimento aprofundado do comportamento do sistema, a fim de garantir a obtenção de resultados precisos e satisfatórios (MANDANI,1977).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Base de Conhecimento

A construção da base de conhecimento adota o método de inferência de Mamdani, uma abordagem amplamente utilizada em sistemas de lógica fuzzy. Esse método permite determinar as saídas do sistema a partir da combinação das regras fuzzy previamente definidas. Cada regra exerce uma influência parcial sobre o resultado, e a agregação dessas contribuições gera a definição da saída fuzzy final.

Desenvolvimento de Regras Linguísticas para o Controlador Fuzzy Multivariável

O desenvolvimento de um planejamento de experimentos de bancada foi fundamental para o desenvolvimento das regras linguísticas utilizadas no controlador fuzzy multivariável. Neste contexto, foi feito um planejamento experimental baseado no desenvolvido por MELLO (2022). Para este trabalho, foram escolhidas a taxa de adição de goma xantana, a massa de barita, a massa de cloreto de sódio e a massa de água como as variáveis manipuladas pelo controlador, enquanto a densidade, condutividade elétrica e viscosidade aparente do fluido são as variáveis controladas. Para analisar a influência das concentrações de cloreto de sódio, barita e goma xantana nas propriedades de densidade, viscosidade aparente e condutividade elétrica foi feito uma malha experimental de 27 fluidos. Essa abordagem permitiu determinar a influência dos componentes constituintes dos fluidos sobre as suas propriedades físico-químicas e os resultados obtidos estão detalhados em Martins, (2024).

Construção das Funções de Pertinência

A construção das funções de pertinência teve como base as informações obtidas do estudo do efeito dos constituintes do fluido sobre suas propriedades, conforme relatado no item anterior. As funções de pertinência associadas às variáveis de entrada são responsáveis por traduzir os valores medidos pelo sistema em informações compreensíveis pelo controlador fuzzy. Elas representam as faixas operacionais das variáveis monitoradas: condutividade elétrica, viscosidade aparente e densidade. A Figura 2. ilustra as funções de pertinência atribuídas à variável condutividade elétrica, onde a definição do setpoint foi baseada nos valores obtidos experimentalmente para fluidos saturados com NaCl, cujo valor médio de condutividade registrado pelos sensores na unidade foi de aproximadamente 30 mS/cm. Todas as funções de pertinência que compõe o controlador fuzzy desenvolvido estão descritas em Martins, (2024).

ISBN: 978-65-5222-057-8

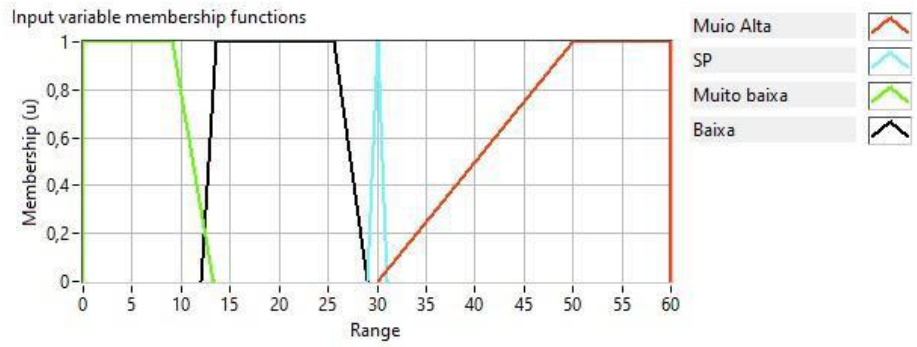


Figura 2 Funções de pertinência de entrada do controlador fuzzy para condutividade elétrica

As funções de pertinência de saída em um controlador fuzzy definem como as variáveis de entrada (condutividade elétrica, viscosidade aparente e densidade) são traduzidas em ações de controle. Elas indicam a intensidade com que cada ação deve ser aplicada, de acordo com as condições atuais do sistema. Na Figura 3, são apresentadas, por exemplo, as funções de pertinência associadas ao controle da condutividade elétrica, consequentemente ao teor de salino, aplicadas à moega vibratória, responsável pela dosagem de cloreto de sódio. A ação de controle é feita por meio da variação do sinal de corrente elétrica enviado ao equipamento. Cada uma dessas funções permite ao controlador fuzzy determinar, de forma gradativa, a quantidade ideal de NaCl a ser dosada, considerando os desvios das variáveis em relação aos seus respectivos setpoints.

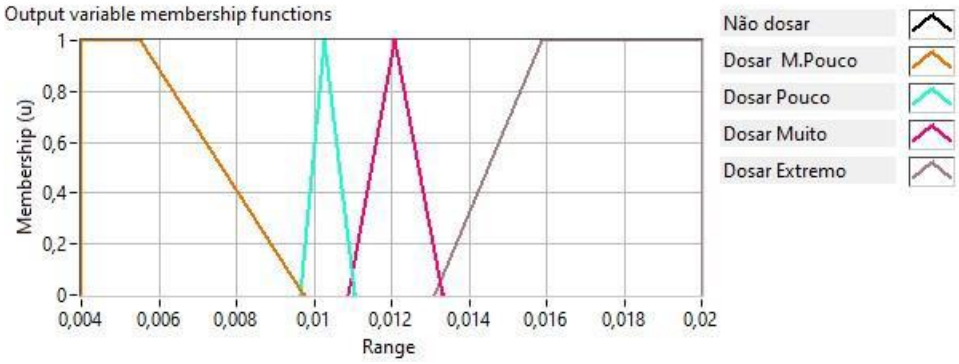


Figura 3 Funções de pertinência de saída do controlador fuzzy para dosagem de barita.

Funções de Pertinência para a Saída Desenvolvimento das regras linguísticas do controlador fuzzy multivariável

Os experimentos proporcionaram insights relevantes sobre a influência das diferentes concentrações de goma xantana, barita e cloreto de sódio nas propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração. A partir da análise foi possível identificar relações fundamentais entre as variáveis, que serviram de base para a formulação do conjunto de regras linguísticas aplicadas ao desenvolvimento do controlador fuzzy multivariável, descritas na Tabela 1.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1 Base de regras linguísticas implementadas para o controlador.

Regras	Ações
1	IF '**Densidade**' IS '**Muito Alto'** THEN '**Adensante'** IS '**Não dosar**' ALSO '**Água**' IS 'Dosar Muito'.
2	IF '**Densidade**' IS '**Pouco Alto**' THEN '**Adensante'** IS '**Não dosar**' ALSO '**Água**' IS 'Dosar Pouco'.
3	IF '**Densidade**' IS '**Setpoint**' THEN '**Adensante'** IS 'Não dosar' ALSO '**Água**' IS 'Não dosar'.
4	IF '**Densidade**' IS '**Pouco baixo**' THEN '**Adensante'** IS 'Dosar pouco' ALSO '**Água**' IS 'Não dosar'.
5	IF '**Densidade**' IS '**Muito baixo**' THEN '**Adensante'** IS 'Dosar muito' ALSO '**Água**' IS 'Não dosar'.
6	IF '**Viscosidade**' IS '**Muito baixo**' THEN '**Viscosificante'** IS 'Dosar 8s' ALSO '**Água**' IS 'Não dosar'.
7	IF '**Viscosidade**' IS '**Pouco baixo**' THEN '**Viscosificante'** IS 'Dosar 6s' ALSO '**Água**' IS 'Não dosar'.
8	IF '**Viscosidade**' IS '**Setpoint**' THEN '**Viscosificante'** IS 'Não Dosar' ALSO '**Água**' IS 'Não dosar'.
9	IF '**Viscosidade**' IS '**Pouco Alta**' THEN **'Viscosificante'** IS 'Não Dosar' ALSO '**Água'** IS 'Dosar Pouco'.
10	IF '**Viscosidade**' IS '**Muito alta**' THEN '**Viscosificante**' IS 'Não Dosar' ALSO '**Água'** IS 'Dosar Pouco'.
11	IF '**Viscosidade**' IS '**Baixa**' THEN '**Viscosificante**' IS 'Dosar 8s' ALSO '**Água'** IS 'Não Dosar'.
12	IF '**Condutividade**' IS **'Muito Alta'** 'THEN **'Dosar Sal'** IS 'Não dosar' ALSO **'Água'** IS 'Dosar Muito'.
13	IF **'Condutividade**' IS **'Setpoint'** 'THEN '**Dosar Sal'** IS 'Não dosar' ALSO **'Água'** IS 'Não Dosar'.
14	IF **'Condutividade**' IS **'Baixa'** 'THEN '**Dosar Sal'** IS 'Dosar muito' ALSO **'Água'** IS 'Não Dosar'.
15	IF **'Condutividade**' IS **'Muito baixa''** 'THEN '**Dosar Sal'** IS 'Dosar Extremo' ALSO **'Água'** IS 'Não

Vale destacar que as regras implementadas no controlador foram elaboradas considerando as limitações de medição, atuação e desempenho dos instrumentos das unidades UNIPAF e UMPC. Ademais, o controlador foi projetado para priorizar a manutenção do teor de salino, consequentemente a condutividade elétrica como variável de maior relevância, seguida da viscosidade aparente e, por fim, da densidade do fluido. Dessa forma, o sistema configura-se como um controlador fuzzy multivariável baseado em sequenciamento de prioridades.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os experimentos realizados com a aplicação do controlador fuzzy multivariável tiveram como foco o controle simultâneo do teor de salino por meio da condutividade elétrica, viscosidade aparente e densidade. Nesse contexto, as taxas de adição de goma xantana, barita, cloreto de sódio e água foram definidas como variáveis manipuladas pelo controlador, enquanto as variáveis controladas corresponderam à densidade, condutividade elétrica e viscosidade aparente do fluido.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A Figura 4 apresenta as respostas dinâmicas em malha fechada das variáveis controladas. O setpoint da condutividade elétrica foi alterado de 11 mS/cm para 14 mS/cm no instante de tempo correspondente a 339 segundos, enquanto os setpoints da viscosidade aparente e da densidade foram mantidos constantes, em 7,1 cP e 1,05 g/cm³, respectivamente. A partir da análise gráfica, observa-se que a adição de cloreto de sódio, necessária para alcançar o novo setpoint da condutividade elétrica, ocasionou um aumento indesejado tanto na viscosidade aparente quanto na densidade do fluido. Esse efeito demandou ações corretivas do controlador, realizadas por meio da dosagem de água e goma xantana. Após o período de correção da viscosidade aparente, observado entre 572 e 598 segundos, verifica-se a presença de um pequeno offset negativo, atribuído ao volume de água adicionado ao sistema. Entretanto, o setpoint da viscosidade foi restabelecido pela atuação do viscosificante. Esta ação de controle gerou overshoots, decorrentes do fenômeno de hidratação tardia do viscosificante. Contudo, a manipulação adequada da adição de água foi capaz de mitigar esse efeito, permitindo que a viscosidade aparente retornasse ao valor de referência por volta de 1100 segundos.

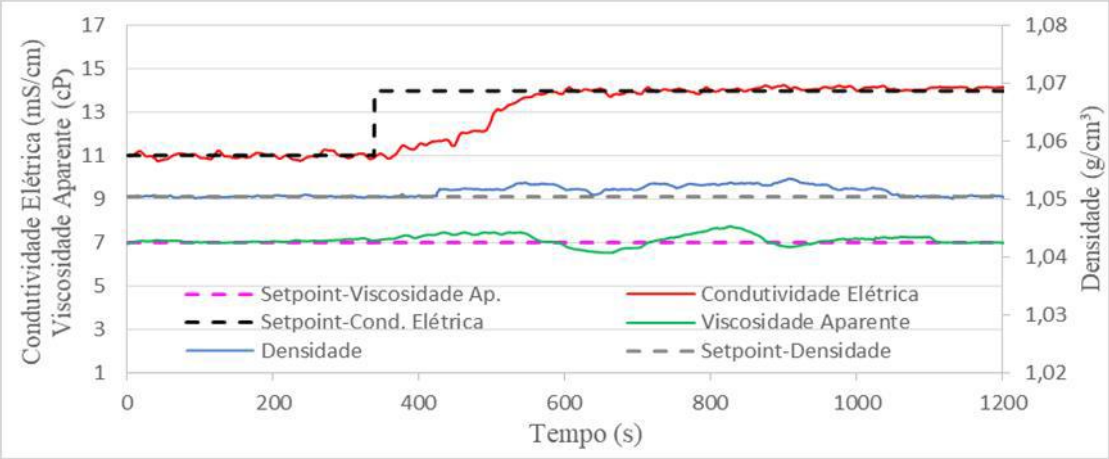


Figura 4 Controle fuzzy multivariável: Testes do tipo servo para a condutividade elétrica (curva vermelha) e regulador para densidade (curva azul) e viscosidade aparente (curva verde).

As ações de controle nas variáveis manipuladas correspondentes à adição de cloreto de sódio, goma xantana e injeção de água referentes a esse teste são apresentadas individualmente a seguir. Ações de controle referentes à taxa de adição de sal e a resposta dinâmica da condutividade elétrica são ilustradas na Figura 5. A massa total de NaCl necessária para realizar a mudança do setpoint da condutividade elétrica foi de aproximadamente 4,12 kg. A mudança do setpoint de 11 mS/cm para 14 mS/cm foi alcançada de forma eficiente, demonstrando a capacidade do controlador em ajustar rapidamente a condutividade elétrica do fluido ao novo setpoint.

ISBN: 978-65-5222-057-8

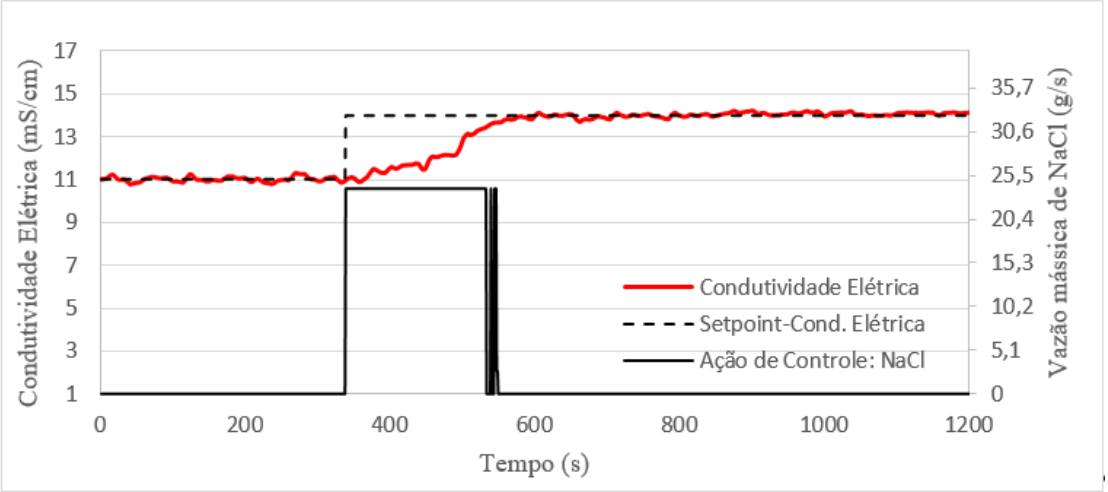


Figura 5 Controle fuzzy multivariável: Teste servo para a condutividade elétrica. Ações de controle e resposta dinâmica da condutividade elétrica.

Ações de controle referentes à vazão mássica de goma xantana e a resposta dinâmica da viscosidade aparente são ilustradas na Figura 6. A massa total de goma xantana para manter fixo o setpoint da viscosidade aparente do fluido foi 0,09 kg. A viscosidade aparente inicialmente aumentou devido à mudança no setpoint da condutividade elétrica, o que acionou a regra para adição de água para corrigir esse efeito. Por volta de 600 segundos, foi necessário corrigir a diluição causada pela diluição excessiva com a adição controlada de goma xantana. Manipulações adicionais e alternadas nas vazões de água e goma xantana foram necessárias par controlar adequadamente a viscosidade aparente. O controle desta variável mostrou-se especialmente complexo devido à dinâmica adicional causada pelo efeito de hidratação tardio apresentado pela goma xantana.

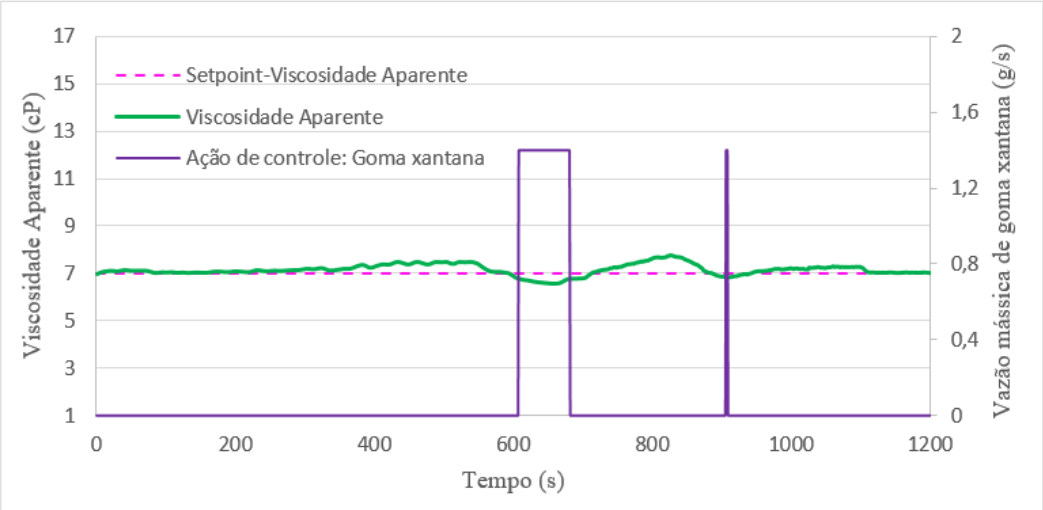


Figura 6 Controle fuzzy multivariável: Teste servo para a condutividade elétrica. Ações de controle para rejeitar as perturbações na viscosidade aparente e a resposta dinâmica dessa variável

ISBN: 978-65-5222-057-8

As ações de controle referentes à injeção de água no sistema são ilustradas na Figura 7. O volume fluido ao final do experimento saltou de 40 para 67,2 litros por conta da injeção de água necessária para corrigir os setpoints das variáveis controladas. A densidade do fluido foi inicialmente alterada pela adição de sal necessária para ajustar a condutividade elétrica, mas também foi impactada pela adição de goma xantana por volta dos 600 segundos para corrigir a viscosidade aparente. No entanto, a adição de água permitiu reestabelecer a densidade ao seu setpoint desejado. Os resultados obtidos destacam a eficácia do controlador fuzzy multivariável na gestão simultânea das propriedades físico-químicas em tempo real e simultaneamente dos fluidos de perfuração.

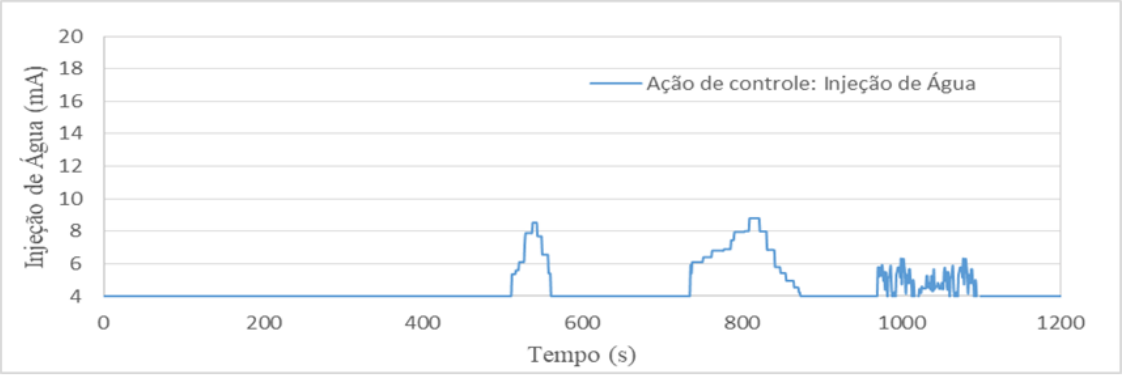


Figura 7 Teste servo para a condutividade elétrica. Ações de controle correspondente à injeção de água no sistema para rejeitar as perturbações na viscosidade

CONCLUSÕES

Por meio dos experimentos realizados na planta piloto do LEF/UFRRJ, foi possível validar a aplicação da estratégia de controle fuzzy multivariável para o gerenciamento das propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração.

1. **Desempenho do controle fuzzy multivariável:** Os testes realizados demonstraram que o controlador fuzzy multivariável foi capaz de manter as propriedades de condutividade elétrica, consequentemente o teor salino, viscosidade aparente e densidade dentro dos respectivos setpoints. Este desempenho confirma o elevado potencial de aplicação industrial da estratégia proposta.

2. **Eficiência e robustez:** Os resultados comprovam que o controlador fuzzy multivariável apresenta elevada capacidade para gerenciar, de forma simultânea, as propriedades físico-químicas do fluido de perfuração. Sua habilidade de ajustar rapidamente as variáveis, mesmo frente a interações complexas e mudanças nos setpoints, evidencia a robustez e a eficácia do sistema.

3. **Conclusão geral:** De maneira geral, o controlador fuzzy multivariável desenvolvido mostrou-se robusto, eficaz e aplicável ao controle integrado

ISBN: 978-65-5222-057-8

das propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração. Sua utilização proporciona uma operação mais estável, segura e eficiente, representando uma contribuição relevante para a automação de processos na indústria.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o financiamento e apoio da Petrobras (Projeto SAP 4600675541) e da UFRRJ, bem como o suporte do Laboratório de Escoamento de Fluidos, no desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

KOSYNKIN, D.V.;CERIOTTI, G.; WILSON, K. C.; LOMEDA, J.R.; SCORSONE, J.T.; PATEL, A.D.; FRIEDHEIM, J.;TOUR,J. Graphene Oxide as a High-Performance Fluid-Loss-Control Additive in Water-Based Drilling Fluids. Acs Appl. Mater. Interfaces, EUA, v.4, n.1. American Chemical Society (ACS), 2012.

MAGALHÃES, S. C. UMPC: Unidade Móvel de Pesquisa Científica: um sistema desenvolvido para aferições em tempo real das propriedades físico-químicas de fluidos de perfuração. Dissertação de Mestrado, Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica-RJ, Brasil, 2015.

MELLO, T.P. Modelagem e Controle Fuzzy da Densidade e Viscosidade Aparente de Fluidos de Perfuração. Dissertação de Mestrado, Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, Rio de Janeiro, Brasil, 2022.

Mamdani, E. H. Application of fuzzy logic to approximate reasoning using linguistic synthesis. IEEE transactions on computers, 26(12), 1182-1191. DOI: https://doi.org/10.1109/TC.1977.1674779, 1977.

A. Martins, R. Controlador fuzzy multivariável para correção de propriedades físico-químicas de fluido de perfuração. Dissertação mestrado, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2024.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ANÁLISE NUMÉRICA DAS TENSÕES RESIDUAIS NA RESISTÊNCIA AO COLAPSO DE TUBOS DE REVESTIMENTO

Débora Santos Moreira[1], Gustavo Teixeira da Silva[2], Lucas Pereira de Gouveia[3], Eduardo Toledo de Lima Junior[4], Andre Luis Severino Abrego[5]

[1]Universidade Federal de Alagoas, debora.moreira@lccv.ufal.br, [2]Universidade Federal de Alagoas, gustavo.silva@lccv.ufal.br, [3]Universidade Federal de Alagoas, lucasgouveia@lccv.ufal.br, [4]Universidade Federal de Alagoas, limajunior@lccv.ufal.br, 5Petrobras, andre.abrego@petrobras.com.br

RESUMO

Tubos de revestimento são essenciais para a integridade estrutural de poços de petróleo, estando sujeitos ao colapso em cenários de esvaziamento, quando a pressão externa excede sua resistência. Esse fenômeno pode ser agravado por imperfeições geométricas, como ovalização e excentricidade, além das tensões residuais, que permanecem nos tubulares após a remoção de carregamentos externos de fabricação e gradientes térmicos. Essas tensões podem comprometer a resistência ao colapso, tornando os tubos mais suscetíveis a falhas estruturais. Este estudo tem como objetivo avaliar a influência das tensões residuais na resistência ao colapso de tubos de revestimento, considerando imperfeições geométricas típicas do processo de fabricação. Para isso, é desenvolvido um modelo numérico bidimensional no *software* comercial ABAQUS, utilizando o método dos elementos finitos (MEF) para simular a resposta mecânica ao colapso de tubo de revestimento sem costura, com aço de grau P110, ovalização e excentricidade. A modelagem considera distribuições lineares típicas de tensões residuais trativas e compressivas ao longo da espessura do tubo, associadas ao processo de alinhamento superficial. A metodologia compreende duas etapas principais: (i) simulação numérica de um tubo de revestimento imperfeito submetido a um perfil linear de tensão residual circunferencial; e (ii) simulação numérica do mesmo tubo de revestimento considerando imperfeições. Os resultados da pressão de colapso obtidos apresentam boa concordância com os dados disponíveis na literatura, ao utilizar no modelo numérico o valor de tensão residual estimado pela metodologia *Crampton* com o perfil linear. Além disso, a análise numérica permite visualizar a distribuição das tensões residuais ao longo da espessura do tubo, oferecendo uma melhor compreensão sobre sua influência na resistência ao colapso.

Palavras-chave: tensões residuais, resistência ao colapso, tubos de revestimento, método dos elementos finitos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A integridade estrutural dos poços de petróleo e gás é fortemente dependente da eficácia dos tubos de revestimento, componentes essenciais que garantem a estabilidade do poço, isolam diferentes zonas de pressão e protegem as formações subterrâneas. O colapso dos tubos de revestimento é uma das principais formas de falha estrutural em poços de petróleo, ocorrendo quando a pressão externa supera a capacidade resistente do tubo, levando à sua deformação ou ruptura. Segundo a API 5C3:2008 fatores como a ovalização, excentricidade e tensões residuais influenciam diretamente esse fenômeno, tornando essencial a compreensão detalhada desses aspectos para prevenir falhas catastróficas.

A ovalização se manifesta em tubos cuja seção transversal não preserva sua forma circular, em decorrência dos tratamentos térmicos e mecânicos sofridos no processo de laminação. Já a excentricidade pode ser definida como um número que quantifica a diferença entre as posições dos centros dos perímetros interno e externo, indicando a não uniformidade da espessura da seção transversal do tubo. Em seu estudo, Silva (2020) concluiu que, entre as diversas imperfeições geométricas analisadas, a ovalização inicial é a que exerce o maior impacto na redução da pressão de colapso de tubos de revestimento.

As tensões residuais são definidas como aquelas que permanecem em componentes mecânicos após os carregamentos externos e gradientes térmicos terem cessado. Presentes em praticamente todos os componentes metálicos, essas tensões podem atingir valores comparáveis ao limite de escoamento do material, influenciando significativamente o desempenho estrutural dos tubos de revestimento. Dependendo de sua magnitude, sinal e distribuição, as tensões residuais podem aumentar a carga operacional ou, em alguns casos, beneficiar determinadas regiões da estrutura (AMIRAT *et al*., 2004).

Deformações térmicas e mecânicas, durante o processo de fabricação, sempre produzem tensões residuais. As tensões geradas podem ser muito altas e, às vezes, aproximar-se da tensão de escoamento do material; no entanto, seus efeitos não são evidentes até que a estrutura seja carregada ou exposta a um ambiente agressivo. Concorda-se que as tensões residuais superficiais de tração são prejudiciais, pois aumentam a suscetibilidade de componentes e estruturas a danos por fadiga, corrosão sob tensão e falha catastrófica. Normalmente, as tensões residuais superficiais compressivas são benéficas, pois são deliberadamente introduzidas no material por meio de jateamento ou técnicas de tratamento mecânico (AMIRAT *et al*., 2004).

ISBN: 978-65-5222-057-8

O mecanismo de colapso depende diretamente da relação entre diâmetro externo e espessura do tubo (D/t), que quantifica a robustez da seção transversal. De modo que, tubos com menor D/t são mais robustos, enquanto tubos com maior D/t são mais esbeltos e, consequentemente, mais suscetíveis à instabilidade estrutural. Quando um tubo inicialmente em equilíbrio estável é carregado até uma carga crítica, ele pode sofrer uma perda significativa de rigidez, passando por um fenômeno de flambagem, caracterizado por grandes deslocamentos e uma nova configuração estrutural menos resistente (SILVA, 2018a).

Estudos recentes também têm explorado os efeitos de imperfeições geométricas no desempenho estrutural de tubos. Gouveia, Lages e Lima Junior (2023) investigaram numericamente o impacto de diferentes configurações iniciais de ovalização, excentricidade e presença de danos na parede interna sobre a resistência ao colapso. Os autores destacam que a variação da geometria inicial e a introdução de danos locais podem comprometer significativamente a estabilidade do tubo.

Dentre os métodos experimentais empregados para avaliação das tensões residuais, destaca-se o ensaio *splitting method*, descrito na norma ASTM E1928. Esse ensaio consiste na medição do diâmetro externo do tubo antes e depois de sua divisão ao longo de uma linha longitudinal. A variação diametral é utilizada para estimar a tensão residual circunferencial na superfície interna e externa do tubo. De acordo com Damjanovic *et al.* (2017) o método implica uma distribuição linear de tensões ao longo da espessura da parede do tubo, conforme ilustra a Figura 1, o que é aceitável em tubos de paredes finas.

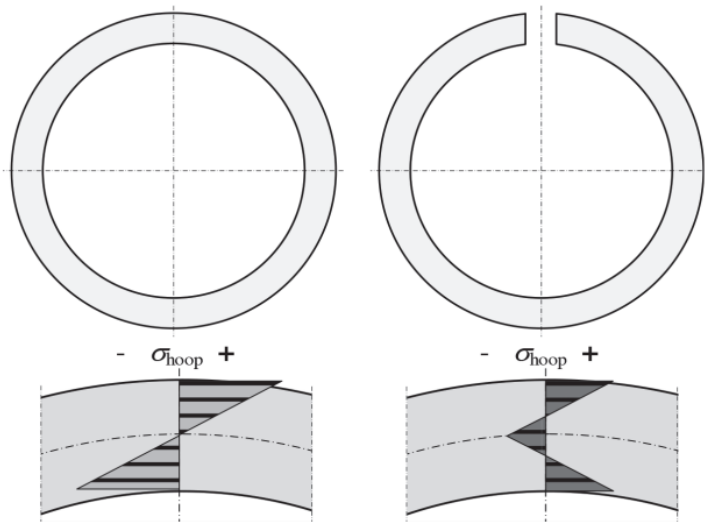


Figura 1: Esquema da distribuição de tensões residuais circunferenciais antes e depois do corte.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Estudos têm empregado o Método dos Elementos Finitos (MEF) para investigar tensões residuais em tubos. Silva (2018b), Filgueiras, Zanow e Trublin (2019) aplicaram o MEF para reavaliar a equação de cálculo de tensões da norma ASTM E1928, propondo uma nova equação analítica para estimar tensões residuais em tubos, com validação numérica por elementos finitos, sem, contudo, abordar diretamente a resistência ao colapso.

Neste contexto, o presente trabalho propõe um avanço nesse campo por meio de uma análise numérica da resistência ao colapso de tubos de revestimento, considerando a influência combinada de tensões residuais e imperfeições geométricas. Inicialmente, é avaliado um modelo numérico com tubo de geometria perfeita, estabelecendo uma referência de comparação. Em seguida, é simulado um modelo contendo ovalização e excentricidade, a fim de quantificar o impacto dessas imperfeições associadas à distribuição da tensão residual na pressão de colapso.

METODOLOGIA

Este estudo realiza uma análise numérica para avaliar a influência das tensões residuais na resistência ao colapso de tubos de revestimento com imperfeições geométricas típicas do processo de fabricação. A análise numérica é desenvolvida no *software* ABAQUS, empregando o Método dos Elementos Finitos (MEF) considerando o modelo bidimensional com dados expressos na Tabela 1.

Tabela 1: Parâmetros geométricos e variações de imperfeições do modelo numérico analisado.

Tubo	OD médio (polegadas)	OD Nominal (polegadas)	t (polegadas)	ODmédio/t	ovalização (%)	excentricidade (%)	tensão residual Crampton (Psi)	DEA-130 Pressão de Colapso (Psi)
133	13,47	13,375	0,482	27,946	0,368	1,987	28152	3342

As condições de contorno são configuradas para representar um tubo livre nas extremidades, submetido à ação de pressão externa. O material adotado na simulação é o aço de alta resistência grau P110, com comportamento elastoplástico e módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson compatíveis com valores obtidos na literatura.

As tensões residuais são aplicadas considerando uma distribuição linear ao longo da espessura da parede do tubo, sendo tensão residual compressiva no diâmetro interno e tensão residual de tração no diâmetro externo, conforme ilustrado na Figura 1. Essas distribuições foram definidas a partir do valor de referência consultado nos dados experimentais do estudo conjunto da indústria DEA-130, onde foi utilizado o método Crampton para o cálculo das tensões residuais circunferenciais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

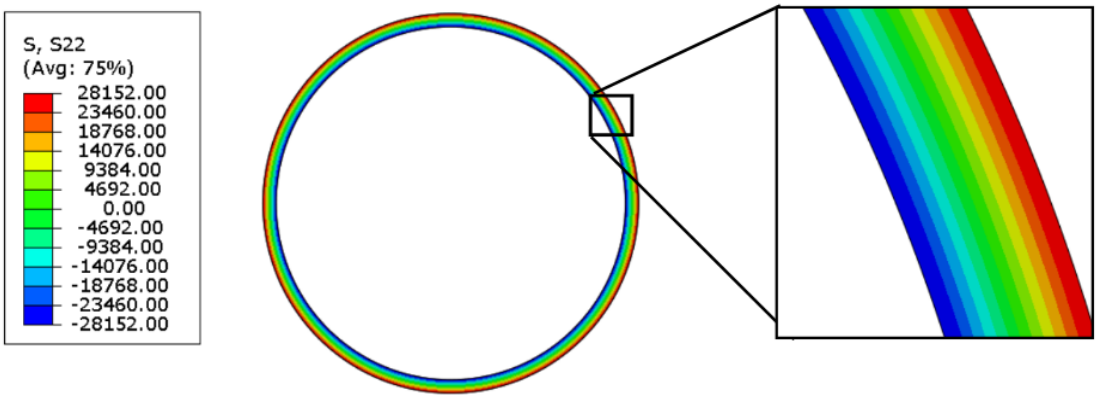


Figura 1: Perfil de distribuição das tensões residuais circunferenciais.

Para a realização da análise não linear até o colapso, foi adotado o método de *Riks*, também conhecido como método do comprimento de arco, o qual permite o controle simultâneo da carga aplicada e dos deslocamentos estruturais. A pressão externa foi aplicada como uma pressão de referência unitária, de modo que o fator de proporcionalidade de carga (FPL) obtido ao final da simulação corresponde diretamente ao valor da pressão de colapso do tubo.

A análise foi conduzida em três etapas principais:

- *Step inicial*: Aplicação do campo de tensões residuais na seção transversal do tubo, por meio do recurso *Predefined Field*, utilizando o tipo de campo *Stress*;
- *Step* 1: Permite a acomodação das tensões residuais, garantindo o equilíbrio estático do modelo;
- *Step* 2: Aplicação da pressão externa crescente até a ocorrência do colapso estrutural.

Ao final da simulação, o valor da pressão de colapso obtido foi comparado com os dados experimentais disponíveis na literatura técnica. Essa comparação visa validar a coerência dos resultados numéricos frente às abordagens analíticas e experimentais reconhecidas.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com o objetivo de avaliar a sensibilidade do modelo ao refinamento da malha, foi realizado um estudo de convergência utilizando a geometria do tubo 133, variando-se o número de elementos ao longo da espessura da parede. Conforme apresentado na Figura 3, verificou-se que, a partir de 13 elementos

ISBN: 978-65-5222-057-8

na espessura, totalizando 14.846 elementos no modelo, os resultados de pressão de colapso passaram a apresentar estabilidade e boa precisão numérica. Diante disso, essa configuração foi adotada nas demais simulações realizadas neste estudo.

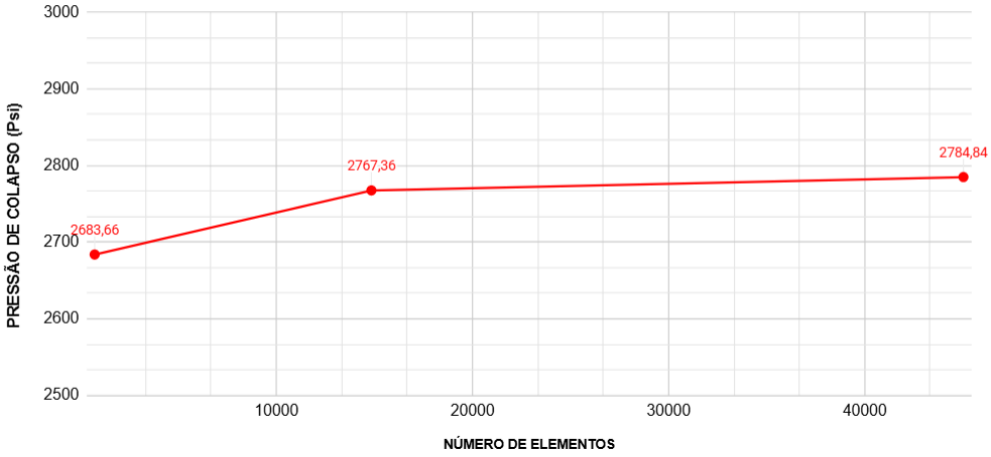


Figura 3: Estudo de convergência da malha para o tubo 133.

A Figura 4 apresenta a distribuição das tensões residuais ao longo da espessura do tubo imperfeito. A subfigura (A) mostra o perfil de tensões definido no *step* inicial, enquanto a subfigura (B) exibe o estado de tensões no início do *step* 2, momento em que a pressão externa é aplicada ao modelo. Percebe-se uma modificação na distribuição das tensões residuais ao longo da seção transversal e a consequente alteração no perfil devido a acomodação inicial das tensões.

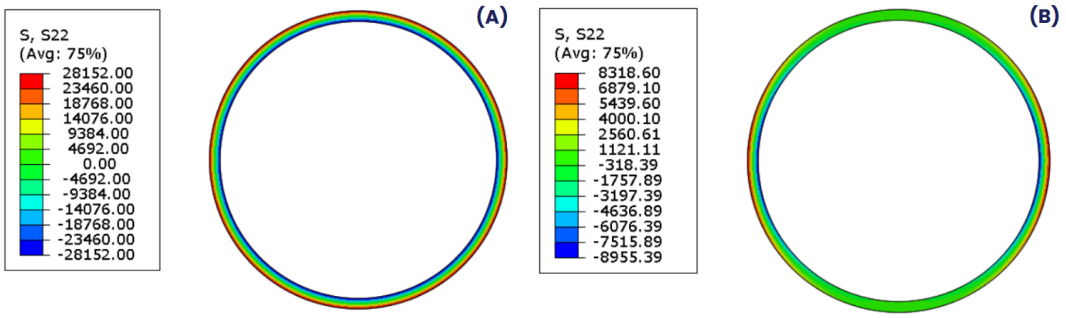


Figura 4: Distribuição das tensões residuais ao longo da espessura do tubo imperfeito.

Com o objetivo de comparar e analisar os impactos da ovalização e da excentricidade na pressão de colapso do modelo, foram variados seus valores, assim como a magnitude da tensão residual, que foi ajustada com base no valor experimental estimado pelo método de *Crampton*, sendo considerada em sua forma original, duplicada e reduzida pela metade, conforme apresentado na Tabela 2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 2: Resultados numéricos da pressão de colapso em tubos sem e com excentricidade decorrente da variação da tensão residual.

	ovalização (%)	excentricidade (%)	tensão residual step inicial (Psi)	tensão residual (+) no início do step 2 (Psi)	tensão residual (-) no início do step 2 (Psi)	Pressão de Colapso (Psi)
Tubo perfeito 1	0	0	56304	16447,172	-17759,47	2427,61
Tubo perfeito 2	0	0	28152	8318,6	-8955,39	2908,25
Tubo perfeito 3	0	0	14076	4182,714	-4496,36	3002,46
Tubo imperfeito 1	0	1	56304	16539,326	-17875,254	2427,59
Tubo imperfeito 2	0	1	28152	8361,994	-9011,608	2767,23
Tubo imperfeito 3	0	1	14076	4204,471	-4524,915	3002,14

A Tabela 2 evidencia a sensibilidade do modelo à magnitude da tensão residual aplicada. Entre os três tubos perfeitos simulados, o tubo perfeito 3, que utilizou a menor tensão residual (14.076 Psi), apresentou maior resistência ao colapso. Em contrapartida, o tubo perfeito 1, que adotou uma tensão residual de 56.304 Psi, apresentou uma resistência ao colapso menor, demonstrando que valores elevados de tensão residual comprometem a previsão da pressão de colapso. Além disso, observou-se que o perfil de tensão residual no início do *step* 2, onde a aplicação da pressão externa ocorre no modelo, manteve uma distribuição próxima à linear, o que indica consistência na inserção do campo residual no modelo. Ao variar a magnitude da excentricidade observa-se que esta não promoveu mudanças significativas na pressão de colapso, conforme observado nos resultados dos tubos perfeitos e dos tubos imperfeitos.

Em relação à ovalização, a Tabela 3 apresenta os resultados obtidos para diferentes combinações entre o valor da ovalização e a tensão residual aplicada. Destaca-se o desempenho do tubo imperfeito 5, que, mesmo com uma ovalização de 1%, apresentou um aumento na pressão de colapso, comportamento que contraria a tendência esperada, já que níveis elevados de ovalização normalmente resultam em redução da resistência estrutural. Esse resultado indica que, neste caso específico, a interação entre a imperfeição geométrica e o campo de tensões residuais pode ter atuado de maneira benéfica, contribuindo para o aumento da capacidade de carga do tubo.

Diante desse comportamento atípico, foi realizada uma análise mais detalhada da ovalização e da configuração geométrica do tubo após a acomodação das tensões residuais, conforme ilustrado na Figura 5, enquanto que o mapeamento da ovalização é apresentado na Tabela 4. Observa-se que, para a simulação com tensão residual de 14.076 Psi,

ISBN: 978-65-5222-057-8

a ovalização final resultante foi de 0,399%, valor que se aproxima da ovalização experimental relatada no ensaio físico de referência. Esse resultado indica que o carregamento foi aplicado em uma condição geométrica compatível com a realidade, contribuindo para a boa correlação entre o modelo numérico e os dados experimentais.

Tabela 3: Resultados numéricos da pressão de colapso em função da variação da ovalização e da tensão residual.

	ovalização (%)	excentricidade (%)	tensão residual step inicial (Psi)	tensão residual (+) no início do step 2 (Psi)	tensão residual (-) no início do step 2 (Psi)	Pressão de Colapso (Psi)
Tubo imperfeito 4	1	0	56304	16126,078	-17476,371	2691,97
Tubo imperfeito 5	1	0	28152	8158,273	-8813,752	3224,83
Tubo imperfeito 6	1	0	14076	4102,593	-4425,513	3066,05

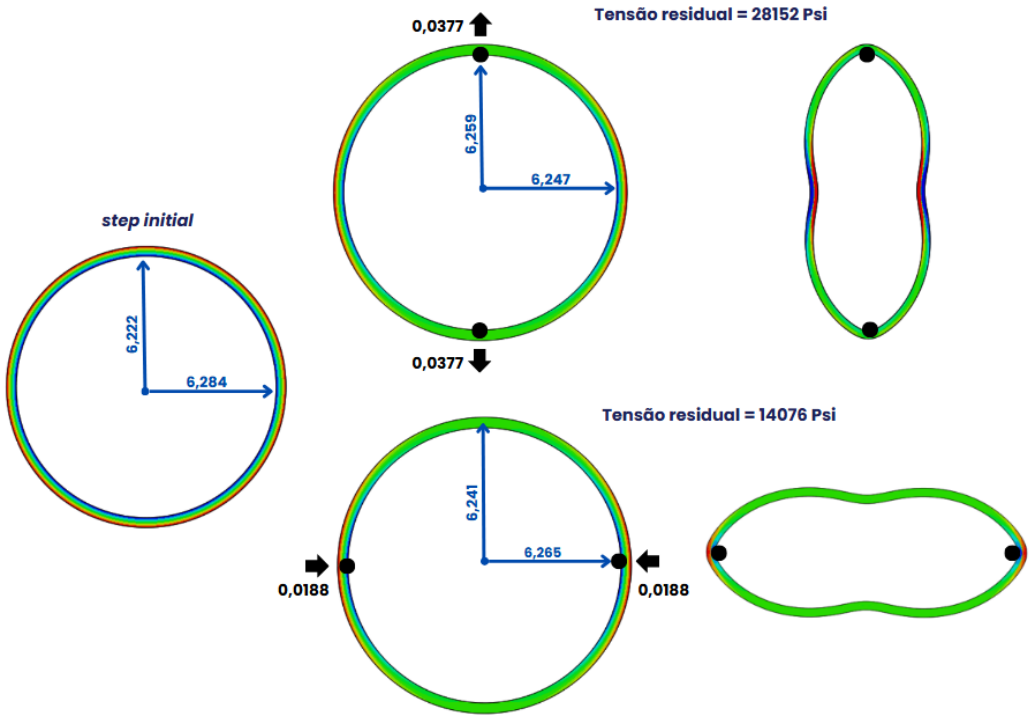


Figura 5: Configuração deformada do tubo imperfeito 5 no instante de colapso, evidenciando o deslocamento da ovalização.

Tabela 4: Mapeamento da ovalização obtido na configuração final do tubo após a acomodação das tensões residuais.

	raio interno máximo	raio interno mínimo	ovalização
step initial	6,284	6,222	1,00%
final do *step* 1 para 28152 Psi	6,259	6,247	0,205%
final do *step* 1 para 14076 Psi	6,265	6,241	0,399%

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSÕES

Os resultados obtidos destacam a importância da consideração das tensões residuais no projeto de revestimentos para poços de petróleo. Ignorar essas tensões pode levar a estimativas conservadoras ou, inversamente, a uma superestimação da capacidade estrutural em situações críticas. A visualização direta da distribuição das tensões no modelo numérico contribui para uma melhor compreensão do papel dessas tensões na falha por colapso.

De maneira geral, os resultados da análise numérica indicam que valores superiores à tensão de *Crampton* tendem a superestimar os efeitos da tensão residual, afetando negativamente a resistência ao colapso. Dessa forma, mesmo com geometrias realistas, a aderência ao comportamento experimental só é obtida quando as tensões residuais são ajustadas de forma coerente com a condição física real do tubo.

Além disso, observou-se que as imperfeições geométricas influenciam significativamente a resistência ao colapso, sendo a ovalização o fator mais crítico. Os resultados demonstraram que, em alguns casos, a ovalização pode até atuar de forma benéfica quando combinada com o campo de tensões residuais, contribuindo para o aumento da resistência ao colapso. Assim, a ovalização não deve ser subestimada, sendo fundamental sua correta quantificação no processo de modelagem.

Dessa forma, conclui-se que a definição adequada do perfil e da magnitude das tensões residuais, juntamente com a caracterização precisa das imperfeições geométricas, é essencial para garantir a fidelidade das simulações numéricas em análises de colapso.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro e técnico fornecido pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMIRAT, A.; CHAOUI, K.; AZARI, Z.; PLUVINAGE, G. Residual stress analysis in seamless API X60 steel gas pipelines. Sciences & Technologie B, n. 21, p. 7–14, jun. 2004. Université Mentouri, Constantine, Algérie.

API TR 5C3. Technical Report on Equations and Calculations for Casing, Tubing, and Line Pipe Used as Casing or Tubing; and Performance Properties Tables for Casing and Tubing. 1st. ed. Washington, D.C., 2008.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ASTM-E1928. Standard Practice for Estimating the Approximate Residual Circumferential Stress in Straight Thin-walled Tubing. 1999.

DAMJANOVIC, Darko; KOZAK, Dražan; BROD, Slavonski; MARSONER, S.; GUBELJAK, Nenad. Residual stress state in pipe cut ring specimens for fracture toughness testing. Materials Testing, v. 59, p. 530–535, 2017.

DEA-130. Modernization of Tubular Collapse Performance Properties: API/HSE/MMS Participant Report. Drilling Engineering Association (DEA).2002.

FILGUEIRAS, Pedro; ZANOW, Ramon; TRUBLIN, Pierre. ASTM E1928's method for measuring residual circumferential stress in pipes: correction of a historical misunderstanding. International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2019.

GOUVEIA, L. P.; LAGES, E. N. ; LIMA JUNIOR, E. T. . ON THE EFFECT OF MANUFACTURING IMPERFECTIONS AND INTERNAL DAMAGE ON THE COLLAPSE STRENGTH OF TUBES: A NONLINEAR PERSPECTIVE. In: XLIV Ibero Latin American Congress on Computational Methods in Engineering, 2023, Porto, Portugal.

SILVA, Eduardo Felipe Pereira da. Estudo numérico-experimental do colapso de tubos de revestimento e produção sob tração axial e pressão externa. 2018. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2018.

SILVA, Gustavo Teixeira da. Análise Numérica da Resistência ao Colapso em Tubulares de Revestimento de Poços Dotados de Imperfeições de Manufatura e Desgaste. 2020. 122p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2020.

SILVA, Ramon Renan Zanow e. Proposta de uma nova equação para estimar tensão residual em tubos. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Mecânica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

ISBN: 978-65-5222-057-8

APLICAÇÃO DE TÉCNICAS DE PROCESSAMENTO DE SINAIS VIBRACIONAIS PARA ESTIMAÇÃO DE VAZÃO EM DUTOS

Larissa de Souza Salermo[1], Thalles Pereira de Mello[2], Moacyr Nogueira Borges Filho[3], Luís Américo Calçada[4], Cláudia Mirian Scheid[4], Luiz Augusto da Cruz Meleiro[4]

[1]Bolsista PIBIC/UFRRJ, larissasalermo@gmail.com, [2,3]Pesquisador LEF/UFRRJ, thalles_pmello@eq.ufrj.br, moacyr.nogueira@ufrrj.br,[4]Docente do DEQ/UFRRJ, calcada@ufrrj.br, scheid@ufrrj.br, meleiro@ufrrj.br.

RESUMO

A medição de vazão é essencial para o controle de processos industriais, impactando diretamente a eficiência, a segurança e a qualidade do produto final. Embora existam tecnologias disponíveis, inclusive métodos não intrusivos, essas soluções ainda enfrentam limitações, especialmente em sistemas com escoamento multifásico, condições adversas ou restrições econômicas. Nesse contexto, torna-se necessário investigar métodos mais acessíveis, robustos e adaptáveis, capazes de ampliar o monitoramento em ambientes industriais desafiadores. Este trabalho propõe uma abordagem alternativa para estimar a vazão com base na análise de sinais vibracionais captados por um acelerômetro acoplado externamente à tubulação. A partir desses sinais, foi desenvolvido um modelo de regressão utilizando redes neurais do tipo *Long Short-Term Memory* (LSTM), capazes de aprender e modelar os comportamentos dinâmicos do sistema. O uso de aprendizado de máquina permite identificar padrões complexos e representa uma alternativa promissora quando métodos convencionais são imprecisos ou inviáveis. Os dados foram obtidos em uma unidade experimental equipada com sistema de bombeamento e sensores de vazão, sendo o acelerômetro fixado externamente para registrar as vibrações geradas pelo escoamento. Utilizaram-se os sinais vibracionais e os valores correspondentes de vazão para treinar o modelo LSTM na plataforma MATLAB. O desenvolvimento incluiu etapas de pré-processamento e ajuste de hiperparâmetros. Os dados foram divididos em conjuntos de treinamento, validação e teste. O modelo obteve erro absoluto médio (MAE) de 0,054 m³/h, indicando uma precisão adequada para aplicações práticas. Os resultados sugerem que a abordagem é viável para medição não intrusiva de vazão em cenários industriais com limitações técnicas ou econômicas.

Palavras-chave: estimação de vazão, métodos não intrusivos, processamento de sinais, redes neurais, inteligência artificial.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A medição precisa da vazão em dutos constitui um requisito essencial para o controle e automação de processos industriais, influenciando diretamente a eficiência operacional, a segurança das instalações e a qualidade final dos produtos. Diversas tecnologias têm sido aplicadas com esse propósito, como medidores por pressão diferencial, eletromagnéticos, ultrassônicos e de efeito Coriolis. No entanto, essas técnicas frequentemente enfrentam limitações operacionais, sobretudo em escoamentos multifásicos, condições extremas de temperatura ou pressão, presença de sólidos em suspensão e restrições de acesso físico aos dutos (Baker, 2000; Liptak, 2003).

A classificação dos medidores de vazão varia de acordo com a forma como o sensor é instalado na tubulação. Quando há contato direto entre o sensor e o fluido, o dispositivo é considerado invasivo. Já quando a presença do sensor interfere na dinâmica do escoamento, o sistema é classificado como intrusivo**.** Por outro lado, sensores que não entram em contato com o fluido e não alteram suas características de escoamento são definidos como não invasivos e não intrusivos, respectivamente (Coelho, 2017). Essa distinção é relevante, sobretudo em aplicações onde a contaminação do fluido, a perda de carga ou a complexidade da instalação representam fatores limitantes.

Diante das limitações dos métodos convencionais, cresce o interesse por soluções que aliem confiabilidade, segurança e baixo impacto operacional. Nesse cenário, destacam-se abordagens baseadas na análise de sinais vibracionais captados por sensores externos à tubulação. As vibrações geradas pelo escoamento carregam informações relevantes sobre o comportamento do fluido e, quando interpretadas com técnicas apropriadas de processamento de sinais, possibilitam a estimativa da vazão de forma não intrusiva e não invasiva (Evans, 2004; Medeiros, 2014; Khadka, 2022;).

Para captar essas vibrações, o acelerômetro destaca-se como um sensor sensível e de fácil instalação, capaz de registrar sinais em alta resolução sem interferir no escoamento. Além de sua precisão, o acelerômetro apresenta custo relativamente baixo e robustez mecânica, o que o torna especialmente adequado para aplicações em ambientes industriais adversos (Medeiros, 2014).

Contudo, os sinais vibracionais coletados apresentam variações temporais complexas, o que dificulta a extração direta de informações precisas sobre a vazão por meio de técnicas convencionais. Nesse contexto, métodos baseados em aprendizado de máquina têm sido explorados para interpretar esses sinais, permitindo o reconhecimento de padrões sutis e variáveis no tempo. Dentre as abordagens disponíveis, as redes neurais do tipo *Long Short-Term Memory* (LSTM) ganharam destaque por sua capacidade de modelar sequências temporais e dependências de longo prazo (Hochreiter & Schmidhuber, 1997). Essa característica é particularmente relevante para o processamento de sinais vibracionais, nos quais o comportamento temporal carrega informações essenciais para a estimação de vazão.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Neste trabalho, propõe-se uma abordagem para estimação de vazão baseada na análise de sinais vibracionais captados por um acelerômetro acoplado externamente à tubulação de uma unidade experimental. As vibrações geradas pelo escoamento foram registradas e utilizadas como entrada para o treinamento de um modelo preditivo baseado em redes neurais recorrentes do tipo LSTM, capazes de correlacionar os padrões dinâmicos dos sinais com os valores de vazão. A solução proposta apresenta vantagens relevantes, como ser não intrusiva, de baixo custo, fácil instalação e adequada para sistemas com limitações de instrumentação. Além disso, o uso de redes neurais possibilita o aprendizado de comportamentos complexos do sistema, favorecendo a adaptação a variações operacionais e a identificação de anomalias.

METODOLOGIA

Foram coletados dados de vibração e de vazão associados ao escoamento de fluidos nas tubulações da Unidade para Preparo e Monitoramento Automático de Fluidos de Perfuração (UNIPAF), pertencente ao Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani (LEF/UFRRJ). O pré-processamento dos sinais foi realizado na plataforma MATLAB, incluindo etapas de filtragem, normalização e segmentação dos dados, com o objetivo de otimizar sua análise por uma rede neural do tipo LSTM. Em seguida, a rede foi treinada para estimar a vazão a partir dos sinais de vibração captados. A arquitetura da rede neural foi otimizada por meio de um planejamento fatorial experimental, permitindo o ajuste sistemático dos parâmetros com vistas ao aprimoramento do desempenho preditivo do modelo.

Unidade Experimental

A UNIPAF é composta por dois tanques de mistura, um tanque de armazenamento de fluidos, uma bomba helicoidal para circulação do fluido e sensores para monitoramento em linha de propriedades físico-químicas e variáveis de processo, como a vazão, conforme demonstrado na Figura 1.



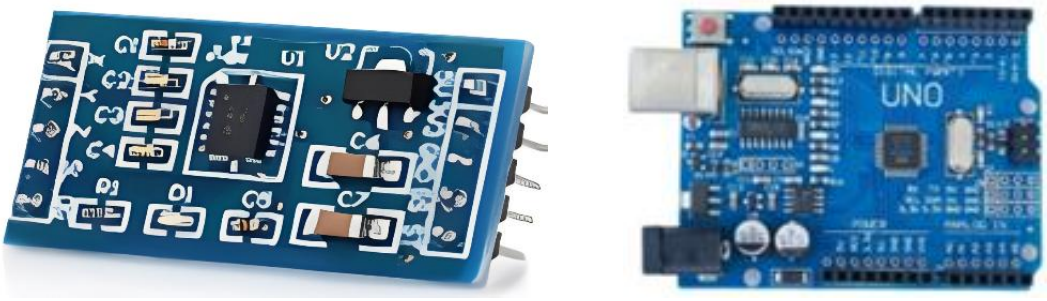
Figura 1: UNIPAF Unidade para Preparo e Monitoramento Automático de Fluidos de Perfuração (LEF/UFRRJ).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Instrumentação para Captura de Vibrações

Foi utilizado o acelerômetro modelo MMA7361, um sensor de baixo custo e fácil integração, capaz de medir acelerações em três eixos (X, Y e Z). Trata-se de um dispositivo que fornece saídas analógicas proporcionais à aceleração detectada em cada eixo. O MMA7361 opera em duas faixas de sensibilidade selecionáveis, ±1,5 g e ±6 g, permitindo maior flexibilidade conforme a aplicação.

Para a aquisição dos sinais analógicos gerados pelo sensor, foi utilizada uma placa Uno SMD R3 Atmega328 compatível com Arduino**,** que converte os sinais em dados digitais.



(A) (B)

Figura 2: Instrumentação para aquisição dos dados: (A) Acelerômetro MMA7361 e (B) Uno SMD R3 Atmega328.

Os sinais brutos adquiridos pelo acelerômetro foram registrados em milivolts (mV) e posteriormente convertidos para unidades de aceleração em “g”, sendo 1 g equivalente a 9,81 m/s². Foi selecionada a sensibilidade de ±6 g, conforme especificado no manual do sensor, para a qual corresponde uma relação de 206 mV/g. Assim, os dados de aceleração foram convertidos de mV para unidades de g utilizando a seguinte equação:

$$g = \frac{V_{mV} - V_{zero}}{206} \qquad (1)$$

Onde, V_{zero} representa a saída do sensor na condição de vazão zero (0 m³/h), ou seja, apenas com as vibrações da unidade e V_{mV} é o valor de saída do sensor.

Aquisição de Dados

Com o objetivo de intensificar as vibrações geradas pelo escoamento e facilitar sua detecção pelo sensor, foi realizada uma modificação na linha da unidade experimental (Figura 3).

ISBN: 978-65-5222-057-8



Figura 3: Sistema de aquisição de dados esquemático.

Um segmento de tubo PVC com diâmetro de 0,5 polegada foi acoplado à tubulação principal da unidade, que possui 2 polegadas de diâmetro. Esse estreitamento provocou um aumento na velocidade do fluido ao longo do trecho modificado. Para acentuar ainda mais as perturbações no escoamento, foi inserido um joelho de 90° na nova trajetória do fluido, promovendo uma mudança brusca na direção do fluxo. Essa configuração foi projetada com o intuito de gerar vibrações mais intensas e localizadas, facilitando sua captação pelo acelerômetro.

O fluido utilizado nos experimentos foi água industrial**,** recirculada no sistema durante os testes. O sensor, modelo MMA7361, foi fixado externamente ao tubo de 0,5 polegada, próximo à curvatura formada pelo joelho, em uma região de maior instabilidade do escoamento. O sensor foi conectado a uma placa Arduino Uno, responsável pela aquisição e digitalização dos sinais analógicos em tempo real. Os dados foram visualizados e armazenados utilizando o software LabVIEW, possibilitando sua posterior análise e utilização no treinamento do modelo preditivo.

Pré-Processamento dos Dados

Os sinais obtidos apresentavam ruídos que dificultavam a identificação de padrões. Para mitigá-los, foram avaliadas duas técnicas de suavização: média móvel e a função *filloutliers*. A média móvel reduz variações de alta frequência ao substituir cada ponto pela média de seus vizinhos, enquanto o *filloutliers* detecta e substitui automaticamente valores discrepantes. Utilizou-se a detecção por mediana móvel (*movmedian*) e interpolação *pchip*, que preserva a forma do sinal. O tamanho da janela (N) foi ajustado empiricamente com base no erro absoluto médio (MAE) após o treinamento da rede.

Essa métrica é calculada conforme apresentado na Equação 2:

$$MAE = \frac{1}{N}\sum |y_i - \hat{y_i}| \qquad (2)$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

Onde, N é o número total de amostras, y_i é o valor real da *i*-ésima amostra e $\hat{y}$ é o valor *y* predito pela rede para a *I*-ésima amostra.

De acordo com Wang (2019), redes neurais treinadas com dados normalizados tendem a convergir mais rápido, pois utilizam o gradiente descendente para atualizar os pesos. Neste estudo, adotou-se a normalização z-score, que padroniza os dados com média zero e desvio padrão um, promovendo um treinamento mais estável e eficiente.

Após filtragem e normalização, o sinal foi segmentado em janelas de tempo ("janelamento"), dividindo-o em trechos menores para que a rede LSTM possa captar padrões locais. Essa técnica preserva a ordem temporal e facilita a modelagem da vazão, sendo recomendada para séries temporais em redes recorrentes (Zhang et al., 2019).

Rede LSTM

A rede neural utilizada neste estudo é composta por uma camada de entrada sequencial, uma camada LSTM configurada para retornar uma saída por instante de tempo da sequência e, por fim, uma camada totalmente conectada responsável pela geração das saídas preditas. O treinamento foi realizado utilizando o otimizador Adam e a função de custo adotada foi o erro quadrático médio (MSE).

Com o objetivo de ajustar os hiperparâmetros da rede, foi realizado um planejamento fatorial experimental. Três fatores em 2 níveis foram avaliados:

- Número de unidades na camada LSTM, que define a quantidade de células de memória na rede.
- Porcentagem de sobreposição entre janelas, que determina o quanto as janelas de dados sucessivas compartilham pontos em comum.
- *Mini-batch size*, que corresponde ao número de sequências processadas simultaneamente durante o treinamento.

Quadro 1: Níveis dos hiperparâmetros utilizados no planejamento fatorial experimental.

A rede foi treinada, validada e testada com sinais de vibração correspondentes às vazões de 1, 3, 4 e 5 m³/h, utilizando 80% dos dados para o treinamento, 10% para a validação e 10% para teste.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 4 apresenta os sinais brutos de vibração, expressos em unidades de aceleração (g), obtidos para cada condição de vazão aplicada no

ISBN: 978-65-5222-057-8

experimento. Os valores de vazão estão indicados no eixo Y à direita, enquanto as vibrações correspondentes estão representadas no eixo Y à esquerda. Observa-se uma relação entre o nível de vibração e a variação da vazão, indicando que a intensidade dos sinais captados pelo acelerômetro tende a se modificar conforme o escoamento do fluido. Essa informação é fundamental para embasar a modelagem preditiva desenvolvida neste trabalho.

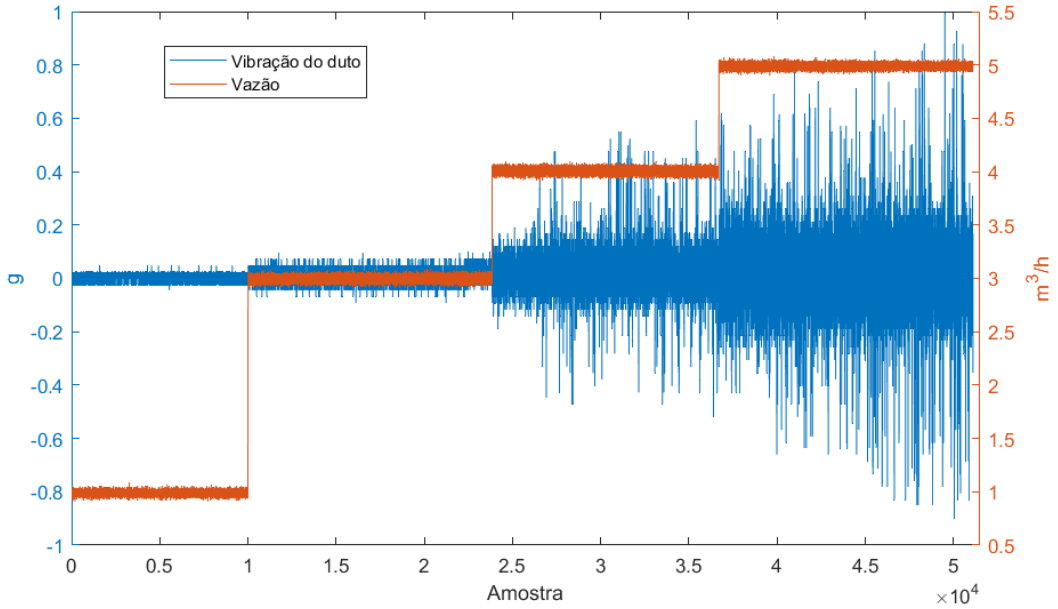


Figura 4: Sinais brutos de vibração (em g) e respectivos valores de vazão (m³/h).

A primeira etapa da análise consistiu na definição do filtro e do número de pontos (*N*) mais adequados para o pré-processamento do sinal de vibração. Para isso, foram testados diferentes valores de *N*, mantendo-se fixos os parâmetros da rede neural LSTM (arquitetura padrão com 128 unidades LSTM, sobreposição de 50% e *mini-batch size* de 32). Dois métodos de suavização foram avaliados: filtro de média móvel e o método computacional filloutliers, ambos disponíveis no MATLAB.

A Tabela 1 apresenta os valores do erro absoluto médio (MAE) obtidos com o filtro de média móvel. Observa-se que, para esse método, o menor erro foi obtido com *N* = 5, enquanto valores maiores de *N* resultaram em degradação da performance, indicando perda de informações relevantes no sinal.

Tabela 1: Resultado da escolha do parâmetro *N* no pré-processamento do sinal de vibração para média móvel.

N	**MAE**
5	0.072
10	0.122
15	0.112
20	0.159

ISBN: 978-65-5222-057-8

Já na aplicação da função *filloutliers*, a Tabela 2 mostra que os menores valores de MAE ocorreram para *N* = 15, seguido de perto por *N* = 20. Nesse caso, o desempenho foi superior ao da média móvel, indicando que o método foi mais eficaz na suavização

Tabela 2: Resultado da escolha do parâmetro N no pré-processamento do sinal de vibração para *filloutliers*.

N	**MAE**
5	0.090
10	0.080
15	0.069
20	0.078

Após a definição do método de suavização e do parâmetro *N*, foi realizado um planejamento fatorial para avaliar a influência de três fatores na performance da rede LSTM. Cada fator foi testado em dois níveis, totalizando oito experimentos. A Tabela 3 apresenta os valores de MAE obtidos em cada teste.

Tabela 3: Resultados do planejamento fatorial para a LSTM.

Teste	Número de unidades	Sobreposição	*Mini-batch*	MAE
1	-1	-1	-1	0.069
2	-1	-1	+1	0.108
3	+1	-1	-1	0.062
4	+1	-1	+1	0.069
5	-1	+1	-1	0.053
6	-1	+1	+1	0.054
7	+1	+1	-1	0.070
8	+1	+1	+1	0.072

Os menores valores de erro absoluto médio (MAE) foram observados nos Testes 5 e 6, ambos com 128 unidades LSTM, 75% de sobreposição e variação apenas no tamanho do *mini-batch*. De modo geral, observou-se que o aumento do tamanho do *mini-batch* contribuiu para o aumento do erro (MAE) neste estudo. Além disso, o aumento no número de unidades LSTM não resultou em ganhos expressivos de acurácia, e a sobreposição de 75% apresentou melhor desempenho em comparação à menor sobreposição testada.

A Figura 4 apresenta a comparação visual entre os valores reais de vazão e os valores preditos pelo modelo LSTM no teste 5 com MAE de 0.053, que correspondente à melhor configuração avaliada.

ISBN: 978-65-5222-057-8

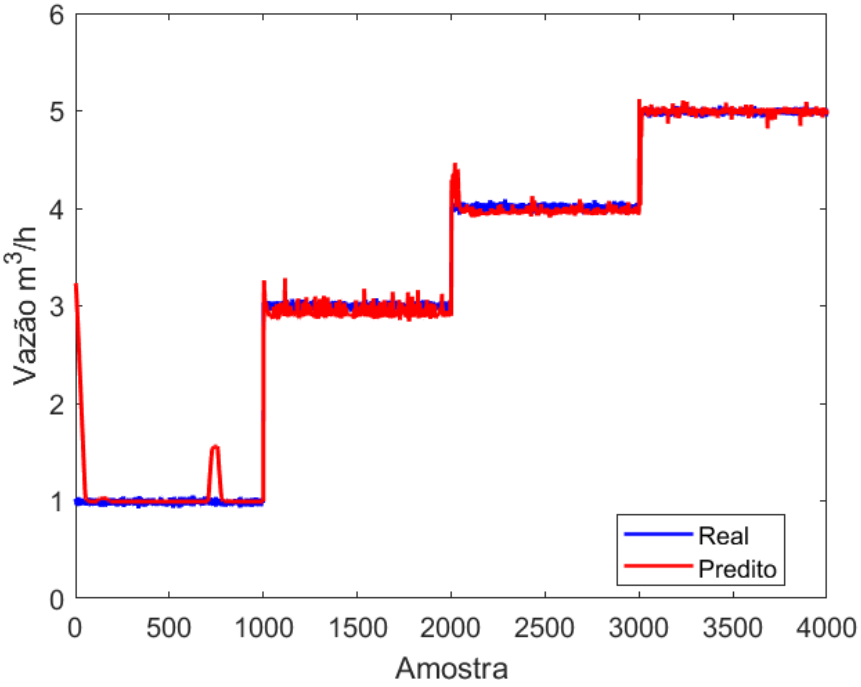


Figura 5: Valores preditos e valores reais para a configuração 5.

Observa-se que o modelo foi capaz de capturar adequadamente as variações de patamar da vazão ao longo do tempo, mantendo a predição próxima dos valores reais na maior parte das amostras. Discrepâncias são notadas, sobretudo em regiões de transição mais abrupta e em alguns picos isolados, onde o modelo apresenta oscilações momentâneas.

CONCLUSÕES

A análise dos resultados do melhor modelo evidenciou que a predição da vazão acompanha de forma satisfatória as variações do sinal real, mesmo em regiões com mudanças de patamar ao longo do tempo. Discrepâncias foram identificadas em transições abruptas e picos isolados. Diante disso, é necessário verificar se a inclusão de mais dados pode aperfeiçoar a capacidade da rede em aprender e reduzir essas ocorrências.

De forma geral, conclui-se que a combinação apropriada entre o pré-processamento dos sinais e a calibração dos parâmetros da rede LSTM constitui uma estratégia eficaz para a estimativa da vazão com base nos sinais de vibração. Os resultados obtidos indicam que o método desenvolvido representa uma alternativa promissora para aplicações práticas em que a medição direta da vazão se mostra inviável, tecnicamente limitada ou economicamente onerosa.

Essa abordagem representa um passo inicial no desenvolvimento de uma metodologia voltada à medição da vazão mássica de cascalho em processos de perfuração. A aplicação de redes neurais sobre sinais vibracionais pode, futuramente, viabilizar o monitoramento contínuo e não intrusivo desses

ISBN: 978-65-5222-057-8

processos, contribuindo para o aprimoramento das operações de controle e segurança em ambientes industriais complexos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras pelo financiamento e apoio concedidos por meio do Projeto SAP 4600675541, bem como à Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro pelo suporte acadêmico. Agradecem, ainda, ao Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani (LEF/UFRRJ) pela infraestrutura experimental e apoio técnico disponibilizados para a realização deste estudo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BAKER, R. C. Flow Measurement Handbook: Industrial Designs, Operating Principles, Performance, and Applications. Cambridge University Press, 2000.

COELHO, F. B. Influência do desenvolvimento do perfil de velocidade na medição de vazão pelo medidor ultrassônico do tipo Clamp-On com dois canais. 2017. 104 f. Dissertação (Mestrado em Metrologia). PUC-RJ, 2017.

EVANS, R. P.; BLOTTER, J. D.; STEPHENS, A. G. Flow rate measurements using flow-induced pipe vibration. *Journal of Fluids Engineering*, v. 126, n. 2, p. 280, 2004. DOI: 10.1115/1.1667882.

HOCHREITER, S.; SCHMIDHUBER, J. Long short-term memory. *Neural Computation*, v. 9, n. 8, p. 1735–1780, 1997.

KHADKA, A. Multiphase flow estimation using accelerometers, ultrasonic sensors, and machine learning. 2022. Dissertação (Mestrado) – University of South-Eastern Norway, Campus Porsgrunn, 2022.

LIPTAK, B. G. Instrument Engineers' Handbook: Process Measurement and Analysis. 4. ed. Boca Raton: CRC Press, 2003.

MEDEIROS, K. A. R. et al. Análise metrológica da aplicação de acelerômetros piezoelétricos à medição de vazão na indústria petrolífera. 2014. Dissertação (Mestrado em Metrologia para Qualidade e Inovação). PUC-RJ, 2014.

WANG, L. X.; YANG, Z. B.; HE, L. Y.; XU, J. H. Multi-objective optimization design for train weight forecasting model using deep learning algorithm. Journal of Rail Transport Planning & Management, v. 9, n. 2, p. 127-143, 2019.

ZHANG, Z.; CHEN, W.; LI, Y. Time series prediction using a refined long short-term memory network. Neurocomputing, v. 343, p. 231–242, 2019.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCENTRAÇÃO MINIMA DE INIBIDOR (MIC) PARA INCRUSTAÇÕES DE $BaSO_4$ EM CORRENTES COM E SEM DIÓXIDO DE CARBONO

Wagner Aldeia[1], Vitória Silva Lourenço[1], Mayra Fernanda de Souza Menezes[1], Caique Marques Mattos[1], Gabriel Nunes Rodrigues[1], André Leibsohn Martins[2], Bruno Barbosa Castro[2], Helga Elisabeth Pinheiro Schluter[2]

[1]Instituto de pesquisas tecnológicas - IPT, waldeia@ipt.br;
[2]Petrobras / CENPES Ilha do Governador, helga@petrobras.com.br.

RESUMO

A incrustação inorgânica é um problema já conhecido na indústria de petróleo, e as incrustações formadas por sulfato de bário (BaSO4) estão entre as mais preocupantes, por necessitar de agentes quelantes para a limpeza das tubulações. Atualmente o uso de inibidores químicos apropriados é empregado para evitar incrustações de sulfato de bário, reduzindo o número de paradas para a limpeza nas linhas de produção. Para avaliar a concentração mínima de inibidor (*Minimum Inhibitor Concentration* – MIC) necessária para mitigar a incrustação de BaSO4, foram consideradas duas composições de águas representativas de poços de extração de petróleo, sendo uma solução com supersaturação maior para o sulfato de bário (SI = 2,44), sem coprecipitação e uma segunda com menor supersaturação para sulfato de bário (SI = 2,07) e com coprecipitação de CaCO3 (SI = 1,57). A injeção de CO2 na corrente reativa foi efetuada através de controladores de fluxo mássico. O objetivo foi o de representar a alteração de pH da corrente, normalmente verificada quando ocorre adição de CO2 (*gas lift*). A avaliação foi efetuada através da determinação da massa incrustada ao longo do reator. Os resultados mostraram que quanto maior a supersaturação da solução, maior a concentração de inibidor necessária para evitar a precipitação. No entanto, em correntes com CO2, a mínima concentração de inibidor passou a ser 5 vezes maior para a solução com coprecipitação de CaCO3 e para a solução com alta supersaturação de BaSO4 e sem coprecipitação de CaCO3 não foi determinado um valor de MIC, mas foi possível observar que mesmo aumentando a concentração de inibidor a massa incrustada permaneceu semelhante. Deste modo, concluiu-se que para a determinação de mínima concentração de inibidor, deve-se considerar a situação de maior potencial de incrustação, sendo em correntes com pH´s ácidos pela adição de dióxido de carbono.

Palavras-chave: MIC, sulfato de bário, supersaturação, incrustação, coprecipitação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A incrustação de sulfato de bário nos poços de extração de petróleo é conhecida e considerada um problema grave por ser de difícil limpeza e manutenção. Uma das alternativas mais comuns e aplicadas é o uso de inibidores químicos para mitigar a incrustação e precipitação do sulfato de bário (FAN et al., 2009; KAN; FU; TOMSON, 2005).

Os inibidores de incrustações químicos apresentam um comportamento dinâmico e interativo com os íons metálicos e os sais presentes na água. Eles atuam de forma eficaz prevenindo a formação de incrustações através de mecanismos como dispersão e ou complexação, podendo atuar principalmente por quelação ou modificação dos cristais. Um inibidor com propriedades quelantes realiza uma ligação de complexação com o cátion que fica indisponível para formar a incrustação. Um exemplo deste tipo de produto são os inibidores a base de EDTA (ácido etileno diamino tetracético) que complexam íons cálcio, bário e magnésio (ROSA, 2015).

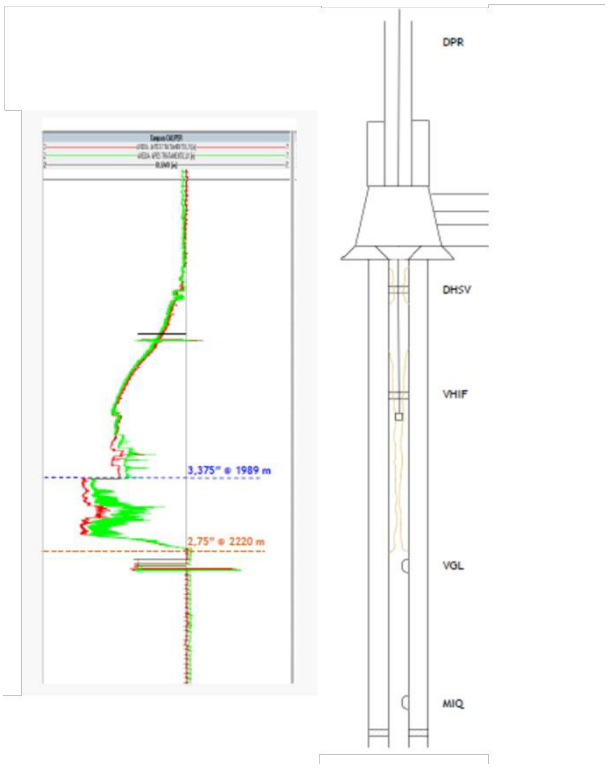
Segundo fabricantes, o BHMTPMP (Bis(HexaMetileno Triamina Penta (Ácido Metileno Fosfônico) é um inibidor de incrustação do tipo quelante altamente eficiente, com bom efeito anti-incrustante em incrustações de carbonato e sulfato, possuindo excelente solubilidade em água e estabilidade térmica em uma ampla faixa de pH e alta temperatura (120°C), além de alta tolerância a íons de cálcio (YUANLIAN CHEMICAL, 2023).

A concentração mínima de inibidor (MIC - *Minimum Inhibitor Concentration*) ou concentração limite para evitar incrustações é um dos aspectos importantes para se conhecer, sendo atualmente um desafio para a implementação da tecnologia (GRAHAM et al., 2011). Quando a concentração de inibidor é menor do que a MIC determinada, a incrustação pode ocorrer e se acentuar ao longo do tempo de operação, dependendo das condições. A **Figura 1** apresenta um exemplo de incrustação ao longo do poço, mostrando que ocorreu uma incrustação mais acentuada na parede depois da válvula de injeção de gás rico em CO2.

Para o entendimento do efeito observado na figura, experimentos considerando variáveis como temperatura, pH (escoamento reativo com injeção de dióxido de carbono – CO2) e coprecipitação do carbonato de cálcio foram conduzidos. Este trabalho avaliou o efeito das concentrações de BHMTPMP para mitigar a incrustação de BaSO4 em diferentes cenários.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 1 – Perfis de incrustação de sulfato de bário antes e posterior à válvula *gás lift*



METODOLOGIA

Duas composições iônicas de águas foram utilizadas para avaliar o efeito das concentrações de inibidor e determinação dos níveis de MIC, como apresentadas na **Tabela 1**.

Para a realização dos experimentos e a obtenção da composição iônica final como apresentado na tabela, duas soluções precursoras são preparadas, nomeadas como solução catiônica e solução aniônica, onde sais foram adicionados em quantidades como descritas na **Tabela 2** para a Água 1 e na **Tabela 3** para a solução Água 2, são misturadas na entrada do reator por meio de bombeamento.

Tabela 1 – Composições iônicas das soluções avaliadas (mg/L).

íon	Água 1	Água 2
Na^{+}	29.253,5	17.803
K^{+}	348	263
Mg^{2+}	1.138	505
Ca^{2+}	2.362	674
Ba^{2+}	116,5	30
Sr^{2+}	216	92

ISBN: 978-65-5222-057-8

Cl^-	51.192	28.054
SO_4^{2-}	1.421,5	1.456
Br^-	0	18
HCO_3^-	0	396
CH_3COO^-	6	32

Tabela 2 – Reagentes e massas para formação das soluções catiônica e aniônica da Água 1, por litro de solução final.

Reagentes	Solução catiônica (g)	Solução aniônica (g)
NaCl	117,65	30,52
KCl	0,9	0,43
$MgCl_2 \ 6H_2O$	7,41	11,62
$CaCl_2 \ 2H_2O$	17,32	
$BaCl_2 \ 2H_2O$	1,17	
$SrCl_2 \ 6H_2O$	1,29	0,02
Na_2SO_4		4,2
CH_3COONa	0,167	
Água	942,1	980,2

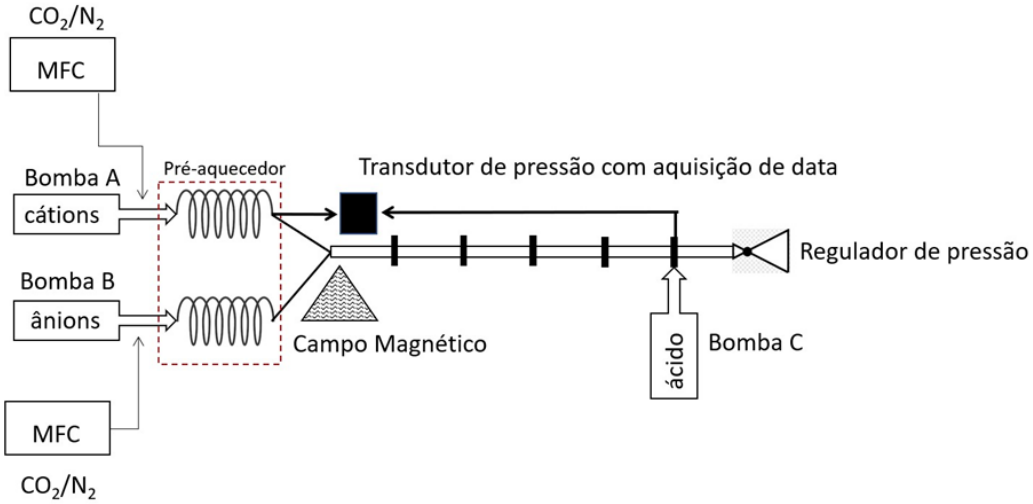
Tabela 3 – Reagentes e massas para formação das soluções catiônica e aniônica da Água 2, por litro de solução final

Reagentes	Solução catiônica (g)	Solução aniônica (g)
NaCl	45,257	40,89
KCl	1,003	
$MgCl_2 \ 6H_2O$	8,448	
$CaCl_2 \ 2H_2O$	4,945	
$BaCl_2 \ 2H_2O$	0,107	
$SrCl_2 \ 6H_2O$	0,560	
Na_2SO_4		4,31
KBr		0,05
$NaHCO_3$		1,09
CH_3COONa		0,089
Água	970,68	981,57

Os ensaios foram realizados em um reator bipartido com a possibilidade de observação interna e acompanhamento de massa incrustada ao longo do reator. O reator com diâmetro interno de 3,3 mm e um comprimento total de 2 m foi seccionado em comprimentos de 40 cm. As soluções foram alimentadas continuamente através de bombeamento (bomba tipo HPLC) e misturadas na entrada do reator, perfazendo uma vazão total de 270 mL/min. Antes da mistura as soluções foram preaquecidas e, quando da injeção de CO_2 puro, o gás foi adicionado nas correntes por meio de controladores de fluxo mássico, com vazão total de 74 mL de gás. A **Figura 2** apresenta um esquema simplificado do sistema reacional empregado.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 2 – Esquema simplificado do aparato experimental empregado



O inibidor utilizado para as avaliações foi o Bis(HexaMetileno Triamina Penta (Ácido Metileno Fosfônico) (BHMTPMP), adicionado diretamente na solução aniônica antes do início da reação.

As avaliações foram conduzidas em temperatura de 70ºC e em pressão ambiente.

Os experimentos foram conduzidos em duplicata e com dois diferentes procedimentos experimentais: o primeiro onde a massa total das paredes foi determinada após secagem (massa aderida e massa incrustada) e o segundo, onde foram removidas as partículas fracamente depositadas, permanecendo apenas as partículas incrustadas.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

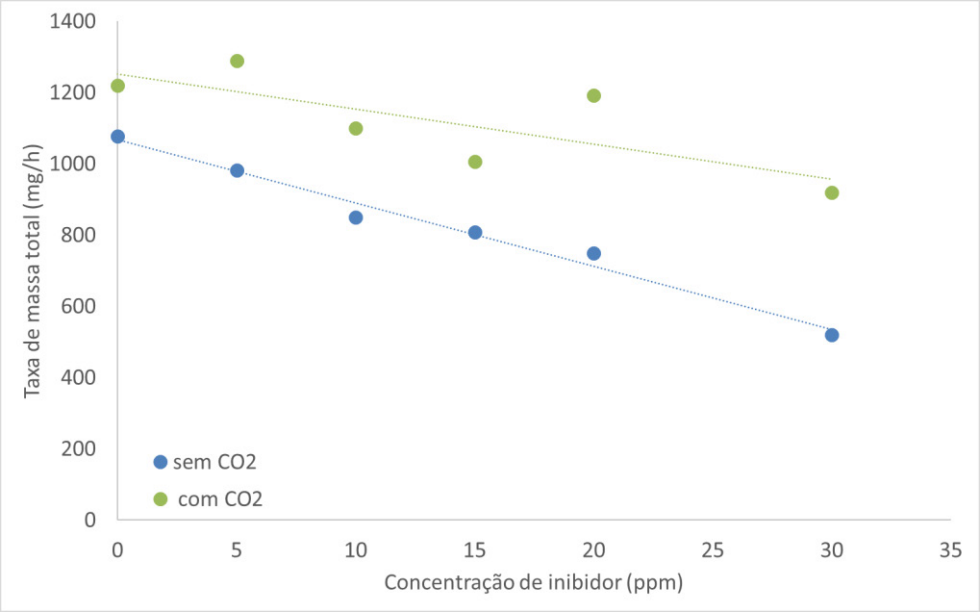
Para a Água 1, com maior supersaturação (SI = 2,44) e sem a coprecipitação do carbonato de cálcio, os sólidos resultantes nas paredes internas das seções foram separados e os resultados expressos em taxa de massa total e taxa de massa incrustada. Os resultados obtidos são apresentados graficamente na **Figura 3**, com a variação da concentração de inibidor, sem e com a adição de CO2 na corrente, apresentando a taxa de massa total resultante nas paredes internas das seções do reator e a **Figura 4** apresenta as taxas de massas incrustadas resultantes.

Como pode ser observado na **Figura 3**, a taxa de massa total resultante nas paredes internas é menor sem a adição de CO2 no meio reacional, indicando uma influência do pH na formação e incrustação do sulfato de bário.

É possível observar ainda que em maiores concentrações de inibidor, ocorre a redução da massa total nas paredes.

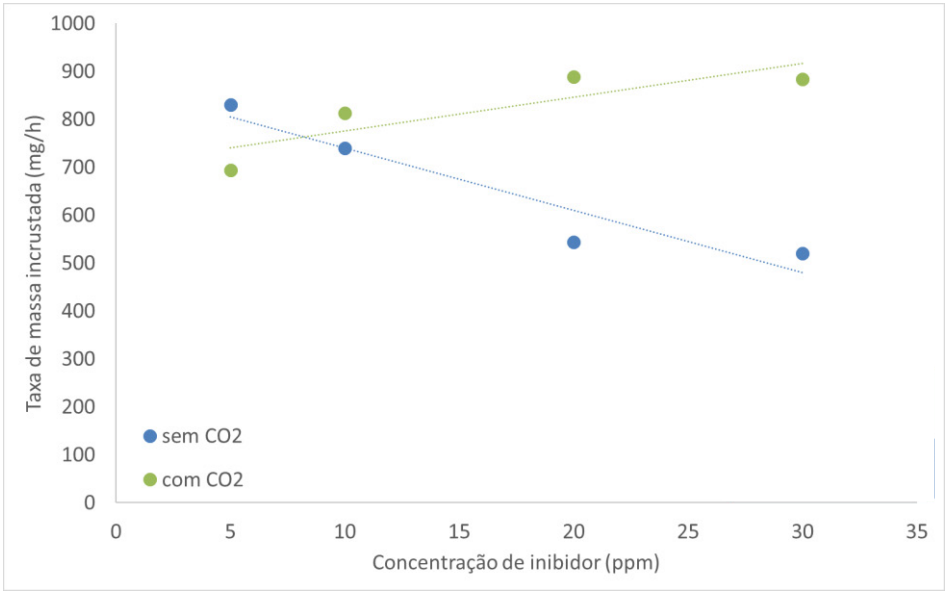
ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 3 – Perfis de taxa de massa total nos ensaios para Água 1, com diferentes concentrações de inibidor (com e sem CO2)



No entanto, a massa total representa a somatória das partículas incrustadas nas paredes e as partículas fracamente aderidas, removidas sem elevadas ações mecanicas que, em uma situação de fundo de poço, são removidas pela ação da força de cisalhamento.

Figura 4 – Perfis de taxa de massa incrustada nos ensaios para Água 1, com diferentes concentrações de inibidor (com e sem CO2)



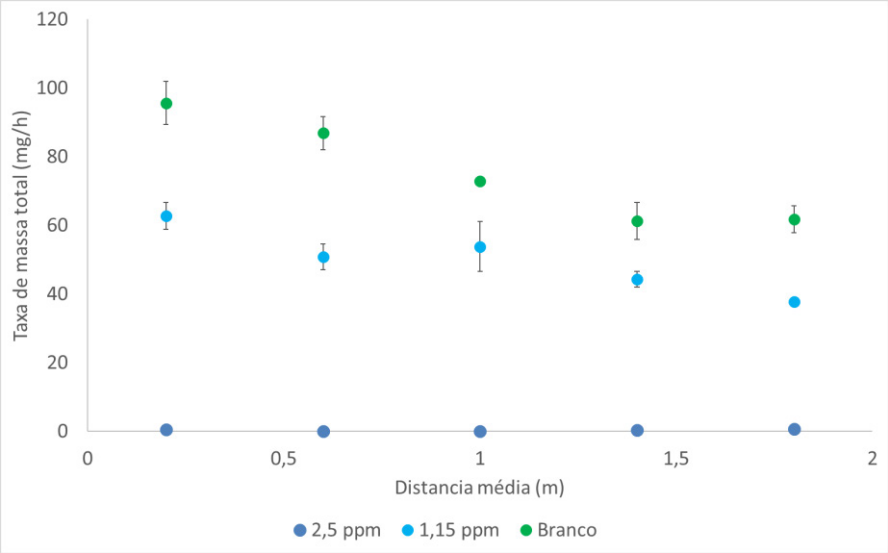
ISBN: 978-65-5222-057-8

Na **Figura 4** pode-se observar que sem a adição do CO_2 na corrente, as taxas de massas incrustadas são reduzidas com o aumento da concentração de inibidor, com uma relação próxima a constante quando comparadas com as taxas de massas totais. No entanto, quando há CO_2 dissolvido na solução, as taxas de massas incrustadas são maiores à medida em que a concentração de inibidor aumenta, até que, como pode ser observado, em concentração de inibidor de 30 ppm não há massa aderida, todo o sulfato de bário precipitado ficou incrustado nas paredes internas das seções do reator. Estes resultados são coerentes aos perfis de incrustação apresentados na **Figura 1**. Por outro lado, à medida em que a concentração de inibidor é reduzida, a tendência da ação do inibidor deve ser semelhante em determinadas faixas de concentração e, em baixas concentrações (abaixo de 10 ppm), se observa uma ação maior na mitigação do sulfato de bário com CO_2 na corrente do que sem a presença. Deste modo e considerando que a adição de inibidor tende a alterar a supersaturação para o sólido a ser precipitado, pode-se dizer que a diferença entre os MIC´s a serem determinados serão dependendas da supersaturação para o sulfato de bário, quando não ocorre coprecipitação com o carbonato de cálcio.

A Água 2 já apresenta a possibilidade de coprecipitação do sulfato de bário (SI = 2,07) e do carbonato de cálcio (SI = 1,57). Nos experimentos, não ocorreram a formação das duas classes de sólidos, incrustados e aderidos. Deste modo, as **Figuras 5** e **6** apresentam graficamente os resultados obtidos com e sem a adição de CO_2 na corrente e variação da concentração de inibidor.

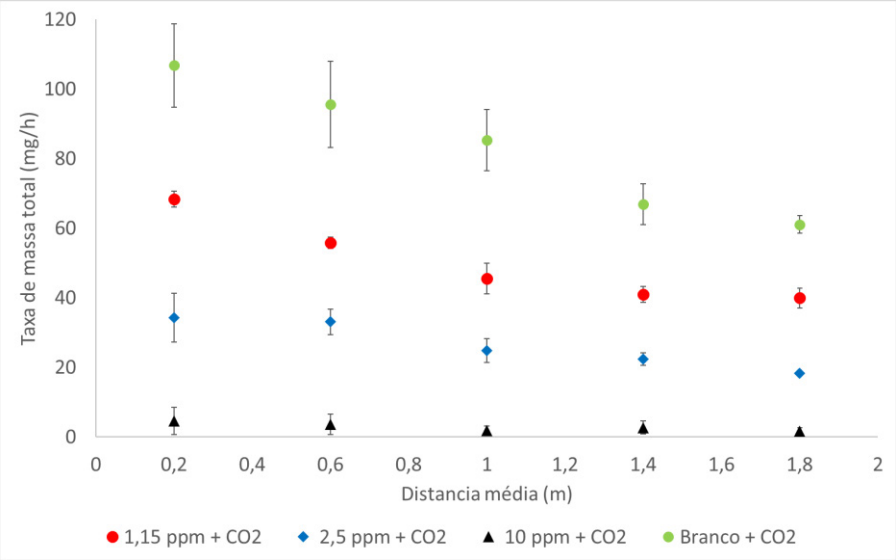
Como podem ser observadas nas **Figuras 5** e **6**, as taxas de massas totais incrustadas nas paredes internas do reator, em todas as seções, são maiores quando ocorre a adição do CO_2 na corrente. Estes resultados podem também explicar os diferentes perfis de incrustação apresentados na **Figura 1**.

Figura 5 – Taxa de massa total resultante nos ensaios de precipitação da Água 2, sem CO_2 e com diferentes concentrações de inibidor



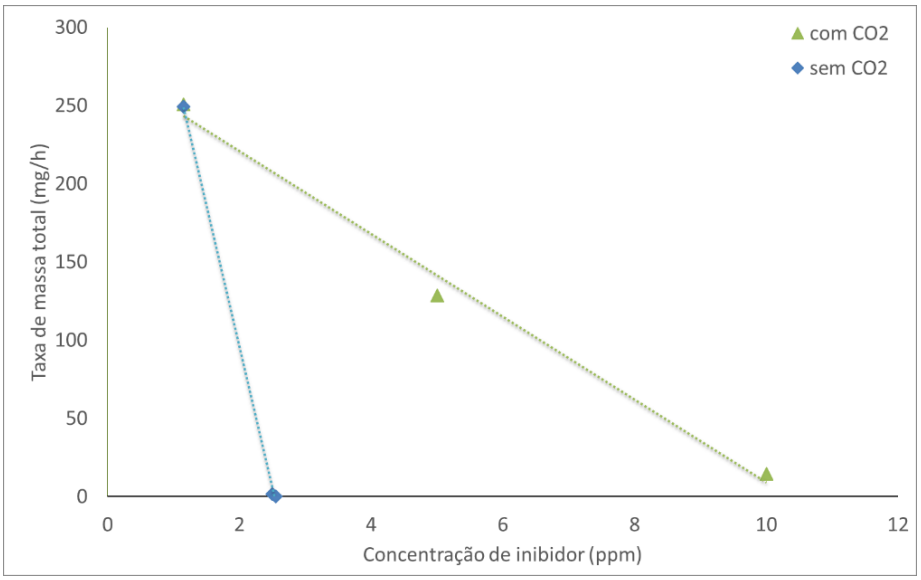
ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 6 – Taxa de massa total resultante nos ensaios de precipitação da Água 2, com CO_2 e com diferentes concentrações de inibidor



Uma avaliação compilada das concentrações de inibidores e as taxas de massas incrustadas obtidas nas avaliações com e sem a adição de CO_2 é apresentada na **Figura 7**.

Figura 7 – Relação da concentração de inibidor x taxa de massa total dos ensaios para Água 2



Como pode ser observada na **Figura 7**, a concentração de inibidor para uma mesma taxa de massa incrustada são diferentes quando ocorre ou não a adição do CO_2 na corrente, sendo que com a adição, tem-se uma maior taxa de incrustação à mesma concentração do inibidor.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSÕES

De acordo com os resultados obtidos, é possível concluir que quando o escoamento ocorre com CO_2 dissolvido na fase aquosa, os resultados de taxa de massas incrustadas se modificam, impactando de forma a alterar os MIC´s determinados, quando sem a consideração de presença ou não do gás carbônico.

Desse modo, sugere-se a avaliação de técnicas adicionais complementares para definição de MIC para poços com supersaturações importantes para a formação do sulfato de bário.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras e ao CNPq pelo apoio financeiro e ao Laboratório de Processos Químicos e Tecnologia de Partículas do IPT pela infraestrutura e colaboração na execução dos ensaios.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

FAN, C.; KAN, A.; TOMSON, M. B. Barite nucleation and inhibition at 0-200 ºC, with and without hydrate inhibitors. SPE 121559, Texas, USA 20-22 April 2009.

GRAHAM, Gordon M. PART 3: SCALE INHIBITOR CHEMISTRY AND INHIBITION. Livingston, Uk: Scaled Solutions Ltd., 2011.

KAN, A. T.; FU, G.; TOMSON, M. B**.** Barite nucleation and growth at 25°C in synthetic seawater. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 69, n. 10, p. 2455–2466, 2005. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.gca.2004.11.020. Acesso em: 22 maio 2025.

ROSA, Calin Moura. Matéria. Comportamento de reagentes inibidores de incrustação aplicados na perfuração de poços de petróleo. (Rio J.) 20 (2) - Jun 2015. Disponível em: https://doir.org/10.1590/S1517-707620150002.0051>

YUANLIAN CHEMICAL. Fabricante de agente quelante ecológico - Informações técnicas, 2023. Disponível em: <https://www.yuanlianchem.com//products/water-treatment-chemicals/94.html#!>.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO DA REOLOGIA E ESTABILIDADE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SINTÉTICOS SUBMETIDOS A ENVELHECIMENTO ESTÁTICO E DINÂMICO

Júlia Cardoso Martins Paulino[1], Vitor Henrique Pinheiro de Melo[1], Gabriel Reis Simplício de Souza[1], José Alair Santana Júnior[1], Caludio Roberto Duarte[1], Marina Seixas Pereira[1]

[1]Universidade Federal de Uberlândia, julia.paulino@ufu.br, hvitor110@gmail.com, greissimplicio@hotmail.com, josealair0@hotmail.com, claudioduarte@ufu.br, marinasp@ufu.br

RESUMO

O fluido de perfuração de poços é essencial no processo de produção de petróleo, desempenhando funções importantes que garantem a eficiência e segurança desse processo. Fluidos à base de emulsão inversa são amplamente utilizados em condições de alta pressão e temperatura e a análise de alterações em suas propriedades reológicas devido à temperatura e ao regime operacional, considerando a condição estática e dinâmica, é fundamental. Este trabalho teve como objetivo avaliar a influência da temperatura, entre 30 e 130 °C, e do modo de envelhecimento, estático e dinâmico, sobre os parâmetros reológicos. Para isso, utilizou-se um reômetro com célula de pressão integrada para obter curvas reológicas e envelhecer o fluido sob confinamento. Os resultados mostraram que envelhecimento estático induziu comportamento tixotrópico e maior degradação da estrutura do fluido, enquanto o dinâmico apresentou menor histerese e degradação mais gradual. Os parâmetros reológicos ajustados pelo modelo de Herschel-Bulkley indicaram redução da tensão de escoamento (τ_0) e do índice de consistência (K), além de aumento do índice de comportamento (n), sugerindo tendência ao comportamento newtoniano para ambos os regimes de envelhecimento. Adicionalmente, foram realizadas curvas de viscosidade em função da temperatura, variando de 30 °C a 150 °C, as quais evidenciaram a sensibilidade térmica do fluido e complementaram a análise reológica sob diferentes condições. A análise conjunta dos resultados indica que o envelhecimento, mesmo em regime dinâmico, compromete a estabilidade e a eficiência do fluido, sendo necessário avaliar sua viabilidade em operações de longa duração sob temperaturas de fundo de poço.

Palavras-chave: fluido de perfuração, emulsão inversa, envelhecimento dinâmico e estático, reologia.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração ocupam uma posição estratégica nas operações de exploração de hidrocarbonetos, atuando como elementos multifuncionais que viabilizam técnica, operacional e ambientalmente a perfuração de poços de petróleo. Longe de serem apenas um meio para transporte de cascalhos, esses fluidos exercem funções críticas, como controle da pressão no interior do poço, estabilização das paredes da formação, resfriamento e lubrificação da broca, além da preservação da integridade estrutural do poço durante toda a operação (Caenn *et al.*, 2011; Apaleke *et al.*, 2012). A adequada adaptação das propriedades físico-químicas do fluido às características geológicas, como variações de pressão, temperatura e composição da formação, é essencial para a segurança do processo e para a mitigação de riscos operacionais, como colapsos de poço e blowouts (Rasool *et al.*, 2024). Dessa forma, compreender as funções, a evolução tecnológica e a relevância operacional desses fluidos é fundamental para a engenharia de perfuração moderna.

Os fluidos de perfuração são classificados, principalmente, em dois grandes grupos, de acordo com a natureza da fase contínua: fluidos de base aquosa e fluidos de base não aquosa. Os fluidos de base não aquosa, que podem ser à base de óleo (OBM) ou sintéticos (SBM), apresentam desempenho superior em cenários operacionais desafiadores, como em poços com altas pressões, altas temperaturas ou formações altamente reativas à água, proporcionando maior estabilidade e melhor desempenho em lubrificação. No entanto, esses sistemas possuem custos operacionais mais elevados e estão sujeitos a maiores restrições ambientais (Rasool *et al.*, 2024).

Nos fluidos de base não aquosa, a estabilidade da emulsão do tipo salmoura em óleo, conhecida como emulsão inversa, é essencial para o desempenho e a eficiência do sistema. Nessa emulsão, a fase contínua é composta por óleo ou compostos sintéticos, responsáveis por envolver e estabilizar o sistema, enquanto a fase dispersa consiste em microgotas de salmoura distribuídas na fase oleosa. A estabilidade desse sistema é garantida pela ação de agentes emulsificantes, que reduzem a tensão interfacial entre as fases e evitam a coalescência das gotas de salmoura. Serra (2003) ressalta que o controle adequado da formulação, especialmente em relação à concentração de emulsificantes e à salinidade da fase aquosa, é determinante para garantir a estabilidade da emulsão e, consequentemente, a eficiência do fluido durante a operação de perfuração.

A quebra da emulsão de salmoura em óleo ocorre quando há um desequilíbrio nas condições que sustentam sua estabilidade. Esse fenômeno é favorecido pela redução da eficiência dos emulsificantes, o que permite a aproximação e coalescência das microgotas de salmoura, resultando na separação das fases. Fatores como variações na salinidade, alterações na concentração dos emulsificantes e mudanças nas condições operacionais estão diretamente associados a esse processo (CAENN et al., 2011; KUNERT et al., 2007; SERRA, 2003).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Entre os fatores que mais impactam a quebra da emulsão estão o aumento da temperatura e o tempo de envelhecimento do sistema (Souza, 2024). A elevação da temperatura promove a redução da viscosidade da fase contínua (óleo) e da tensão interfacial entre as fases, enfraquecendo a camada protetora formada pelos emulsificantes ao redor das gotas de salmoura. Com essa barreira comprometida, as gotas tendem a se aproximar, colidir e coalescer, levando à separação das fases (Goodwin, 2004). Por sua vez, o envelhecimento da emulsão, caracterizado pela exposição prolongada a condições operacionais, favorece mecanismos como degradação dos emulsificantes, floculação e sedimentação, tornando o sistema progressivamente mais suscetível à instabilidade (Serra, 2003; Rasool *et al.*, 2024).

Para avaliar esses efeitos, o fluido foi submetido a um ensaio de envelhecimento seguindo os parâmetros estabelecidos pela API, que correspondem a uma temperatura de 65,6 °C e um tempo de 16 horas, realizados no reômetro. Esses ensaios foram conduzidos em condições estáticas e dinâmicas, a fim de simular diferentes cenários operacionais. As condições estáticas são de grande relevância, pois representam situações em que o fluido permanece parado no poço, como durante manutenções, armazenamento na região anular, contato com a coluna de revestimento após a cimentação ou em operações de abandono de poço. Por outro lado, a condição dinâmica é igualmente importante, uma vez que reflete o comportamento do fluido durante sua circulação. Contudo, foram realizados ensaios com o objetivo de analisar os impactos das condições de poço na estabilidade reológica. Além disso, testes de viscosidade foram conduzidos em função da temperatura, variando de 30 a 150 °C, e sob diferentes taxas de cisalhamento: 170,23 s^{-1} (L100), 340,46 s^{-1} (L200), 510,69 s^{-1} (L300) e 1021,38 s^{-1} (L600). Esses ensaios permitiram avaliar como as propriedades viscosas do fluido reagem às variações térmicas e operacionais.

METODOLOGIA

O fluido de perfuração utilizado neste estudo corresponde a uma emulsão inversa, composta por 60% de olefina interna (fase contínua) e 40% de salmoura de NaCl (fase dispersa), além de aditivos como emulsificantes primário e secundário, carbonato (2-44), cal hidratada, viscosificante, baritina ($BaSO_4$), modificador reológico e controlador de filtrado. Esse fluido foi fornecido pelo Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES).

As análises reológicas foram realizadas em um reômetro Anton Paar MCR 102e, equipado com geometria coaxial CC25 acoplado em uma célula de pressão. O fluido foi submetido a quatro condições de taxa de cisalhamento constantes: L100, L200, L300 e L600. Para cada condição, a temperatura foi variada de 30°C a 150°C, com a coleta de 120 pontos experimentais, correspondendo a um ponto por minuto para cada incremento de 1°C. Essa

ISBN: 978-65-5222-057-8

metodologia permitiu avaliar o comportamento da viscosidade em função da temperatura ao longo do ensaio.

Além disso, o envelhecimento do fluido foi conduzido em dois modos: estático e dinâmico, ambos com duração de 16 horas, seguindo as diretrizes da American Petroleum Institute (API, 2023). No modo estático e dinâmico, o fluido permaneceu a 65,6°C sem aplicação de cisalhamento, com análises reológicas realizadas antes (0h) e após (16h) o envelhecimento. Entretanto, no envelhecimento dinâmico, foi mantida uma taxa de cisalhamento constante de 1021,38 s^{-1} (L600) durante todo o período, com coletas reológicas realizadas a cada uma hora. Além disso, o modelo de Herschel-Bulkley foi ajustado aos dados experimentais por meio de regressão não linear, permitindo determinar os parâmetros τ_0 (tensão de escoamento), *K* (índice de consistência) e *n* (índice de comportamento), além de avaliar a influência da temperatura e do envelhecimento sobre a viscosidade e o comportamento reológico do sistema.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Viscosidade

A Figura 1 mostra a relação entre viscosidade e temperatura para diferentes taxas de cisalhamento.

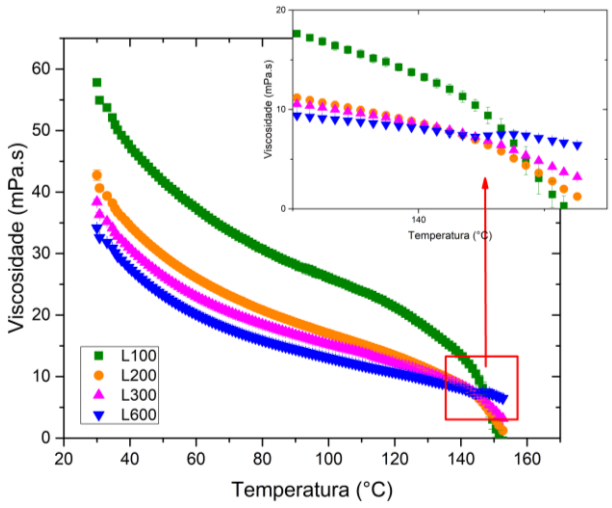


Figura 1: Viscosidade em função da Temperatura.

A análise reológica das curvas evidenciou que todas as amostras apresentaram o comportamento esperado: redução da viscosidade com o aumento da temperatura, no intervalo de 30 °C a 150 °C. Observou-se também que a viscosidade foi inversamente proporcional à taxa de cisalhamento aplicada, comportamento típico de fluidos pseudoplásticos. Entre as amostras avaliadas, a formulação L100 apresentou viscosidades mais elevadas ao longo de toda a faixa de temperatura, quando comparada às amostras L200, L300 e L600, indicando maior resistência ao escoamento.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Ao analisar o comportamento da viscosidade em função da temperatura, observa-se pela Figura 1 que, a partir de aproximadamente 130 °C, ocorre um declínio mais acentuado nos valores de viscosidade, os quais tendem ao mesmo valor para todas as taxas de deformação aplicadas. Esse comportamento sugere a ocorrência de um ponto de inflexão na estabilidade do sistema. Uma hipótese plausível para essa mudança é o início do processo de coalescência das gotas de salmoura, comprometendo a integridade da emulsão.

Segundo a Anton Paar (2024), esse efeito pode ocorrer quando, com o aumento da temperatura, as forças intermoleculares se tornam insuficientes para manter a estabilidade do sistema, promovendo uma possível separação de fases, agregação de partículas ou reorganização molecular. Esse mecanismo é frequentemente relatado em sistemas coloidais e emulsões, sendo uma possível explicação para o comportamento observado, embora outros fatores também possam estar relacionados.

Esse fenômeno foi visualmente confirmado conforme ilustrado na Figura 2, que mostra a emulsão referente à condição L100, retirada do reômetro após o ensaio experimental e transferida para uma proveta. Nessa imagem, é possível observar a presença de gotas visíveis da fase aquosa, indicando separação de fases. Ressalta-se que esse mesmo comportamento foi observado qualitativamente em todas as demais amostras analisadas. A partir dessa temperatura crítica (130 °C), a viscosidade nas condições L100, L 200 e L300 tende rapidamente a valores muito pequenos, indicando a perda da resistência ao cisalhamento. Tal ocorrência está diretamente associada à quebra da emulsão, impactando negativamente funções operacionais essenciais do fluido, como o transporte de cascalhos e a manutenção da pressão hidrostática no poço.

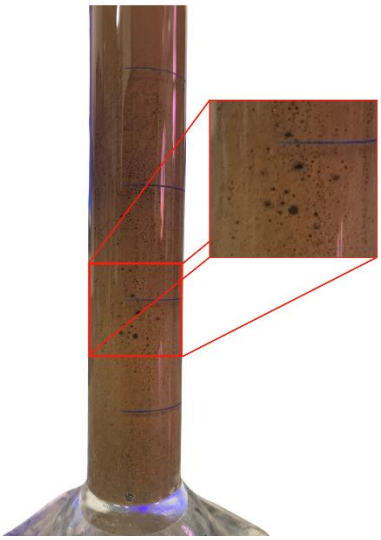


Figura 2: Aspecto visual do fluido de perfuração após ensaio reológico na condição L100, evidenciando a presença de gotas da fase aquosa.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A curva para L600 apresentou uma exceção a esse comportamento, uma vez que não foi observada uma queda repentina da viscosidade a partir de 130 °C, como observado para as demais taxas de deformação. Esse resultado pode ser explicado pela alta taxa de cisalhamento aplicada nessa condição, que atua como um fator de manutenção parcial da emulsão. Apesar da degradação térmica dos emulsificantes, o cisalhamento intenso pode promover uma renovação contínua das interfaces entre as fases, dificultando a coalescência das gotículas e evitando a completa quebra da emulsão. Como consequência, o fluido preserva parte de sua estrutura, mantendo uma viscosidade mínima estável mesmo sob condições termicamente severas.

De acordo com Friaça (2020), a aplicação de altas taxas de cisalhamento durante a emulsificação favorece a renovação contínua das interfaces entre as fases, dificultando a coalescência das gotículas e contribuindo para a manutenção da estabilidade da emulsão. Mesmo na presença de degradação parcial dos emulsificantes, o cisalhamento intenso é capaz de preservar parte da estrutura do sistema, impedindo sua completa ruptura.

Envelhecimento

A Figura 3 a seguir mostra as curvas reológicas do fluido olefinico quando submetidas a um envelhecimento de 16 horas e temperatura de 65,6°

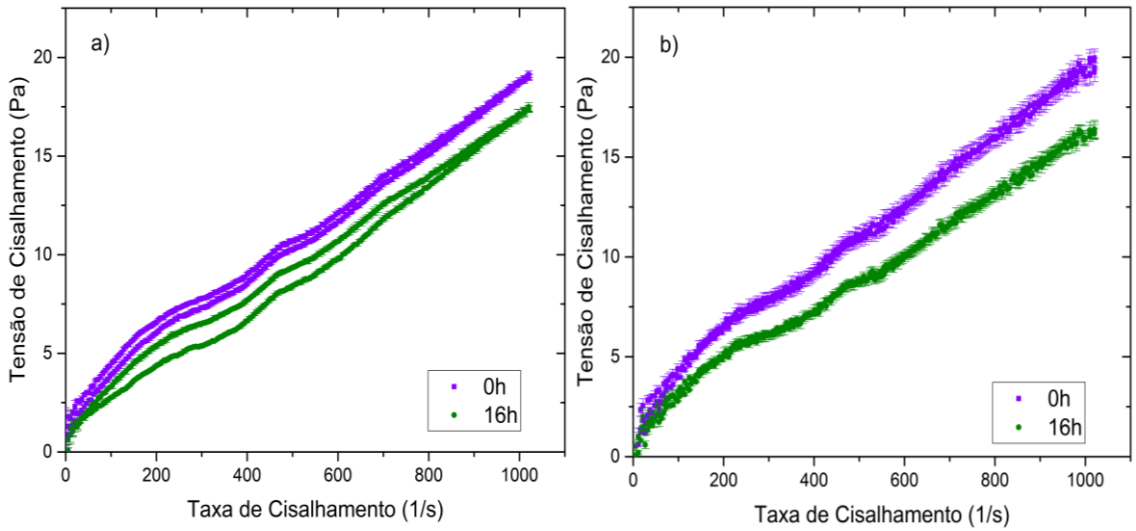


Figura 3: Tensão de Cisalhamento por Taxa de Cisalhamento para (a) Envelhecimento Estático (b) Envelhecimento Dinâmico

Os resultados indicam que há uma redução da tensão de cisalhamento após o envelhecimento do fluido por 16 horas, tanto no modo estático quanto no dinâmico. De acordo com Souza (2024), esse comportamento pode ser atribuído a um conjunto de fatores que atuam de forma simultânea, como a reorganização da rede estrutural do fluido, a desestabilização parcial dos agentes emulsificantes e viscosificantes e a possível coalescência das gotas da fase dispersa, que resulta na fragilização da emulsão. Soma-se a isso a sedimentação de sólidos, como a barita, que reduz a quantidade de partículas

ISBN: 978-65-5222-057-8

efetivamente suspensas, contribuindo para a diminuição da viscosidade e do limite de escoamento.

Esses processos, provocados pelo envelhecimento térmico, afetam diretamente a capacidade do fluido de manter sólidos em suspensão e de sustentar sua resistência ao escoamento, evidenciada pela redução expressiva dos parâmetros reológicos, especialmente o limite de escoamento (τ_0) e o índice de consistência (*K*).

Além disso, os resultados mostram também a influência do cisalhamento na tixotropia do fluido. Na Figura 3 (a), referente ao envelhecimento estático, observa-se um comportamento com forte tixotropia após 16 horas em repouso. Apresentando uma histerese entre as curvas de ida e volta, indicando a formação de uma rede estrutural interna, associada à floculação das partículas sólidas (barita, carbonato e cal hidratada) e às interações entre as gotículas da emulsão. Esse comportamento é consistente com o observado por Leal *et al.* (2021), que relatam que o envelhecimento estático favorece o desenvolvimento de redes estruturais mais robustas, aumentando a viscosidade e a força de gel do fluido.

Por sua vez, na Figura 3 (b), referente envelhecimento dinâmico, não há histerese perceptível, mesmo após 16 horas sob cisalhamento contínuo na taxa L600. Isso sugere a hipótese de que o cisalhamento constante pode dificultar a formação de estruturas internas, mantendo o fluido mais estável e fácil de bombear. Esse comportamento pode estar associado ao fenômeno conhecido como rejuvenescimento por cisalhamento, discutido por Fielding e Cates (2009), que descrevem que, em materiais com comportamento viscoelástico, o cisalhamento contínuo rompe temporariamente as redes estruturais formadas em repouso, impedindo o envelhecimento estrutural e mantendo a fluidez do sistema.

A fim de avaliar o comportamento da viscosidade ao longo do tempo durante o envelhecimento dinâmico, foi realizado um ensaio no qual o fluido permaneceu sob cisalhamento contínuo na condição de L600. Ilustrado na Figura 4 a seguir:

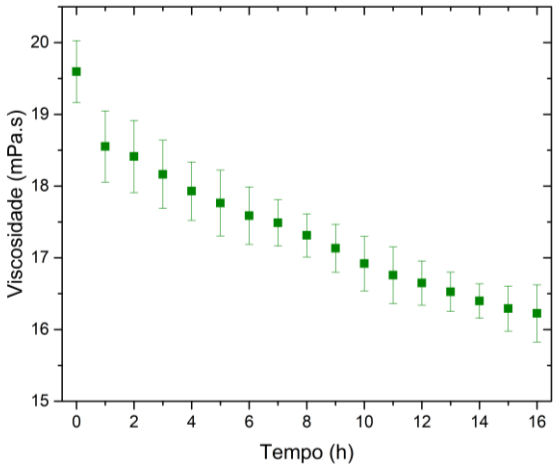


Figura 4 – Evolução da viscosidade do fluido de perfuração em função do tempo, na condição de envelhecimento dinâmico.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Observa-se, na Figura 4, uma tendência clara de redução gradual da viscosidade ao longo das 16 horas de envelhecimento dinâmico sob cisalhamento constante na condição de L600. Esse comportamento reflete os efeitos acumulativos do cisalhamento prolongado, associado à temperatura, que resulta na degradação progressiva da microestrutura interna do fluido. Esse resultado está alinhado com os mecanismos previamente discutidos por Souza (2024), que destacam que, mesmo em condições dinâmicas, processos como reorganização estrutural, coalescência parcial da fase dispersa e degradação de aditivos impactam diretamente o desempenho reológico do sistema.

A Tabela 1 apresenta os parâmetros do modelo Herschel-Bulkley para os dados experimentais do fluido de perfuração original (FPO), ou seja, sem envelhecimento, e após as condições de envelhecimento estático (EE) e dinâmico (ED). Para verificar possíveis alterações nos parâmetros, foi realizada uma análise estatística dos dados por meio dos testes de ANOVA e Tukey ($p \leq 0,05$). Os resultados indicaram que houve mudanças significativas em ambos os regimes de envelhecimento.

Tabela 1: Resultado do ajuste do modelo Herschel-Bulkley para as diferentes condições de envelhecimento.

	τ (Pa)	K (Pa.s)	n	R^2
FPO	2,218 ± 0,160	0,032 ± 0,004	0,904 ± 0,010	0,995
EE	0,802 ± 0,013	0,016 ± 0,001	0,998 ± 0,001	0,995
ED	1,122 ± 0,020	0,027 ± 0,016	0,915 ± 0,010	0,994

A análise dos parâmetros reológicos obtidos pelo modelo de Herschel-Bulkley evidencia que o envelhecimento estático ouve uma redução expressiva no limite de escoamento, que caiu de 2,218 Pa para 0,802 Pa, indicando uma perda acentuada da estrutura interna do fluido, possivelmente associada à reorganização da microestrutura, sedimentação de sólidos ou instabilidade da emulsão. Além disso, houve uma queda no parâmetro de consistência (*K*) e um aumento do índice de comportamento (*n*), que se aproximou de 1, refletindo um fluido com comportamento mais próximo de Newtoniano. No envelhecimento dinâmico, embora os efeitos tenham sido menos severos, também se verificou uma redução dos parâmetros τ_0 e K, acompanhada do aumento de n, o que reforça a hipótese de que o cisalhamento constante, apesar de atenuar a degradação, não impede completamente a perda das características reológicas do fluido ao longo do tempo.

CONCLUSÕES

Os resultados mostraram que a variação da viscosidade com a temperatura apresentou comportamento pseudoplástico, típico para esse tipo de fluido. Embora a curva L600 tenha exibido uma leve oscilação, isso não comprometeu a análise dos dados. Em relação ao envelhecimento, foi observado comportamento tixotrópico na condição

ISBN: 978-65-5222-057-8

estática, enquanto no envelhecimento dinâmico essa característica não se manifestou, devido à aplicação contínua da taxa de cisalhamento (L600), que impediu a formação de estruturas internas ao longo do tempo.

Além disso, verificou-se uma redução na tensão de escoamento após 16 horas de envelhecimento em ambas as condições. Os parâmetros obtidos pelo ajuste do modelo de Herschel-Bulkley foram coerentes com o esperado para esse tipo de sistema, confirmando a adequação do modelo. Destaca-se que, após o envelhecimento estático, o fluido apresentou um comportamento mais próximo de newtoniano, diferindo do comportamento pseudoplástico observado nas demais condições, o que reforça a influência do regime de cisalhamento sobre as propriedades reológicas do fluido.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) e à Petrobras pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANTON PAAR. *Temperature-dependent behavior without chemical modifications*. Anton Paar Wiki, 2024.

APALEKE, A. S.; AL-MAJED, A.; HOSSAIN, M. E. *Drilling Fluid: State of The Art and Future Trend*. Cairo: Society of Petroleum Engineers, 2012. SPE 149555-MS.

API. Standard Procedure for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids (API RECOMMENDED PRACTICE 13B-2). Washington: API, 2023.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. 6. ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2011.

CAMPOS, E. A.; MANSUR, C. R. E.; LUCAS, E. F. Desenvolvimento de desemulsificantes para emulsões água/óleo do petróleo: uma revisão. *Química Nova*, v. 31, n. 8, p. 1940-1949, 2008.

FIELDING, S. M.; CATES, M. E. Shear rejuvenation, aging and shear banding in soft glassy materials. *Journal of Rheology*, v. 44, p. 323–369, 2009.

FRIAÇA, Fernando Garcia. *Estabilidade e reologia de emulsões inversas de olefina linear com soluções saturadas de NaCl e $CaCl_2$*. 2020. 95 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

GOODWIN, J. W. *Colloids and Interfaces with Surfactants and Polymers: An Introduction*. Portland: John Wiley & Sons, 2004.

KUNERT, R. et al. *Processamento Primário de Petróleo*. Rio de Janeiro: Universidade Petrobras, 2007.

LEAL, C. A.; NASCIMENTO, R. C. A. M.; AMORIM, L. V. Estudo de suspensões de bentonitas sob diferentes condições térmicas. *Revista Ciência e Engenharia*, v. 31, n. 1, p. 52–60, 2021.

RASOOL, M. H.; AHMAD, M.; JAWAAD, A.; SIDDIQUI, N. A. Drilling Fluid Chemistry – Tracing the Arc from Past to Present. In: INTECHOPEN (Org.). *Exploring the World of Drilling*. [S.l.]: IntechOpen, 2024.

SERRA, A. A. *A Influência de Aditivos de Lama de Perfuração sobre as Propriedades Geoquímicas de Óleos*. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

SOUZA, G. *Estudo da estabilidade reológica de fluidos de perfuração olefínicos submetidos a envelhecimento térmico*. 2024. 124 f. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2024.

ISBN: 978-65-5222-057-8

EXERCÍCIOS SIMULADOS COMO FERRAMENTA PARA MELHORIA DA SEGURANÇA OPERACIONAL EM POÇOS DE PETRÓLEO *OFFSHORE*

Yuri de Oliveira Lima[1], Felipe Pedrosa de Lima[1],
Jonas Rafael Duarte Cavalcante[1], Tássio Jorge Figueiredo de Araújo[1],
José Carlos dos Santos Júnior[1], Leonildo da Silva Neto[1],
Aline da Silva Ramos Barbosa[1], Vinicius da Silva Ferreira[2]

[1]Edge/UFAL - Universidade Federal de Alagoas, yuri.lima@edge.ufal.br, [2]Petrobras, vinicius.ferreira@petrobras.com.br

RESUMO

A despeito dos avanços das fontes de energia renovável e sua crescente participação na matriz energética mundial, os combustíveis fósseis, em especial o petróleo, ainda possuem participação dominante. Fatores como infraestrutura consolidada e demanda constante justificam a manutenção dessa posição de destaque e, ainda hoje, observa-se um crescimento contínuo no número de poços de produção de petróleo. Acompanhado a isso, aumentam as preocupações relacionadas a esses processos, uma vez que existem riscos inerentes em todo o ciclo de vida de poços de petróleo. Falhas na execução podem resultar em acidentes, e ainda com potencial para causar impactos ambientais e socioeconômicos significativos. Nesse cenário, os estudos relacionados à segurança e integridade de poços têm ganhado notoriedade na indústria de petróleo e gás, por envolverem um conjunto de tecnologias, normas e práticas que procuram garantir a operação segura dos poços ao longo do ciclo de vida, desde o planejamento até o abandono, prevenindo falhas que possam comprometer a segurança operacional e causar danos ao meio ambiente. Nessa perspectiva, o presente artigo busca destacar a importância da segurança operacional em todas as fases do processo, como forma de assegurar a integridade de poços de petróleo offshore ao longo de todo o seu ciclo de vida. Para isso, realizou-se uma análise de documentos técnicos relacionados a exercícios que simulam diferentes cenários operacionais. Essas simulações têm o objetivo de treinar as equipes embarcadas para reagir a diversas situações que podem surgir durante a operação, buscando aprimorar a capacidade dos colaboradores em tomar decisões mais assertivas quanto aos procedimentos a serem adotados em cada cenário. Essa abordagem permite compreender a importância desses exercícios como ferramenta de melhoria da segurança operacional, oferecendo suporte às ações voltadas à garantia da integridade dos poços de petróleo e gás, mitigando riscos às pessoas, ao meio ambiente e aos equipamentos envolvidos.

Palavras-chave: Segurança Operacional; Integridade de Poços; Petróleo Offshore; Impactos Ambientais; Impactos Socioeconômicos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O setor de petróleo e gás possui relevância estratégica para a economia global, uma vez que esses recursos naturais atuam como fonte de energia para diversos setores e como matéria-prima essencial para produção de uma vasta categoria de produtos. Em 2023, os combustíveis fosseis continuaram a dominar a matriz energética mundial, com o petróleo e gás natural correspondendo, respectivamente a aproximadamente 30% e 23% do total (ENI, 2024).

A posição de destaque ocupada pelo setor de petróleo e gás é sustentada por uma demanda global contínua por derivados desses recursos naturais em diversos setores industriais e de transporte, bem como por uma infraestrutura amplamente consolidade e em constante desenvolvimento. Como resultado, nota-se uma expansão da produção de petróleo e gás, evidenciada pelo crescimento do número de poços em operação por todo o mundo.

O crescimento contínuo do número de poços de produção, especialmente em ambientes *offshore*, tem sido acompanhado por um aumento no número de incidentes. Dessa forma, as preocupações com a segurança e integridade de poços, vem ganhando importância na indústria e na comunidade cientifica, por envolver uma série de tecnologias, normas e práticas que procuram garantir a segurança da operação ao longo de todo o ciclo de vida de um poço. A partir disso, a indústria de petróleo e gás junto a comunidade cientifica, tem direcionado esforços para o desenvolvimento de soluções técnicas e gerenciais capazes de minimizar os riscos associados a essas operações. Essa demanda reforça a importância de desenvolver mecanismos preventivos e de capacitar as equipes embarcadas para uma melhoria contínua da segurança operacional, mitigando os riscos às pessoas, ao meio ambiente e aos equipamentos envolvidos.

O presente artigo tem como objetivo realizar uma análise qualitativa de documentos relacionados a exercícios que simulam cenários críticos em plataformas de petróleo e gás *offshore*, com o intuito de destacar a importância desses treinamentos para assegurar a segurança operacional, reduzindo o risco de falhas humanas. Além disso, a análise está inserida em um contexto de desenvolvimento de um sistema para gestão e aplicação desses exercícios, permitindo um planejamento e gerenciamento mais eficaz dos treinamentos, bem como a realização de análises mais aprofundadas.

REFERENCIAL TEÓRICO

A demanda crescente pela extração de petróleo e gás em águas profundas ou ultraprofundas tem levado ao desenvolvimento de plataformas *offshore* com configurações de instalações, processos e equipamentos cada vez mais complexas, o que, por sua vez, aumenta a complexidade dos sistemas de gestão dessas unidades. Nesse sentido, a interação entre operadores e equipamentos assume um papel relevante para a segurança nas plataformas. Imprecisões na interação entre os dois mundos, associado aos riscos inerentes às atividades da indústria petrolífera, podem resultar em acidentes de

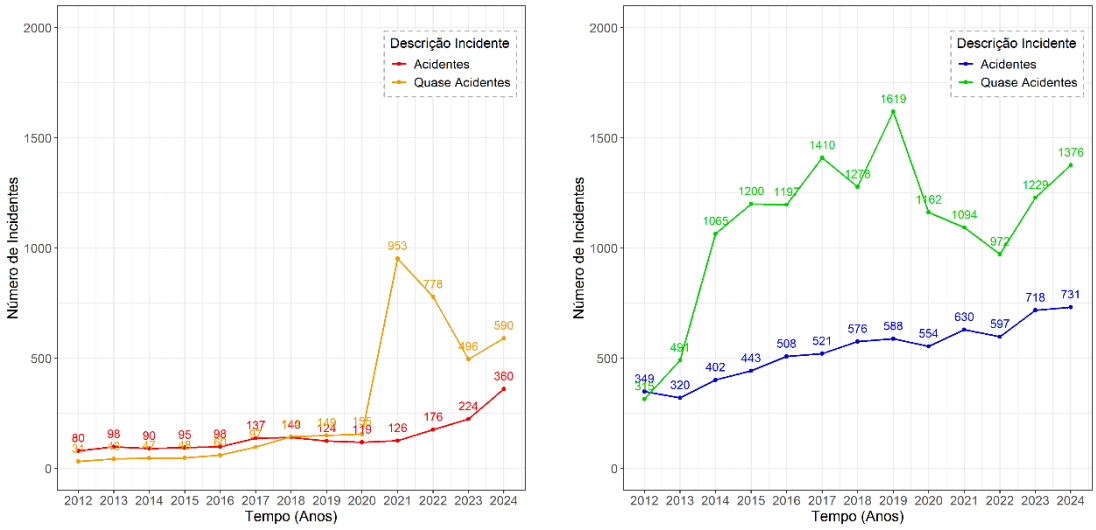
ISBN: 978-65-5222-057-8

grandes proporções, comprometendo a saúde humana, o meio ambiente e os equipamentos envolvidos.

No Brasil, o avanço das atividades de exploração e produção de petróleo e gás tem sido acompanhada por um aumento no número de incidentes. A Resolução ANP nº 882 (2022) define incidente como qualquer ocorrência que possa causar poluição, danos ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais ao patrimônio ou interrupção das operações. Essa definição inclui tanto os acidentes, que resultam efetivamente nos danos mencionados, quanto os quase acidentes, caracterizados por ocorrências com o potencial de causar tais danos.

Segundo dados da ANP (2025), a quantidade de incidentes reportados apresentou um crescimento expressivo entre 2012 e 2024. Em 2012, foram registrados 60 e 349 acidentes em ambiente terrestre e marítimo, respectivamente. Já em 2024, esses números aumentaram para 360 e 731 ocorrências, representando um aumento de 500% no ambiente terrestre e de 109,46% no ambiente marítimo, conforme ilustrado na Figura *1*. No entanto, os incidentes *offshore*, representam 81% do total de incidentes registrados. Ressalta-se que esses dados refletem, em grande parte, a intensificação das atividades no setor, juntamente com aumento da quantidade de poços de exploração e produção de petróleo e gás.

Figura 1: Número de incidentes reportados a ANP de 2012 a 2024: (a) terrestres e (b) marítimos.



Fonte: Adaptado de ANP (2025).

No setor *offshore* dois acidentes se destacam pelos impactos causados. O primeiro, ocorreu na plataforma Piper Alpha, em 6 de julho de 1988, no Mar do Norte, sendo considerado por muitos, o maior acidente da indústria de petróleo. O desastre resultou na morte de 167 pessoas, 165 colaboradores e 2 socorristas, e a perca completa da unidade *offshore*. Embora não tenha causado derramamento de óleo, os impactos humanos e financeiros foram significativos, gerando mudanças nas legislações e nos sistemas de segurança (Franca; Santos, 2014). Apesar do desastre ocorrer por uma série de eventos negativos, a causa imediata foi uma falha crítica de

ISBN: 978-65-5222-057-8

comunicação e documentação entre equipes de manutenção: permissões de trabalho foram emitidas separadamente para a bomba de condensado e para sua válvula de segurança, localizada em outro nível da plataforma. Assim, os operadores, ao consultar a permissão da bomba, não foram alertados de que a válvula havia sido removida e substituída provisoriamente por um disco mal fixado. A ativação da bomba reserva, sem esse conhecimento, provocou o vazamento de condensado e a explosão inicial que desencadeou a sequência de eventos negativos que causaram a catástrofe (Reid, 2020).

O segundo acidente, ocorreu na plataforma conhecida como Deepwater Horizon, em 20 de abril de 2010, no poço Macondo, considerado o maior desastre do século na indústria de óleo e gás. A explosão da plataforma, provocada por uma liberação descontrolada de gás e óleo durante a perfuração de um poço exploratório, resultou na morte de 11 colaboradores, 17 feridos, perda total da unidade e um vazamento de aproximadamente 5 milhões de barris de petróleo no Golfo do México ao longo de 87 dias (Passow; Overton, 2021; Stewart et al., 2022). Investigações posteriores buscaram não apenas identificar as causas imediatas, mas compreender a cadeia de eventos que levaram ao acidente. Segundo relatório do governo norte-americano, a causa imediata foi uma falha na cimentação do poço, agravada por uma série de erros operacionais (Graham et al., 2011). Os testes de pressão, parte importante do procedimento de cimentação, indicaram valores anômalos que sugeriam possível vazamento. No entanto, houve uma troca de turno e apesar de existir interpretações diferentes dos responsáveis de cada turno, a intervenção não foi interrompida. Além disso, a equipe que iria realizar a avaliação da qualidade do cimento empregado, etapa importante e que poderia revelar a falha na cimentação, foi dispensada. Frente a isso, falhas na comunicação organizacional, entre empreiteiros, contratantes e operadores, mostraram-se cruciais para a sequência de eventos negativos que causaram a catástrofe (Figueiredo et al., 2022; Franca; Haddad; Santos, 2016).

Nota-se que a falha humana está intrinsecamente associada à ocorrência de acidentes industriais, sendo reconhecida como um fator recorrente e crítico, principalmente em ambientes complexos como plataformas *offshore*. Luquetti dos Santos et al. (2013) relatam que os fatores humanos tratam de questões relacionadas aos seres humanos, seu comportamento e as condições físicas do ambiente de trabalho, buscando compreender, sobretudo, a interação entre pessoas e sistemas. A ANP (2024) apresenta uma definição mais ampla, descrevendo fatores humanos como o conjunto de fatores organizacionais, ambientais, tecnológicos e individuais que influenciam o comportamento no trabalho, podendo impactar diretamente a saúde e a segurança. Embora as duas abordagens apresentarem algumas diferenças, as duas se complementam, com a definição da ANP proporcionando uma visão mais abrangente dos fatores que influenciam o comportamento no ambiente de trabalho.

Nessa perspectiva, a segurança operacional vem ganhando notoriedade dentro da indústria de petróleo e gás. Embora a definição e mensuração do termo “segurança” apresentem desafios consideráveis, especialmente em ambientes de alta complexidade como a engenharia de poços, alguns autores

ISBN: 978-65-5222-057-8

têm se empenhado em estabelecer uma compreensão mais clara para o conceito de segurança operacional.

Um conceito amplo e bastante abraçado pela comunidade cientifica é abordado pela ANAC (2012), que define segurança operacional como em que os riscos de danos a pessoas ou bens são minimizados e mantidos em níveis aceitáveis ou inferiores, por meio de um processo contínuo de identificação de perigos e gestão de riscos. Já a ANP (2023) aborda um conceito mais voltado a indústria petrolífera, definindo segurança operacional como o conjunto de práticas, procedimentos, equipamentos e sistemas de gestão destinados a criar barreiras de segurança nas atividades diárias de perfuração e produção em instalações industriais.

A identificação e desenvolvimento de novas tecnologias e ferramentas voltadas à mitigação de falhas humanas assumem um papel importante para a gestão da segurança operacional. Esses recursos são essenciais para minimizar fragilidades associadas à interação entre operadores e sistemas complexos, contribuindo de forma significativa na segurança da operação em todo o ciclo de vida de um poço.

METODOLOGIA

O presente artigo adota uma abordagem qualitativa, com base em uma análise documental, visando compreender como exercícios simulados aplicados para diferentes cenários em plataformas *offshore*. Essas simulações têm como objetivo treinar as equipes para a tomada de decisões mais assertivas diante de cenários críticos, minimizando riscos associados a falhas humanas. Além disso, este estudo está inserido em um contexto de desenvolvimento de um sistema voltado à padronização, registro e gestão desses exercícios, permitindo a estruturação das informações, possibilitando que futuramente, seja possível a realização de análises qualitativas e quantitativas mais robustas. Os documentos usados para a análise e desenvolvimento do sistema foram disponibilizados por uma empresa petrolífera.

O processo de análise envolvei a investigação de 41 formulários agrupados em 7 grupos, fechamento de poço prático e teórico, *diverter drill*, *hang-off*, *choke drill*, desconexão de emergência e perda de posição. Durante a investigação foram removidas quaisquer informações consideradas sigilosas, garantido a confidencialidade.

Além disso, para a construção do embasamento teórico, foram utilizadas ferramentas de busca como Google acadêmicos e Periódicos CAPES, sem a definição de um banco de dados e período específicos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Ao realizar a análise de cada exercício simulado, os objetivos foram inicialmente classificados de acordo com o tipo de exercício, conforme apresentado na Tabela 1. Essa categorização foi importante para a compreensão dos objetivos de cada exercício, permitindo a identificação da finalidade de cada grupo de simulados.

Tabela 1: Tipos de exercícios identificados e seus objetivos.

Tipo de exercício	Objetivo
Fechamento de poço Teórico	Fornecer treinamento conceitual sobre situações críticas nas quais a execução prática do simulado não é possível.
Fechamento de poço Prático	Capacitar as equipes de sondagem e *mudlogging* na detecção de indícios de *kick*, por meio da simulação das etapas de fechamento de poço durante a perfuração em diferentes cenários.
Diverter Drill	Verificar a funcionalidade do *diverter*, garantir a desobstrução das linhas e a conformidade da equipe com os procedimentos de remoção de gás de *riser*.
Hang-off	Avaliar a competência da equipe de sondagem na realização de *hang-off* da coluna de trabalho em operações de *heavy workover*, perfuração, completação, avaliação e abandono.
Hang-off e Choke drill	Avaliar a competência da equipe de sondagem na realização de *hang-off* da coluna de trabalho em operações de perfuração e na realização de exercício de controle de poço (*choke drill*).
Desconexão de emergência	Instruir as equipes de construção e manutenção de poços quanto à prevenção de desconexões com fechamento inadequado da gaveta cisalhante.
Perda de posição	Orientar as equipes de construção e manutenção de poços em operações como THD (*Top Hole Drilling*) ou retirada de coluna de produção no mar aberto, onde a desconexão de emergência não é possível.

Fonte: Os autores (2025).

Posteriormente, uma análise qualitativa dos exercícios simulados, revelando um conjunto robusto de práticas e técnicas operacionais que visam aprimorar a segurança e a eficácia das equipes diante de cenários críticos. Na Tabela 2 são apresentados os principais resultados observados na análise.

Tabela 2: Principais características observadas ao realizar a análise qualitativas dos exercícios simulados.

(continua)

Características	Descrição
Diversificação e cobertura ampla dos exercícios	Os simulados abrangem uma variedade interessante de cenários, permitindo que as equipes se preparem para diferentes tipos de incidentes e desafios operacionais.
Objetivos voltados a capacitação e minimização dos riscos	O principal objetivo dos simulados é treinar as equipes para tomadas de decisões mais rápidas e assertivas, principalmente em cenários de riscos.
Frequência e contexto dos exercícios	Verificar a funcionalidade do *diverter*, garantir a desobstrução das linhas e a conformidade da equipe com os procedimentos de remoção de gás de *riser*.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 2: Principais características observadas ao realizar a análise qualitativas dos exercícios simulados.

(conclusão)

Características	Descrição
Abordagem Técnica	Ao realizar a análise documental, nota-se que os exercícios são bastante técnicos, com um foco em operações críticas e o uso de ferramentas específicas para controle de risco. O detalhamento das operações e das ferramentas utilizadas evidência que os simulados não são apenas exercícios gerais, mas exercícios técnicos com práticas precisas e essenciais para a segurança operacional;
Minimização da falha humana	Apesar dos simulados não tratarem diretamente de falhas humanas, a estrutura e a natureza dos exercícios sugerem um foco na redução dos erros humanos. Os simulados procuram melhorar a comunicação e preparar as equipes para tomada decisões mais assertivas em emergências e falha operacional, principalmente em cenários de muita pressão.

Fonte: Os autores (2025).

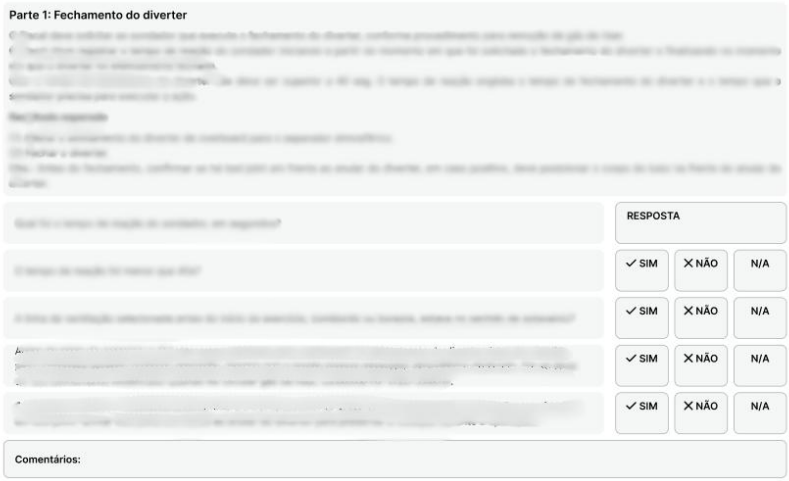
Esses resultados permitiram identificar o potencial dos exercícios simulados como ferramenta para o treinamento sistemático, se mostrando um instrumento de grande importância para a formação das equipes embarcadas. Esses simulados contribuem para tomadas de decisões mais assertivas diante da pressão de situações complexas e de alto risco, como os enfrentados em plataformas *offshore*, impactando diretamente na melhoria contínua das práticas de segurança operacional.

Frente a esse cenário, está em desenvolvimento um sistema para a criação e aplicação dos exercícios simulados, com o objetivo de facilitar a gestão e execução. Além disso, a ferramenta permitirá a estruturação dos dados e das informações apresentadas por esses documentos, possibilitando a realização de análises mais aprofundadas. Com isso, será viabilizada a identificação das principais falhas cometidas pelas equipes e, consequentemente, o direcionamento mais eficaz dos treinamentos e da preparação dos colaboradores.

O sistema permitirá a realização dos exercícios simulados de forma impressa e posteriormente levado ao sistema, ou diretamente no sistema. Vale salientar que esses exercícios são aplicados de forma oral por fiscais da operação, onde as equipes serão colocadas em cenários práticos de alta criticidade. O fiscal interage com a equipe ao longo de toda a simulação, avaliando aspectos como leitura e interpretação de dados, comunicação, comportamento e tomada de decisões, e sinaliza o desempenho dos colaboradores para o sistema com “sim”, quando o desempenho é satisfatório, e “não”, quando insatisfatório, ou seja, toda a avaliação do exercício é conduzida para respostas com “sim”, “não” ou “não se aplica”. Na Figura 2 é apresentado um trecho de um exercício do grupo *Diverter Drill* na forma impressa.

ISBN: 978-65-5222-057-8

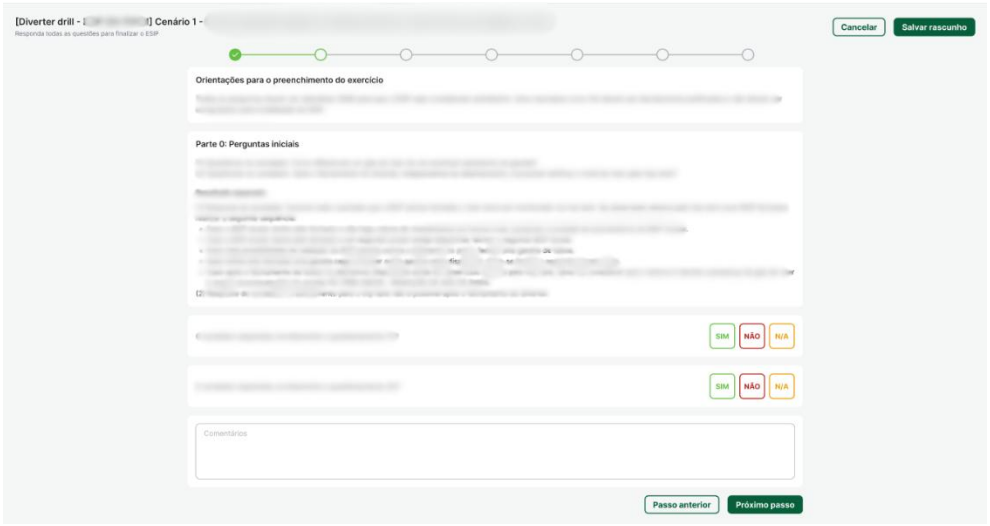
Figura 2: Trecho de um exercício simulado do tipo *Diverter Drill* em formato impresso.



Fonte: Os autores (2025).

Já na Figura 3 é apresentado o modelo de aplicação desses simulados direto no sistema que está sendo desenvolvido.

Figura 3: Trecho de um exercício simulado do tipo *Diverter Drill* com aplicação direta no sistema.



Fonte: Os autores (2025).

Adicionalmente, o sistema permitirá a integração com as etapas dos cronogramas de intervenções, permitindo um planejamento mais sólido e estruturado para a aplicação dos simulados ao longo de toda a intervenção. Essa abordagem, permitirá atender as fases de avaliação, perfuração, completação, *workover* e abandono, correspondentes ao ciclo de vida de um poço, contribuindo de forma significativa para a melhoria contínua da segurança nas operações *offshore*.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSÕES

Após o desenvolvimento do presente estudo, nota-se a importância de adotar novas ferramentas e tecnologias para minimizar falhas que comprometam a segurança de operações *offshore*. Com isso, a adoção de exercícios que simulam cenários críticos aparece como uma alternativa importante para a melhoria da segurança operacional, uma vez que, proporciona o aprendizado sistemático das equipes embarcadas, possibilitando a redução das falhas humanas e melhora a tomada de decisão dos colaboradores em situações críticas e de alta pressão. Além disso, com o desenvolvimento do sistema, será possível estruturar os dados e informações desses simulados, permitindo um planejamento e gerenciamento mais adequado desses treinamentos ao longo de todo o ciclo de vida de poços de petróleo e gás, mitigando riscos às pessoas, ao meio ambiente e aos equipamentos envolvidos.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à empresa pela generosa disponibilização dos documentos essenciais para o desenvolvimento da ferramenta e deste artigo. Expressamos também nossa gratidão à equipe do Centro de Inovação Edge pelo empenho, dedicação e comprometimento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL - ANAC. **RBAC 135: Requisitos Operacionais: operações complementares e por demanda**. Brasília, 2012. Disponível em: <https://www.anac.gov.br/assuntos/legislacao/legislacao-1/boletim-de-pessoal/2010/33s1/rbac-135#page=1.00&gsr=0>. Acesso em: 19 maio. 2025

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E. BIOCOMBUSTÍVEIS-ANP. **Resolução nº 882, de 27 de julho de 2022. Estabelece o procedimento para a comunicação de incidentes e o envio de relatórios de investigação pelos operadores de contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural.** Brasília, 27 jul. 2022. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-882-2022>. Acesso em: 19 maio. 2025

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E. BIOCOMBUSTÍVEIS-ANP. **Fiscalização da Segurança Operacional**. Brasília, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/folderes/arquivos-folders/73180.pdf>. Acesso em: 19 maio. 2025

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEL - ANP. **Relatório anual de segurança operacional das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural: 2023**. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/arq/raso/2023-relatorio-anual-seguranca-operacional.pdf>. Acesso em: 11 maio. 2025

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEL - ANP. **Painel Dinâmico de Acidentes Operacionais – Exploração e Produção de Petróleo e Gás**. Brasília, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas>. Acesso em: 19 maio. 2025

ENI. **World Energy Review 2024**. San Donato Milanese, 2024. Disponível em: <https://www.eni.com/en-IT/strategic-vision/global-energy-scenarios/world-energy-review.html>. Acesso em: 25 maio. 2025

FIGUEIREDO, Marcelo Gonçalves *et al.* O acidente da plataforma de petróleo Deepwater Horizon após 12 anos: análise com foco na dimensão coletiva do trabalho e nos fatores organizacionais. **Cadernos de Saúde Pública**, v. 38, n. 12, 2022.

FRANCA, Josue Eduardo Maia; HADDAD, Assed Naked; SANTOS, Isaac J. A. L. Evolução da Análise de Acidentes em Plataformas de Petróleo Offshore: Dos Equipamentos aos Fatores Humanos. *In*: Rio de Janeiro: 2016.

FRANCA, Josue Eduardo Maia; SANTOS, Isaac J. A. L. Fatores Humanos e Gestão de Riscos Offshore. *In*: Rio de Janeiro: 2014.

GRAHAM, Bob *et al.* **Deep Water: The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling**. Washington DC, 2011.

LUQUETTI DOS SANTOS, Isaac José Antonio *et al.* Human factors applied to alarm panel modernization of nuclear control room. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 26, n. 6, p. 1308–1320, nov. 2013.

PASSOW, Uta; OVERTON, Edward B. The Complexity of Spills: The Fate of the Deepwater Horizon Oil. **Annual Review of Marine Science**, v. 13, n. 1, p. 109–136, 3 jan. 2021.

REID, Marc. The Piper Alpha Disaster: A Personal Perspective with Transferrable Lessons on the Long-Term Moral Impact of Safety Failures. **ACS Chemical Health & Safety**, v. 27, n. 2, p. 88–95, 23 mar. 2020.

STEWART, Patricia *et al.* Assessing Exposures from the Deepwater Horizon Oil Spill Response and Clean-up. **Annals of Work Exposures and Health**, v. 66, n. Supplement_1, p. i3–i22, 7 abr. 2022.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO DO DESÁGUE EM PENEIRAS VIBRATÓRIAS

Rafael Yuri Medeiros Barbosa[1], Vinícius Pimenta Barbosa[2], Alex Tadeu de Almeida Waldmann[3], Estevão dos Santos Gedraite[4], Claudio Garcia[5], Rubens Gedraite[6]

[1]Universidade Federal de Uberlândia, rafayuri@ufu.br, [2]Universidade Federal de Uberlândia, vinicius.barbosa@ufu.br, [3]PETROBRAS, awaldmann@petrobras.com.br, [4]Universidade de São Paulo, estevão.gedraite@usp.br, [4]Universidade de São Paulo, claudio.garcia@usp.br
[6]Universidade Federal de Uberlândia, rgedraite@ufu.br

RESUMO

O estudo do processo de deságue nas peneiras vibratórias tipicamente utilizadas em sondas de perfuração de poços de petróleo apresenta peculiaridades que até o presente momento ainda não foram adequadamente estudadas, em função da falta de uma abordagem experimental adequada para entender o seu mecanis-mo. O conhecimento do comportamento da umidade em resposta a variações na rotação dos motores vibratórios é importante para a sintonização adequada do controlador de umidade a ser implementado em etapa futura. Dentre as variáveis operacionais que participam do processo, foi escolhida a rotação dos motores vibratórios da peneira como a variável perturbadora mais relevante, haja vista o fato de que o deságue é fortemente dependente dela. A umidade arrastada com o sólido retido foi medida em tempo real, tendo o seu comportamento temporal devidamente registrado. Foram estudadas as respostas a diversos degraus de aumento e diminuição da rotação aplicada aos motores vibratórios. A análise do comportamento da umidade foi realizada através de planilha eletrônica, que per-mitiu identificar a dinâmica das respostas da umidade. Verificou-se que a umida-de tende a variar de modo significativo durante as medições, apresentando alta variabilidade. Também foi verificado que o comportamento da umidade pode ser representado de forma adequada por um modelo com dinâmica de 1ª ordem.

Palavras-chave: deságue, resposta dinâmica, peneiramento vibratório.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O estudo do peneiramento vibratório aplicado aos sistemas extratores de sólidos das plataformas de perfuração de poços de petróleo não é um assunto inédito, apesar de relativamente pouco estudado em detalhes. Um dos principais desafios encontrados no tema é entender um pouco melhor como ocorre o processo de deságue durante a operação de uma peneira vibratória em escala industrial.

Este assunto vem sendo estudado há algum tempo, buscando um modo de en-tender a interdependência entre as variáveis operacionais tipicamente aplicadas no peneiramento vibratório em escala industrial e o teor de umidade residual arrastado juntamente com os sólidos retidos.

Os primeiros trabalhos desenvolvidos no tema buscaram estimar o teor de umidade residual a partir das variáveis que tradicionalmente participam do peneiramento vibratório, tais como: Fator-g (Fg), vazão e inclinação das telas de separação (Guerreiro, 2015; Pereira Jr et al., 2024; Sislian et al., 2025).

Foi criado um modelo matemático estático, que estimava de forma coerente o comportamento do teor de umidade em resposta a alterações nos valores das variáveis operacionais, dentro do intervalo estudado de variação das condições operacionais. Ainda nesta etapa, a inclusão do componente dinâmico no modelo estático citado foi feita de modo intuitivo, considerando o comportamento equiva-lente ao de um sistema de 1ª ordem com pequeno tempo morto (Freitas, 2017).

Outra contribuição ao estudo do deságue em peneiramento vibratório em escala industrial visou otimizar a posição da interface suspensão/sólido retido sobre as telas de separação, mantendo-a em ¾ do comprimento total das telas (Scott, 2006). Este estudo também relacionou este parâmetro com as variáveis opera-cionais já citadas e com o teor de umidade residual em análise (Guerreiro; Gedraite; Ataíde, 2016).

Importante ressaltar que nos trabalhos citados a coleta da amostra do sólido reti-do úmido era realizada por amostragem, sendo o material pesado inicialmente, submetido a posterior secagem e pesado novamente ao final do procedimento manual. Esta rotina experimental apresentava elevada incerteza e variabilidade nos resultados experimentais.

Neste trabalho é apresentado o progresso feito na determinação do teor de umidade residual do sólido retido, usando sensor de umidade industrial montado em linha, na região de descarte de sólidos da peneira, que envia sinal contínuo para o sistema de aquisição de dados.

METODOLOGIA

O trabalho foi desenvolvido por meio da análise de resultados de experimentos realizados na facilidade experimental existente no Laboratório de Separação da Faculdade de Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia, re-presentada esquematicamente na Figura 1, na qual a numeração indicada cor-responde a: (1) bomba de alimentação, (2) medidor de

ISBN: 978-65-5222-057-8

vazão eletromagnético, (3) peneira vibratória, (4) motores vibratórios da peneira, (5) sensor de umidade,(6) motor de agitação do tanque de suspensão e (7) tanque de armazenamento da suspensão sólido-líquido. O modelo da peneira vibratória usada é Mongoose Pro Shaker da fabricante MISwaco, com dois motores vibratórios de 1350 Watts cada, sendo a rotação destes manipulada através de um inversor de frequência. Já o sensor de vazão é do tipo sem contato por feixe infravermelho modelo QB4260 da fabricante MS Instruments. A fase líquida da suspensão utilizada nos experimentos é constituída de água com espessante argila esmectita (3,96%), enquanto a fase sólida é composta por partículas de areia com diâmetro médio de Sauter de 288 µm. A suspensão sólido-líquido utilizada circula em loop pela unidade experimental, com a corrente alimentada sendo separada pela peneira vibratória e retornando ao tanque de alimentação por dois dutos distintos, um para os sólidos retidos e outro para o fluido passante. Nos experimentos, a vazão de alimentação e a concentração volumétrica de sólidos na alimentação foram mantidas constantes em 50 m³/h e 5%, respectivamente.

Adicionalmente, foi usado um notebook com processador Intel® Core™ i5-82U, de 1,60 GHz a 1,80 GHz, usando sistema operacional de 64 bits e 8 GB de memória RAM para realizar a análise dos resultados experimentais. As análises foram realizadas com o emprego de planilha eletrônica.

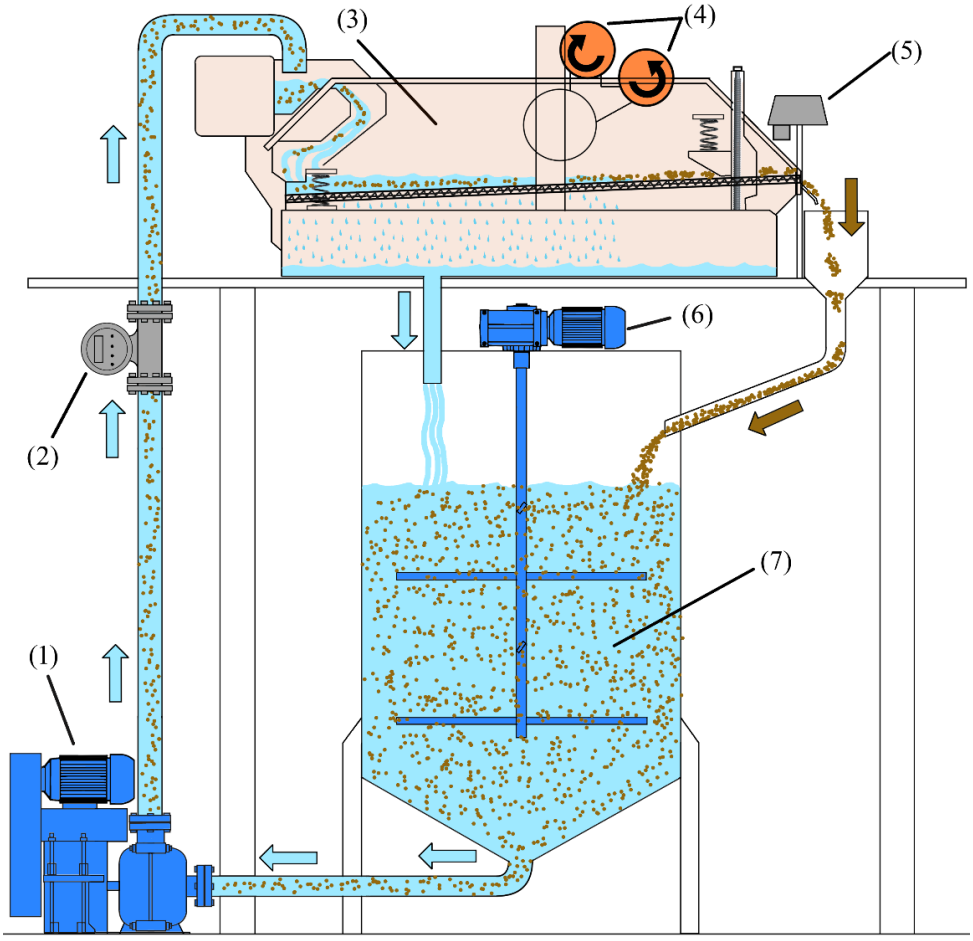


Figura 1: Facilidade Experimental utilizada
Fonte: autoria própria (2025)

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os sinais de excitação e os sinais de saída usados na análise são exibidos na Figura 2, na forma de etapas que emulam uma sequência binária pseudoaleató-ria (PRBS, em inglês) aplicada na rotação dos motores vibratórios. Devido às restrições de segurança do equipamento, as variações foram feitas em modo de operação manual. Como exemplo, os motores vibratórios da peneira foram exci-tados de 1200 a 1800 RPM e de 1800 a 1200 RPM, de maneira sequencial. Em média, a variação do teor de umidade dos sólidos retidos – em resposta à varia-ção de RPM – oscilou entre 1,5 VCC 4 VCC. Importante destacar que excitações de menor amplitude geraram resultados que estavam contidos nos intervalos de variância da própria variável de processo em estudo. A duração das etapas foi de, no mínimo, 5 minutos, pois há transientes que demoraram esse tempo para reagir ao estímulo aplicado.

Com base na Figura 2 é possível notar alguns comportamentos que são impor-tantes para entender a dinâmica do processo de deságue. O primeiro comporta-mento de interesse está relacionado ao aumento do sinal de umidade com o au-mento da rotação dos motores vibratórios. À primeira vista poderia ser esperado que aumentando a vibração o deságue seria também aumentado, resultando em um sólido retido mais seco. No entanto, isto não ocorre na prática e a explicação pode estar relacionada ao fato de que aumentando a vibração imposta às telas de separação da peneira ocorre um aumento na velocidade com a qual o sólido é transportado sobre a tela. O raciocínio inverso também é verdadeiro, a saber, diminuindo a vibração o sólido retido tende a permanecer por mais tempo sobre a tela de separação, sendo descartado mais seco.

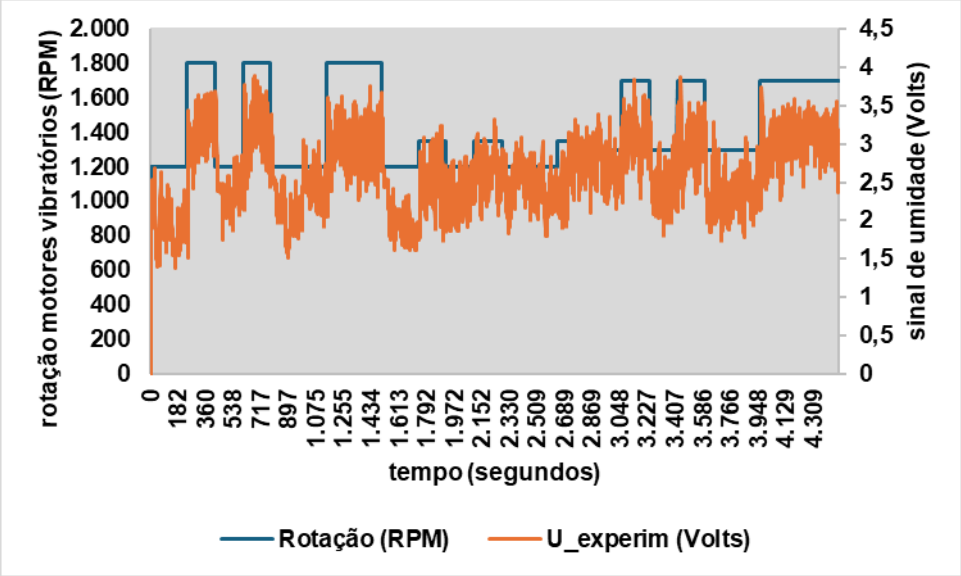


Figura 2: Sinais de excitação e de saída coletados eletronicamente
Fonte: autoria própria (2025)

ISBN: 978-65-5222-057-8

A variabilidade observada no sinal de umidade é atribuída à natureza vibratória do equipamento, que tende a promover um movimento caótico do sólido retido sobre a telas de separação até o ponto de medição (Raja et al., 2012). Este, por sua vez, também está submetido à vibração imposta, pois é montado na saída do cesto da peneira. Assim, tanto o sólido é transportado de maneira aleatória sobre as telas de separação quanto o amostrador vibra na mesma frequência imposta pelos motores vibratórios, gerando um deságue variável com o tempo. Essa tendência do comportamento está coerente com o verificado experimental-mente por meio de pesagem e secagem das amostras colhidas manualmente.

A identificação do modelo matemático semi-empírico que representa o compor-tamento do teor de umidade (expresso em VCC) em função da rotação dos mo-tores vibratórios, bem como de seus parâmetros, seguiu a metodologia proposta por Aguirre (2015) e por Seborg, Edgar e Mellichamp (2016), que é baseada em modelos de primeira ordem com tempo morto (*First Order Plus Dead Time*, *FOPDT*, em inglês).

Este procedimento de identificação de modelos matemáticos é bastante robusto e pode ser aplicado em etapa futura para ajustar os parâmetros de sintonia do controlador de umidade do processo (Garcia, 2022**)**. O principal fator limitante deste método reside no fato de que os modelos identificados são válidos dentro dos limites considerados na curva de reação do processo, apresentando restrições no que tange à extrapolação da faixa de excitação do processo.

Foi ajustado um modelo global para representar o comportamento do teor de umidade dos sólidos retidos, válido para a condição de excitação estudada. É importante destacar que a condição estudada cobre praticamente todo o intervalo de variação tipicamente encontrada para o funcionamento da peneira vibratória em escala industrial.

O modelo global do tipo *FOPDT*, que representa o comportamento dinâmico do teor de líquido residual presente nos sólidos retidos em função da rotação dos motores vibratórios é apresentado na Eq. (1).

$$\frac{U\,(Vcc)}{RPM} = \frac{0{,}0014}{(40{,}42 \cdot s + 1)} \cdot e^{-4 \cdot s} \qquad (1)$$

É importante destacar, também, que o modelo global apresentado na Eq. (1) contempla a dinâmica do conjunto Fg e $U\,(Vcc)$, ou seja, a influência do adimen-sional Fg já está incluída na resposta do comportamento do teor de umidade residual do material sólido granular retido. Também é importante lembrar que a malha de controle do Fg estava sendo operada em modo manual quando da realização dos experimentos.

Atualmente está sendo estudado o desenvolvimento de modelo usando técnicas de identificação linear e não linear do comportamento dinâmico do teor

ISBN: 978-65-5222-057-8

de úmida-de residual do material sólido retido nas peneiras de separação vibratória, consi-derando como variáveis de perturbação os valores da vazão da suspensão e a amplitude do aplicado à peneira vibratória (Gedraite et al., 2024). Este novo modelo apresenta resultados mais confiáveis e precisos, quando comparado com o modelo apresentado neste trabalho.

O comportamento do teor de umidade residual arrastado com os sólidos retidos – tanto o comportamento experimental quanto o comportamento simulado com base no modelo global identificado – são apresentados na Figura 3.

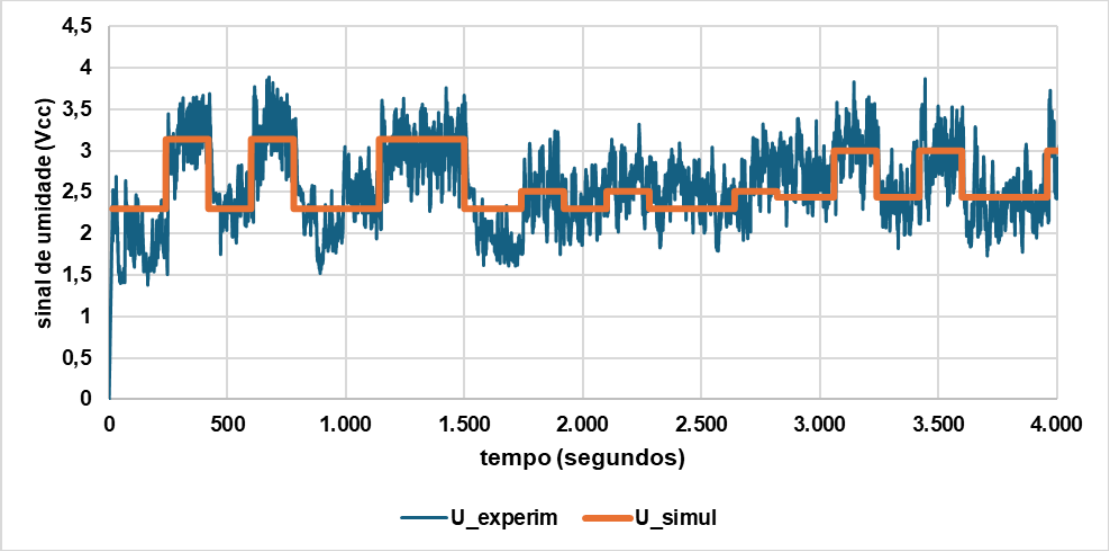


Figura 3: Sinais de umidade estudados
Fonte: autoria própria (2025)

CONCLUSÕES

Com base nos resultados obtidos, foi possível avaliar e modelar matematicamen-te o comportamento dinâmico do teor de umidade residual em uma peneira vibratória industrial, usando modelos semiempíricos identificados.

A variabilidade apresentada nos resultados experimentais é inerente ao proces-so e representa uma “medida” da dificuldade de coletar a amostra de material sólido granular sendo transportado sobre a tela de separação da peneira.

Os parâmetros identificados para o modelo matemático global do processo de deságue se mostraram coerentes e adequados para explicar o comportamento da variável de processo de interesse, permitindo demonstrar a interdependência entre a rotação imposta aos motores vibratórios e o teor de umidade residual do sólido retido.

O modelo global poderá ser utilizado para o estudo da sintonia do controlador de umidade, representando de forma teórica, via simulação computacional, a dinâ-mica do processo. A implementação do controlador de umidade no equipamento não foi contemplada neste trabalho.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro concedido pela FAPEMIG e pelo CNPq, por meio das bolsas de pós-graduação concedidas e à PETROBRAS, por meio do Termo de Cooperação 0050.0118740.21.9.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUIRRE, L. A. **Introdução à identificação de sistemas**. 3. Ed., Belo Horizonte: Editora UFMG, 2015. https://doi.org/10.13140/RG.2.1.1616.7925.

FREITAS, M. S., **Avaliação do comportamento dinâmico do peneiramento vibratório utilizando modelos identificados**. 99 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. 2017.

GARCIA, C. **Modelagem e simulação de sistemas eletromecânicos e processos industriais**, São Paulo: Edusp, 3ª Ed, 2022.

GEDRAITE, E. S.; BARBOSA, V. P.; BARBOSA, R. Y. M.; WALDMANN, A. T. A.; GEDRAITE, R.; GARCIA,C. System Identification applied to a Shale Shaker using Linear and Non-Linear Models. IFAC-PapersOnLine, 58-28 (2024) 732-737. https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2025.01.053.

GUERREIRO, F. S. **Estudo experimental do peneiramento vibratório em batelada de suspensão diluída de rocha fosfática: determinação do teor de umidade de material retido, eficiência granulométrica e diâmetro de corte**. 2015. 67f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2015.

GUERREIRO, F. S.; GEDRAITE, R.; ATAÍDE, C. H. Residual Moisture content and separation efficiency optimization in pilot–scale vibrating screen. Powder Technol.,2016. http://dx.doi.org/10.1016/j.powtec.2015.10.016.

PEREIRA JUNIOR, W. V.; BARBOSA, V. P.; BARBOSA, R. Y. M.; GEDRAITE, E. DOS S.; MALAGONI, R. A.; GARCIA, C.; GEDRAITE, R. Proposta de uma malha de controle de umidade do sólido retido em peneira vibratória industrial. OBSERVATÓRIO DE LA ECONOMÍA LATINOAMERICANA, 2024. *22*(4), e4351. https://doi.org/10.55905/oelv22n4-197.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RAJA, V.; CHASE, G. G.; JONES, B. N.; GEEHAN, T. Computational modeling and experiments on shale shaker performance. In: *AADE Fluids Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, April, 2012.

RONAES, E.; VIK, S. E.; TAUGBOL, K.; SJAHOLM, A.; KAAGESON-LOE, N. Remote real-time monitoring of particle size distribution in drilling fluids during drilling of a depleted HTHP reservoir, In: *SPE/IADC*, pp. 1-11, Manama, Bahrain, 26-28 October 2009.

SCOTT, E. L. **Automatic Shaker Control**. In: *IADC/SPE DRILLING CONFERENCE,* 2006, Miami. IADC/SPE Drilling Conference, Miami: [s.n.], 2006.

SEBORG D. E.; EDGAR, T. F.; MELLICHAMP, D. A. **Process dynamics and control.** USA: Wiley, 3rd Ed, 2016.

SISLIAN, R.; COTTA, R. S.; BARBOSA, R. Y. M.; BARBOSA, V. P.; GEDRAITE, R.; GUEDES, M. P. Modeling of Fluid Content in Vibratory Screening Residual Solids Using Artificial Neural Networks. The Journal of Engineering and Exact Sciences, 2025. *11*(1), 21481. https://doi.org/10.18540/jcecvl11iss1pp21481.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ANÁLISE NUMÉRICA DO EFEITO DA DILATÂNCIA NA INSTALAÇÃO DE REVESTIMENTOS EM SOLOS NÃO COESIVOS

Jennifer Mikaella Ferreira Melo[1], Mávyla Sandreya Correia Tenório[2], Beatriz Ramos Barboza[3], João Paulo Lima Santos[4], Karl Igor Martins Guerra[5], Rafael Dias[6]

[1]Laboratório de Computação Científica e Visualização, jennifer.ferreira@lccv.ufal.br, [2] Laboratório de Computação Científica e Visualização, mavyla.tenorio@lccv.ufal.br, [3] Laboratório de Computação Científica e Visualização, beatriz@lccv.ufal.br, [4] Laboratório de Computação Científica e Visualização, jpls@lccv.ufal.br, [5] Petrobras, karl.guerra.prestserv@petrobras.com.br, [6] Petrobras, rafael_dias@petrobras.com.br

RESUMO

O assentamento do revestimento condutor é etapa crítica na perfuração de poços de petróleo, responsável pela estabilização dos solos superficiais e base para revestimentos subsequentes. Em solos não coesivos, sua instalação por cravação demanda análise detalhada das propriedades geotécnicas, particularmente do ângulo de dilatação, que governa a resposta do solo à deformação. Este trabalho avalia, via modelagem numérica bidimensional axissimétrica, a influência do ângulo de dilatância no comportamento do solo durante a cravação, utilizando o modelo de Mohr-Coulomb para o solo e considerando o condutor como corpo rígido. Os resultados demonstram que este parâmetro exerce influência significativa no comportamento do material, afetando diretamente sua resistência e deformabilidade. Valores mais elevados estão associados a maior resistência ao cisalhamento e redução de deslocamentos, caracterizando um comportamento mais rígido. A análise revelou ainda a sensibilidade do modelo constitutivo às variações deste parâmetro, destacando a importância de sua adequada caracterização para obtenção de resultados representativos. Conclui-se que a consideração adequada do ângulo de dilatação é essencial para prever o desempenho do solo durante a cravação, com implicações diretas na eficiência operacional e segurança do projeto. Os resultados fornecem subsídios para otimização de modelos numéricos em análises geotécnicas de poços.

Palavras-chave: mohr-coulomb, modelagem, revestimento, perfuração.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A instalação do revestimento condutor em águas profundas é uma etapa crucial na construção de poços petrolíferos, podendo ser executada por três métodos principais: cravação, jateamento ou perfuração seguida de cimentação (ROCHA; AZEVEDO, 2009). Entre estas técnicas, a cravação se destaca por seu processo singular, descrito por Wang *et al*. (2015) como um mecanismo trifásico: inicialmente ocorre a penetração por peso próprio, seguida pelo efeito de sucção e finalizada com a cravação por martelamento - sequência que provoca significativa perturbação do solo marinho, especialmente em águas profundas.

A complexidade inerente à cravação exige abordagens especializadas. Através de modelagem numérica avançada, é possível avaliar o comportamento solo ao longo do tempo, bem como a influência de determinados parâmetros na operação como um todo. Essas análises proporcionam melhorias operacionais substanciais, que podem tanto reduzir custos quanto tempo de operação. Assim, abordagens desta natureza têm se mostrado fundamental para a otimização de operações offshore em condições desafiadoras.

A cravação de revestimentos em solos granulares é um processo complexo, no qual o ângulo de dilatância (ψ) exerce influência decisiva sobre o comportamento mecânico do sistema solo-estrutura. Solos coesivos, como as argilas, possuem uma dilatância bastante reduzida, praticamente nula. Os solos não coesivos, por sua vez, podem ter a dilatância estimada tomando o ângulo de atrito como referência (BOLTON, 1986; WOOD, 1990; BUDHU, 2010). Conforme demonstrado por White e Bolton (2004), durante a penetração do revestimento ocorre intenso cisalhamento do solo adjacente, o que desencadeia deformações volumétricas capazes de modificar substancialmente os mecanismos de resistência. Esse fenômeno é especialmente relevante em solos não coesivos, nos quais a ausência de coesão torna a resistência ao cisalhamento fortemente dependente das propriedades dilatantes do material.

Assim, em solos não coesivos, a instalação por cravação demanda análise detalhada das propriedades geotécnicas, particularmente do ângulo de dilatação, que governa a resposta do solo à deformação. Dessa forma, este trabalho visa avaliar a influência do ângulo de dilatância do solo no ganho de resistência ao longo do tempo, como também nas respostas do solo e do condutor para este parâmetro.

METODOLOGIA

A cravação de revestimentos impõe deslocamentos intensos ao solo, os quais podem induzir deformações severas na malha computacional utilizada nas simulações numéricas. Para mitigar esse tipo de limitação, alternativas mais robustas vêm sendo empregadas, como os métodos sem malha ou formulações avançadas baseadas no Método dos Elementos Finitos (FEM), destacando-se entre elas o Método dos Pontos Materiais (MPM), que se mostra particularmente eficaz na modelagem de grandes deformações.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Método dos Pontos Materiais

O Método dos Pontos Materiais (MPM), desenvolvido originalmente por Sulsky e Schreyer (1994), foi projetado para simular problemas envolvendo impactos rápidos e transientes em sólidos. O MPM supera as limitações de métodos tradicionais ao lidar com grandes deformações na malha computacional, pois as informações de deformação são armazenadas em pontos materiais, que são distribuídos dentro dos elementos da malha numérica. Esses pontos materiais (MPs) permitem a atualização contínua das propriedades do sistema sem comprometer a integridade da malha.

Conforme ilustrado na Figura 1, o Método dos Pontos Materiais opera com uma sequência específica a cada incremento de tempo. Inicialmente, os dados contidos nos pontos materiais (MPs) são transferidos para os nós da malha e, na sequência, resolvem-se as equações de movimento nos referidos nós. As variáveis nodais obtidas são então utilizadas para atualizar as propriedades dos MPs, incluindo velocidade, tensão e deformação. Finalmente, a malha é redefinida ao término do incremento de tempo, o que previne a propagação acumulativa de erros numéricos durante a simulação.

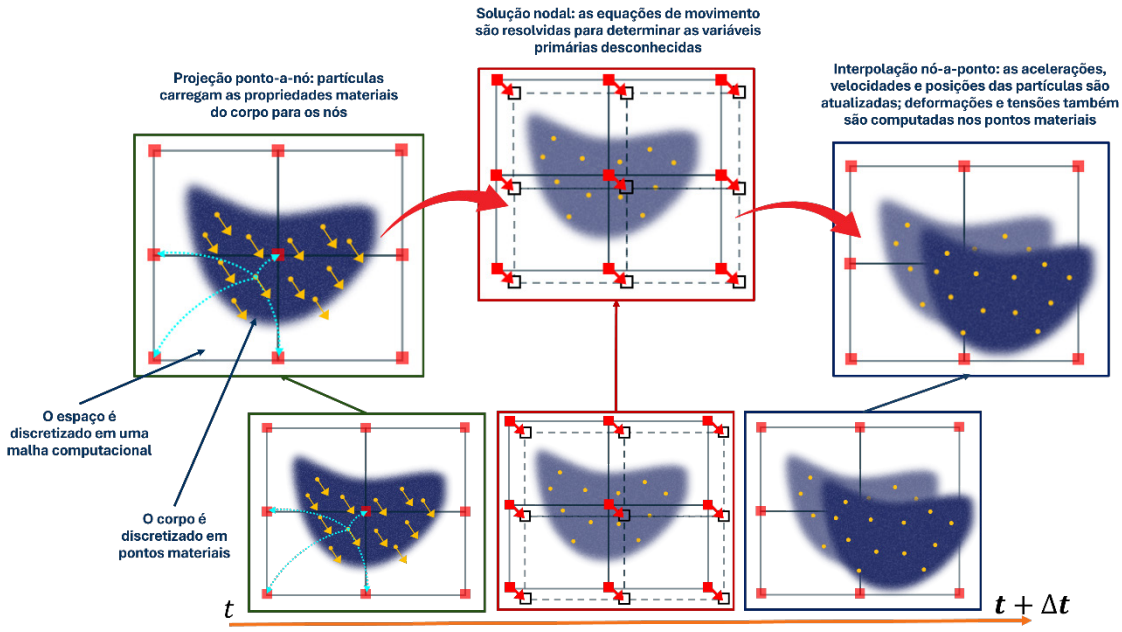


Figura 1: Ilustração do Ciclo de Simulação do Método dos Pontos de Material (MPM)
(Autores, 2025)

Algoritmo de contato

A modelagem numérica de interações solo-estrutura exige algoritmos capazes de lidar com o deslizamento por atrito na interface entre os corpos (CECCATO *et al.*, 2022). O algoritmo adotado foi desenvolvido por Bardenhagen *et al.* (2001), capaz de modelar tanto a separação quanto o contato com deslizamento por atrito. Posteriormente, Al-Kafaji (2013) o estendeu para incluir contatos adesivos, como ocorre em solos coesivos não drenados (MARTINELLI; GALAVI, 2021). Uma de suas principais vantagens é a detecção automática da

ISBN: 978-65-5222-057-8

superfície de contato, eliminando a necessidade de elementos especiais na interface (AL-KAFAJI, 2013).

Malha móvel

O procedimento de malha móvel é adotado como forma de preservar a integridade dos elementos próximos à estrutura durante o processo de deformação, ou seja, para este problema, durante a etapa da cravação. A principal ideia por trás dessa técnica é que a malha computacional não armazena propriedades físicas de forma permanente, uma vez que essas são transferidas continuamente aos pontos materiais (CECCATO *et al*., 2022). Nesse contexto, a malha móvel é definida como a região que se desloca juntamente com a estrutura sem sofrer deformações.

Após cada passo de tempo, os elementos localizados ao redor da estrutura têm sua posição ajustada para manter o alinhamento com os contornos da superfície, assegurando que os elementos de fronteira não se deformem ao longo da simulação (CECCATO; SIMONINI, 2017). Já os elementos situados entre essa malha móvel e as restrições do domínio são responsáveis por absorver as deformações necessárias para acomodar o movimento.

Modelo Numérico

Para a simulação numérica da cravação do revestimento condutor, foi utilizado o *software open source* Anura 3D, que emprega o Método dos Pontos Materiais (MPM). Com o objetivo de reduzir os custos computacionais, adotou-se um modelo 2D-axissimétrico, considerando o condutor como um corpo rígido. A Figura 2 ilustra a geometria utilizada, destacando suas principais características, como as dimensões, refinamento da malha, restrições e como foi implementado o procedimento de malha móvel no domínio.

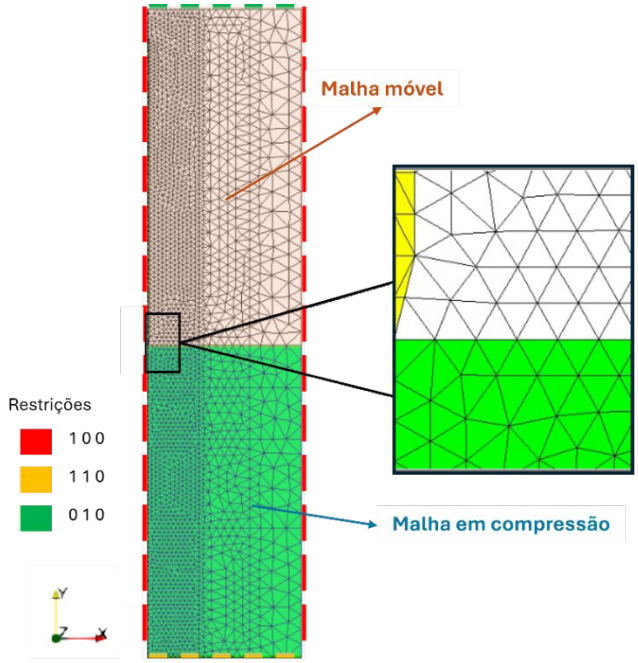


Figura 2: Modelo numérico desenvolvido (Autores, 2025)

ISBN: 978-65-5222-057-8

O condutor tem diâmetro de 36" e comprimento de 58,8 metros, enquanto o domínio do solo é de aproximadamente 60 metros de profundidade e 30 metros de largura. Dado que a simulação foca exclusivamente na etapa inicial do processo de cravação por peso próprio, tais dimensões foram julgadas adequadas.

A malha numérica não estruturada é composta por 4826 elementos triangulares. Neste modelo, foi empregada uma abordagem de integração mista, que combina o Método dos Pontos Materiais (MPM) e o Método de Integração de Gauss para o cálculo das forças internas. A principal vantagem dessa abordagem de integração é a mitigação das instabilidades causadas pelo cruzamento de células e pelas oscilações de tensão.

Propriedades dos materiais

As propriedades do solo utilizadas na simulação estão apresentadas na Tabela 1 e foram originalmente adotadas por Ceccato *et al.* (2022) em um estudo sobre fundações rasas. Neste trabalho, propõe-se a aplicação dessas propriedades à análise da cravação do revestimento condutor, que corresponde ao primeiro elemento instalado no processo de construção do poço, em um solo de natureza semelhante.

Tabela 1: Propriedades dos materiais utilizadas (Adaptado de Ceccato (2022))

Material	Condutor	Solo
Porosidade inicial	0	0.4
Densidade (kg/m³)	7860	2650
K0	0	0.5
Modelo do material	Corpo Rígido	Mohr-Coulomb
Módulo de Elasticidade (kPa)	-	20000
Coeficiente de Poisson	-	0.33
Coesão (kPa)	-	0.5
Ângulo de fricção (°)	-	30
Ângulo de dilatância (°)	-	0

Ângulo de Dilatância

O ângulo de dilatância (ψ) foi originalmente conceituado por Reynolds (1885) como uma medida da expansão volumétrica durante o cisalhamento em materiais granulares. Sua relação com a resistência ao cisalhamento foi formalizada por Rowe (1962) através da teoria da dilatância por intertravamento de partículas, expressa pela Equação 1:

$$\frac{\sigma 1}{\sigma 3} = \left(\frac{1 + sin\phi}{1 - sin\phi}\right) \cdot \left(\frac{1 + sin\psi}{1 + sin\psi}\right) \quad (1)$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

O ângulo de dilatância, em análises geotécnicas, costuma ser assumido como constante ao longo do processo de plastificação. O valor $\psi = 0$ indica que o volume do solo é preservado durante o cisalhamento. Em solos argilosos, mesmo na presença de sobreconsolidação, a dilatância geralmente é muito baixa ($\psi \approx 0$). Já em materiais granulares, como areias e cascalhos, com um ângulo de atrito interno $\varphi > 30°$, o ângulo de dilatância apresenta forte dependência do atrito interno. Para solos não coesivos, é comum estimar o ângulo de dilatância como mostra a Equação 2:

$$\psi = \varphi - 30º \tag{2}$$

Assim, com o objetivo de avaliar a influência do ângulo de dilatância (ψ) no comportamento do solo durante a cravação, serão consideradas variações de ψ nos valores de 0°, 5°, 10°, 15° e 20°. Essa abordagem permitirá identificar os efeitos das diferentes intensidades de dilatação no solo e no entorno do revestimento.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Inicialmente, analisou-se a influência do ângulo de dilatância (AD) na profundidade atingida, conforme mostra o gráfico da Figura 3. Observa-se, primeiramente, que todas as curvas apresentam suas respectivas profundidades máximas atingidas ao longo do tempo, mas com taxas de penetração diferentes. O ganho de profundidade tende a diminuir com o aumento da resistência do solo.

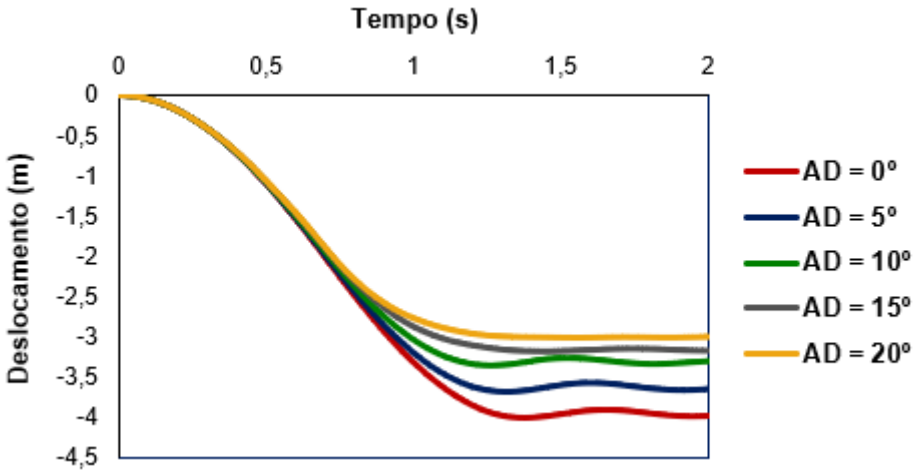


Figura 3: Gráfico comparativo de profundidade atingida com os diferentes ângulos de dilatância (Autores, 2025)

O comportamento pode ser explicado pela correlação de Bolton (1986), que mostra o efeito de *lock-up,* isto é, à medida que o ângulo de dilatância aumenta, a diferença entre φ_{pico} e φ_{crtico} eleva a resistência à penetração, limitando à profundidade máxima na qual o deslocamento vertical estabiliza. Desta forma, torna-se necessário intervir com métodos que superem essa resistência do solo, entrando, portanto, na fase do martelamento.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Analisando as curvas extremas (AD = 0º e AD = 20º), vê-se uma redução de até 75% na profundidade atingida. Esse comportamento foi previsto pela Teoria de Rowe (1962) (Equação 1), a qual mostra que solos com maiores ângulos de dilatância apresentam uma maior resistência ao cisalhamento devido à expansão volumétrica durante a cravação, que, como consequência, proporciona um aumento do atrito lateral solo-revestimento.

Aplicando esta explicação ao gráfico acima, para o AD = 0º, por exemplo, o condutor atinge maior profundidade final provavelmente porque, sem dilatância, a resistência é dominada apenas pelo atrito interno ($\varphi_{crítico}$); n solo com AD = 20º, por sua vez, a estrutura vai estabilizar numa profundidade menor (logo, apresenta taxa de penetração mais lenta) porque a alta dilatância gera uma zona de cisalhamento mais densa ao redor do condutor, aumentando a resistência conforme a equação de Rowe (maior $\frac{\sigma_1}{\sigma_3}$). Portanto, a energia dissipada pela dilatação do solo reduz a eficiência da penetração e, com isso, solos com alto ângulo de dilatância exigirão maiores energias para que o revestimento alcance profundidades cada vez maiores.

A Figura 4 mostra a magnitude da tensão efetiva em kPa. A coloração na legenda mostra altas tensões de cisalhamento na base do domínio e vizinho ao ponta do condutor, sugerindo que o solo está resistindo ativamente à penetração, sendo comprimido, e se dilatando ao redor do revestimento, formando zonas de tensão concentrada. Vê-se uma zona intermediária (gradiente vermelho para azul), indicando uma região plastificada ou de dilatância ativa. A região superior (em azul) apresenta tensões mais baixas, provavelmente porque as partículas dessa área ainda não foram muito mobilizadas pela descida do condutor.

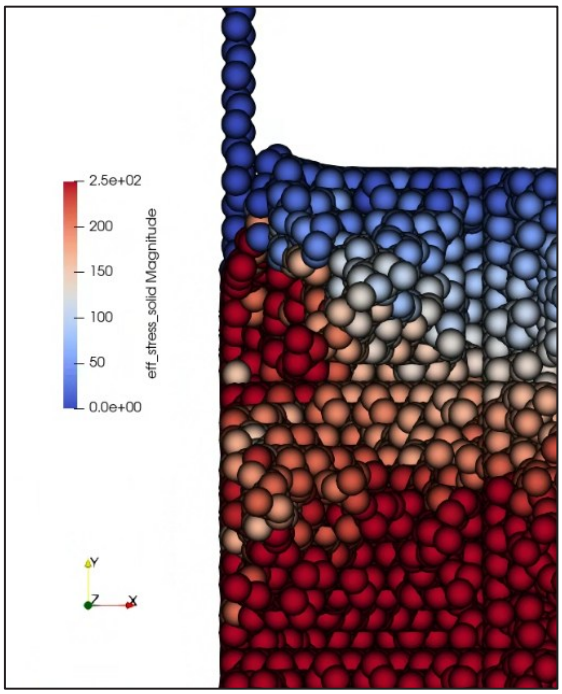


Figura 4: Magnitude da tensão efetiva ao longo do tempo (Autores, 2025)

A Figura 5 apresenta a relação entre o deslocamento vertical do condutor e a força de reação desenvolvida na sua ponta para diferentes valores do ângulo

ISBN: 978-65-5222-057-8

de dilatância do solo (0°, 10° e 20°). A força de reação na ponta do condutor pode ser usada como um parâmetro representativo da resistência de cravação, e varia significativamente com o comportamento volumétrico do solo, controlado pela dilatância. A figura mostra que, para um mesmo deslocamento, o solo resiste mais à cravação conforme a dilatância aumenta. Isto é evidenciado pelas curvas com maiores AD (10º e 20º), que apresentam valores mais negativos de força. Esse efeito pode ser devido ao maior atrito interno e rearranjos mais resistentes das partículas granulares provocados pela própria dilatância.

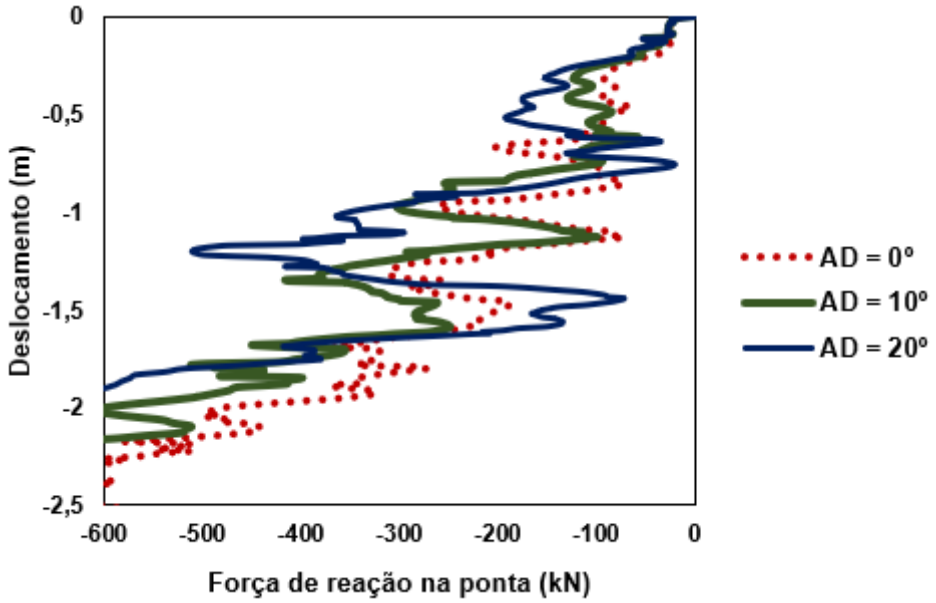


Figura 5: Forças de reação na ponta em relação ao deslocamento vertical (Autores, 2025)

Destaca-se que, a curva cujo AD = 0º apresenta um comportamento mais suave, sugerindo que, sem a dilatância, o solo não cria zonas de cisalhamento com resistência adicional. Vê-se que a força de reação é bem menor, confirmando que o ângulo de dilatância influencia diretamente na capacidade de suporte do solo. Para o caso com o maior ângulo de dilatância (20°), as reações se tornam não apenas mais intensas, mas também mais oscilatórias, possivelmente refletindo maior rigidez e instabilidades associadas ao regime dinâmico de cravação. Esse formato "serrilhado" das curvas pode estar representando eventos de rearranjo súbito das partículas (instabilidades locais ou microcolapsos). Ou, até mesmo, pode ser respostas discretas à malha numérica, comum é métodos como o MPM. No mais, dados como o ângulo de dilatância podem ser de fundamental importância para calibrar modelos numéricos ou dimensionar equipamentos de cravação, principalmente sem solos granulares, nos quais a dilatância é significativa.

CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma análise numérica da influência do ângulo de dilatância do solo na cravação do revestimento condutor em solos não

ISBN: 978-65-5222-057-8

coesivos, utilizando o Método dos Pontos Materiais (MPM). Os resultados obtidos reforçam a importância da caracterização adequada deste parâmetro geotécnico, demonstrando que variações no ângulo de dilatância impactam significativamente o desempenho da instalação.

Observou-se que ângulos mais elevados resultam em maior resistência à penetração, menores profundidades atingidas e forças de reação mais intensas na ponta do condutor, além de oscilações mais pronunciadas durante o processo. Isso ocorre em razão da maior rigidez induzida pela dilatação do solo. Tais efeitos se manifestam diretamente na operação de cravação, podendo exigir maior energia ou tempo para alcançar a profundidade desejada. Portanto, a consideração do comportamento dilatante do solo não deve ser negligenciada em projetos de instalação de revestimentos.

A modelagem numérica via MPM mostrou-se eficiente para capturar os efeitos das grandes deformações envolvidas no processo, oferecendo uma alternativa robusta frente aos métodos tradicionais. Os achados contribuem para a otimização de modelos geotécnicos e o aprimoramento de estratégias operacionais na engenharia de poços.

AGRADECIMENTOS

A PETROBRAS por todo o apoio fornecido ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARDENHAGEN, S. G. et al. An improved contact algorithm for the material point method and application to stress propagation in granular material. *Computational Modeling in Engineering & Sciences*, v. 2, p. 509–522, 2001.

BOLTON, M. D. The strength and dilatancy of sands. *Geotechnique*, v. 36, n. 1, p. 65–78, 1986.

BUDHU, M. *Soil mechanics and foundations*. 3. ed. Hoboken: Wiley, 2010.

CECCATO, F.; FERN, J.; MARTINELLI, M. et al. *Anura 3D MPM Software, Scientific Manual*. 2022.

CECCATO, F.; SIMONINI, P. Numerical study of partially drained penetration and pore pressure dissipation in piezocone test. *Acta Geotechnica*, v. 12, p. 195–209, 2017.

KAFAJI, I. *Formulation of a Dynamic Material Point Method (MPM) for Geomechanical Problems*. Dissertation (Doutorado) – Universität Stuttgart, 2013.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MARTINELLI, M.; GALAVI, V. Investigation of the material point method in the simulation of cone penetration tests in dry sand. *Computers and Geotechnics*, v. 130, 103923, 2021.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. de. *Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimentos*. Rio de Janeiro: Interciência, 2009. v. 511.

ROWE, P. W. The stress-dilatancy relation for static equilibrium of an assembly of particles in contact. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences*, v. 269, n. 1339, p. 500–527, 1962.

WOOD, D. M. *Soil behaviour and critical state soil mechanics*. Cambridge: Cambridge University Press, 1990.

SULSKY, D.; CHEN, Z.; SCHREYER, H. L. A particle method for history-dependent materials. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 118, n. 1–2, p. 179–196, 1994.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ANÁLISE COMPARATIVA DE ENSAIOS TRIBOLÓGICOS EM REVESTIMENTO DE POÇOS: AVALIAÇÃO DO DESGASTE EM PAREDE INTERNA DE TUBOS E A INFLUÊNCIA DE PARÂMETROS OPERACIONAIS

João Gusthavo Da Glória Moreira[1], Lucas Gouveia[2],
Nelson Delfino De Campos Neto[3], Aline Da Silva Ramos Barboza[4]

[1]Universidade Federal de Alagoas, joao.moreira@ctec.ufal.br, [2]Universidade Federal de Alagoas, lucasgouveia@lccv.ufal.br , [3]University Of North Florida, nelson.dcn@unf.edu. ,
[4]Universidade Federal de Alagoas, aline@lccv.ufal.br

RESUMO

Este estudo consiste em uma análise comparativa de pesquisas que realizaram ensaios tribológicos na parede interna de tubos, com o objetivo de avaliar a influência de parâmetros como força de contato, tipo de fluido, material e tempo sobre o desgaste, e como esses parâmetros se refletem nos valores do fator de desgaste obtido. Para isso, um foco particular é dado à determinação e análise gráfica do fator de desgaste, uma métrica essencial para compreender a severidade do desgaste sob diferentes condições operacionais. A degradação acentuada do material de revestimento compromete a integridade do poço, elevando os custos operacionais. Além disso, a escolha dos fluidos desempenha papel decisivo na eficiência da operação, podendo atenuar ou intensificar os efeitos do desgaste e impactar significativamente o fator de desgaste obtido. Foram selecionados três estudos recentes disponíveis na literatura científica que realizaram ensaios de desgaste em diferentes tipos de revestimentos, com o intuito de comparar os métodos empregados e os materiais utilizados. A avaliação dos resultados obtidos possibilita identificar correlações entre os parâmetros de processamento, as características microestruturais e o desempenho frente ao desgaste. Entre os estudos revisados, observou – se que fluidos à base de óleo tendem a reduzir o desgaste em condições úmidas, enquanto fluidos à base de água impactaram negativamente o revestimento nas mesmas condições. Diante disso, este estudo busca contribuir para uma visão mais ampla sobre os fatores que influenciam o comportamento tribológico, fundamentada na quantificação do fator de desgaste.

Palavras-chave: ensaios tribológicos, desgaste, material de revestimento, fluidos de perfuração, fator de desgaste.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Durante as operações de perfuração de poços, o desgaste do revestimento representa uma preocupação constante na indústria. É fundamental compreender como avaliar essas operações, bem como o desgaste do revestimento, a seleção de fluidos de perfuração e materiais das colunas apropriados. Para aprofundar essa compreensão, as anotações que fundamentam este trabalho consistem em uma análise comparativa de diferentes abordagens sobre a tribologia apresentada em pesquisas anteriores, destacando semelhanças ou divergências. Três pesquisas específicas foram selecionadas e analisadas para este propósito, sendo elas: Osman *et al.* (2022), Moura *et al.* (2023), Barreto *et al.* (2023).

Para compreender e quantificar o desgaste do revestimento em laboratório, ensaios tribológicos são amplamente utilizados para simular o contato entre a coluna de perfuração e a parede interna do revestimento. Tipicamente, esses ensaios envolvem um arranjo onde um elemento rotativo, que simula uma seção da ferramenta ou coluna de perfuração (como uma junta de ferramenta), interage com um elemento estacionário que representa uma amostra do material do revestimento. Durante o teste, o elemento rotativo gira contra a superfície interna da amostra do revestimento. Uma força de contato, também referida como carga lateral, é aplicada e controlada, pressionando os dois elementos um contra o outro para simular as cargas presentes em campo. Simultaneamente, um fluido de perfuração é direcionado para a área de contato entre as superfícies em teste, como mostra a Figura 1 (Moura *et al.* 2023). A simulação controlada desses parâmetros permite a medição da perda de material na amostra do revestimento, quantificando assim o desgaste e possibilitando a determinação de métricas como o volume desgastado e o fator de desgaste. Normas como a API STD 7CW fornecem metodologias para a condução desses ensaios em laboratório, servindo de referência para muitos estudos.



Figura 1 (Moura *et al.* 2023): Vista do porta-amostras dentro do tanque com o bico injetor direcionado para o contato.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Diversos estudos anteriores têm investigado os fatores que influenciam o desgaste do revestimento e os mecanismos envolvidos. Além da carga lateral e rotação do tubo, variáveis como taxa de penetração da ferramenta, velocidade de rotação, viscosidade da lama, geometria do poço, e vibração do tubo contribuem para o desgaste do revestimento. A precisão na previsão do desgaste depende essencialmente dos fatores de desgaste, e muitos pesquisadores desenvolveram máquinas de teste customizadas ou utilizaram setups em escala real, muitas vezes baseados ou referenciando a norma API STD 7CW4, para obtê-los e estudar a influência de parâmetros operacionais. Os estudos que utilizaram setups em escala real para investigar a influência da pressão de contato, a relação entre desgaste e dissipação de energia, e o efeito da velocidade de rotação no desgaste, demonstraram que a taxa de desgaste varia de forma não linear com o aumento do RPM. Também foi visto que fluidos à base de óleo tendem a reduzir consideravelmente o desgaste em comparação com fluidos à base de água. Modelos como o proposto por White e Dawson (1987) e modificado por Hall e Maloy (2005) são utilizados para calcular o fator de desgaste.

A análise comparativa das pesquisas foi estruturada com base em diversos aspectos considerados relevantes para o estudo do desgaste do revestimento. Foram examinados os tipos de materiais utilizados nas amostras de revestimento e tubos de perfuração, os diferentes tipos de fluidos de perfuração empregados nos testes e seus impactos, e a influência de parâmetros operacionais como carga, rotação e tempo de duração dos experimentos. Adicionalmente, buscou-se identificar os tipos de desgaste predominantes observados em cada estudo, os equipamentos e metodologias de medição utilizados para quantificar e caracterizar o desgaste apresentadas pelos autores de cada pesquisa.

Este trabalho visa aprofundar a compreensão sobre a avaliação das operações de perfuração e o fenômeno do desgaste do revestimento, incluindo a influência de fluidos apropriados.

Para tanto, realiza-se uma análise comparativa de diferentes pesquisas que abordam a tribologia nesse contexto. Ao examinar esses elementos de forma comparativa nas três pesquisas selecionadas, busca-se obter uma visão mais clara sobre as abordagens existentes para o estudo do desgaste do revestimento e seus fatores intervenientes.

METODOLOGIA

Para atingir o objetivo proposto, a presente pesquisa adota uma abordagem qualitativa e comparativa, baseada na análise de três artigos científicos selecionados por sua relevância no estudo da tribologia aplicada às operações de perfuração, especialmente no que se refere ao desgaste do revestimento e à influência de diferentes parâmetros operacionais.

Inicialmente, realizou-se uma busca em bases de dados científicas como Scopus e OnePetro, utilizando palavras-chave como "tribology", "tool joint'', "casing wear", e "drilling fluids". Os critérios de inclusão envolveram: Estudos com experimentos mais recentes, entre os anos de 2022 e 2023, focados no desgaste do revestimento em operações de perfuração; Presença de dados

ISBN: 978-65-5222-057-8

técnicos sobre variáveis como tipo de fluido e carga aplicada.

Após a seleção, foi feita a sistematização dos principais parâmetros investigados nos estudos, tais como: Tipos de fluidos de perfuração utilizados; Cargas aplicadas durante os teste tribológicos; Material dos corpos de prova; Tempo de ensaio; Tipos e fator de desgaste. As informações foram organizadas em uma tabela comparativa para facilitar a identificação de semelhanças e diferenças entre os estudos.

Com base na organização dos dados, procedeu-se a uma análise crítica dos resultados, considerando os seguintes aspectos: Relação entre o tipo de fluido e a taxa de desgaste; Efeitos da carga e do tempo de operação sobre o desgaste observado; Contribuições específicas de cada estudo para o entendimento dos mecanismos tribológicos envolvidos.

Também foi feita uma busca para encontrar os parâmetros necessários para calcular o fator de desgaste, como por exemplo o diâmetro da coluna de perfuração.

Esta abordagem permitiu uma visão integrada das práticas e métodos utilizados na avaliação do desgaste de revestimentos, revelando tendências e lacunas na literatura atual que podem orientar futuras investigações.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para facilitar a visualização e o contraste das diferentes abordagens das pesquisas, as informações relativas aos principais parâmetros analisados em cada pesquisa são sintetizadas na Tabela 1:

Tabela 1: Comparativo das Pesquisas

Autor	Fluido	Tipo de aço	Carga Aplicada (N)	Rotação (rpm)	Tempo (min)	Tipos de desgaste	Equipamentos de medição
1 Osman *et al.* (2022)	À base de água e à base de óleo	Similar ao P110 API SPEC 5CT	1º Amostra: 1000N 2º Amostra: 1400N	1º Amostra: 115 2º Amostra: 115 e 207	1º e 2º Amostra: 190	Abrasivo e delaminação (condições secas); Adesivo (condições úmidas)	Dinamômetro; Indicador digital de micrômetros; Perfilômetro óptico; Sensor de sonda térmica digital à prova d'água
2 Moura *et al.* (2023)	À base de água	Material VM-110, baixo carbono	558.8	155	180	Abrasivo e adesivo	Dinanômetro; Equipamento para teste de microdureza; MEV
3 Barreto *et al.* (2023)	Não especificado	Materiais K55, L80 Tipo 1, T95, P110, 28Cr Alloy	4350	155	480	Abrasivo + adesivo	Células de carga torcional; Dinanômetro; Perfilômetro óptico; Sensor de deslocamento

A carga aplicada do ensaio de Moura *et al.* (2023) foi calculada levando em

ISBN: 978-65-5222-057-8

consideração que foi utilizada uma força pela largura do disco de 44 N/m. O qual possui 76,5 mm (altura) x 25,4 mm (largura) x 12,7 mm (profundidade). Efetuando o produto da carga aplicada pela profundidade do disco, obtemos 558.8 (N).

A pesquisa conduzida por Osman *et al.* (2022) realizou testes úmidos (com fluidos à base de óleo ou água) com duração de 190 minutos. Com a medição das cargas aplicadas F (N), do comprimento de deslizamento L ou SD (mm) e do volume removido V (mm^3), é possível calcular o fator de desgaste específico K = V/FL. De acordo com Moura (2019), O volume de material removido é calculado a partir da diferença de massa da amostra, medida antes e depois de cada ciclo dos ensaios, utilizando-se a densidade do aço do revestimento correspondente a 7,75 g/cm^3. Na Tabela 2 (Osman *et al.* 2022) os valores de K em MPa^{-1} ou psi^{-1} são equivalentes ao fator de desgaste específico, apenas expressos em diferentes unidades. Utilizando o modelo de eficiência de desgaste proposto por White e Dawson (1987) e modificado por Hall e Maloy (2005), temos que: L = π * D * rpm * t, onde ‘’D’’ corresponde ao diâmetro da amostra de revestimento.

Tabela 2 (Osman *et al.* 2022): Fator de desgaste do revestimento (K) de amostras P110 testadas sob diferentes condições.

Drilling Fluids Type	Sample Number	F (N)	N (rpm)	D (mm)	T (min)	V (mm^3)	L (mm)	K (MPa^{-1})	K (psi^{-1})
Dry	S0	1000	115	126.7	40	39.3	1.831×10^6	21.5×10^{-9}	1.48×10^{-10}
Oil-based	S1	1400	115	126.7	190	59.1	8.70×10^6	4.85×10^{-9}	0.33×10^{-10}
	S2	1000	115	126.7	190	30.4	8.70×10^6	3.49×10^{-9}	0.24×10^{-10}
	S3	1400	207	126.7	190	81.2	15.66×10^6	3.71×10^{-9}	0.26×10^{-10}
Water-based	S4	1400	115	126.7	190	106.4	8.70×10^6	8.74×10^{-9}	0.60×10^{-10}
	S5	1000	115	126.7	190	68.7	8.70×10^6	7.90×10^{-9}	0.55×10^{-10}

Com os resultados do fator de desgaste K (psi^-1) e do volume removido por tempo de ensaio, podemos plotar um gráfico para as amostras S1 a S5, gerado na Figura 1. Não se foi considerado o ensaio S0 por se tratar de um teste à seco.

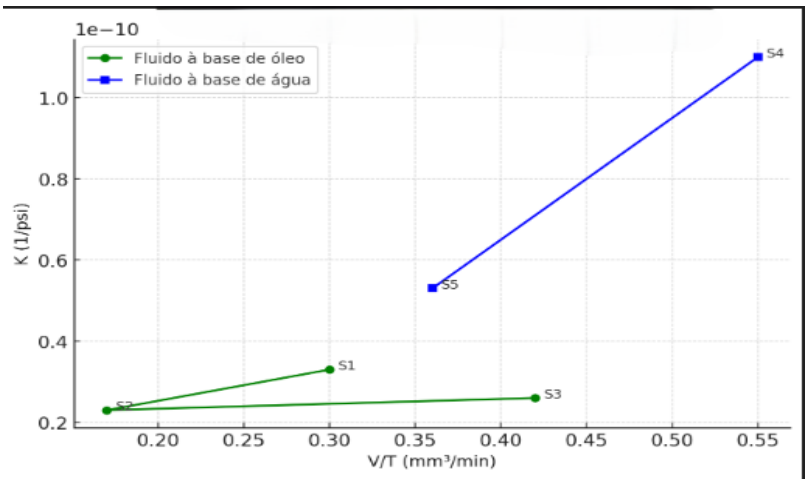


Figura 1: Fator de Desgaste K vs Volume Removido por Tempo

ISBN: 978-65-5222-057-8

Nota – se que, as amostras S1, S3 e S4 foram submetidas a uma cargamaior (1400 N), e ainda assim, os fluidos à base de óleo (S1 e S3) mantiveram valores de K baixos e estáveis. Isso demonstra que mesmo sob condições mais exigentes, os fluidos oleosos oferecem proteção superior contra desgaste, possivelmente devido a melhores propriedades de lubrificação. A amostra S2, com fluido oleoso e carga menor (1000 N), apresenta um valor de desgaste apenas levemente inferior, o que reforça que o tipo de fluido tem maior impacto no desgaste do que a força aplicada, dentro desses limites. Já no caso dos fluidos à base de água (S4 e S5), a diferença na carga teve impacto mais evidente. S4, com 1400 N, apresentou o maior fator de desgaste de todas as amostras, enquanto S5, com carga menor (1000 N), teve desempenho menos agressivo, mas ainda significativamente pior que à base de óleo. Isso sugere que os fluidos aquosos são mais sensíveis ao aumento de carga, e que, mesmo com menor carga, ainda provocam desgaste mais elevado que os fluidos à base de óleo com maior carga.

pesquisa de Moura *et al.* (2023) empregou uma duração total de teste de desgaste de 180 minutos. Porém, testes mais curtos de 15, 30, 45, 60 e 120 minutos também foram conduzidos. O objetivo era desenvolver um método de teste acelerado que simulasse qualitativamente o comportamento observado em testes de escala real, como o API 7CW12. A duração de 180 minutos permitiu verificar a estabilização da curva do fator de desgaste – representado também por Wear Factor (WF) – após 45 minutos, indicando o início do regime de desgaste em estado estacionário, que é apresentada na Figura 2 (Moura *et al.* 2023).

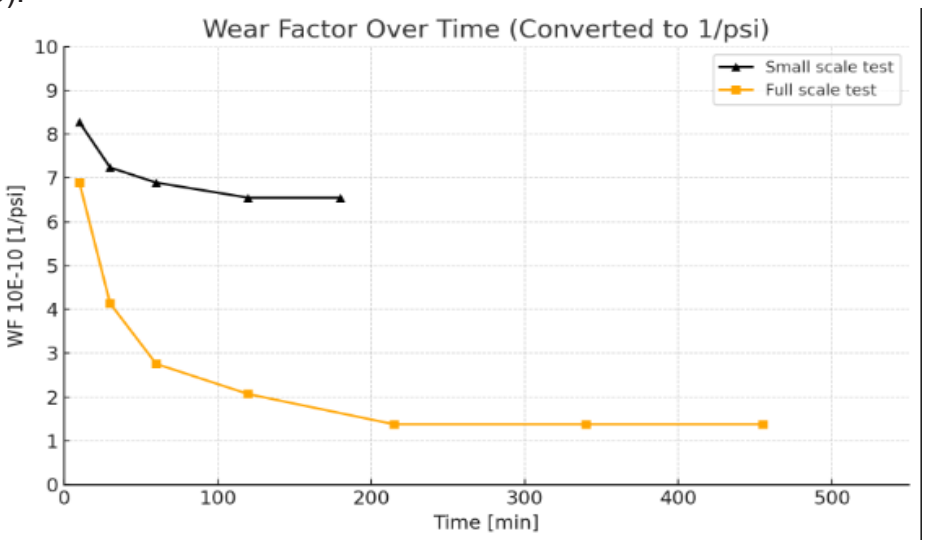


Figura 2 (Moura *et al.* 2023): Teste de 180 minutos em equipamento de escala reduzida, linha preta. Teste em escala real nas mesmas condições, linha laranja

Nesse estudo, foram conduzidos testes apenas com fluidos à base de água. Observa-se que, nos primeiros minutos, ambos os testes exibem valores elevados de desgaste, seguidos por uma queda significativa, característica de um período de assentamento das superfícies em contato.

ISBN: 978-65-5222-057-8

No entanto, o teste em escala real demonstra um desempenho tribológico superior, estabilizando-se em um valor muito menor do fator de desgaste após cerca de 300 minutos, enquanto o teste em pequena escala se estabiliza em um patamar mais alto. Isso pode ser atribuído a área de contato reduzida – nos testes de pequena escala – que geram maiores pressões locais, favorecendo mecanismos de desgaste mais agressivos.

Considerando as diferenças nas condições experimentais entre o gráfico da Figura 1 e o gráfico da Figura 2 (Moura *et al.* 2023) — especialmente o tempo de ensaio e as cargas aplicadas —, é possível aprofundar a análise sobre o fator de desgaste (K). Embora o fator de desgaste possa estabilizar com o tempo em condições contínuas , como na Figura 2 (Moura *et al.* 2023), sua magnitude inicial e o tempo necessário para essa estabilização são fortemente afetados pelas propriedades do fluido lubrificante , como visto na Figura 1. No caso dos fluidos à base de água (S4 e S5), os valores de K são tão elevados que, mesmo que ocorra estabilização posterior, o desgaste acumulado inicial já seria crítico.

Por sua vez, o estudo realizado por Barreto *et al.* (2023) aplicou uma metodologia de combinações de classes de aços testadas tanto para classe de perfuração quanto para classe de revestimento, que podem ser observadas na Tabela 3 (Barreto *et al.* 2023).

Tabela 3 (Barreto *et al.* 2023): Combinações de classes de aço testadas. Classe de Perfuração vs. Classe de Revestimento

	Casing Grade			
Drill Grade	**K55**	**L80 Type 1**	**T95**	**P110**
K55	✓	✓	✓	✓
L80	✓	✓	✓	✓
28Cr Alloy	✓		✓	✓

A profundidade da ranhura de desgaste foi medida a cada 60 min, num tempo de teste total de 480 min. O diâmetro do grau de aço L80 tipo 1 para a classe de perfuração foi medido em 4.5 (in), que convertendo para milímetros equivale à 114.3 mm. O mesmo diâmetro serve para a composição 28Cr Alloy e para o grau de aço K55. Com essas informações foi possível efetuar a média dos fatores de desgaste, que podem ser observados na Tabela 4 (Barreto *et al.* 2023).

Tabela 4 (Barreto *et al.* 2023): Fatores médios de desgaste do revestimento obtidos por combinação de graus de perfuração e revestimento

Avg. Casing wear factor (1/psi) E-09	Casing grade			
Drill Grade	**K55**	**L80 Type 1**	**T95**	**P110**
K55	0.069	0.043	0.052	0.047
L80	0.077	0.179	0.074	0.092
28Cr Alloy	0.264	-	0.122	0.229

ISBN: 978-65-5222-057-8

As zonas identificadas na avaliação do 28Cr Alloy não estavampresentes na análise do fator de desgaste do revestimento. Não foi encontrado nenhuma especificação de um tipo de fluido de perfuração. Posteriormente, a média do fator de desgaste do revestimento ao longo do tempo por grau de perfuração (CWF) é evidenciado na Figura 3.

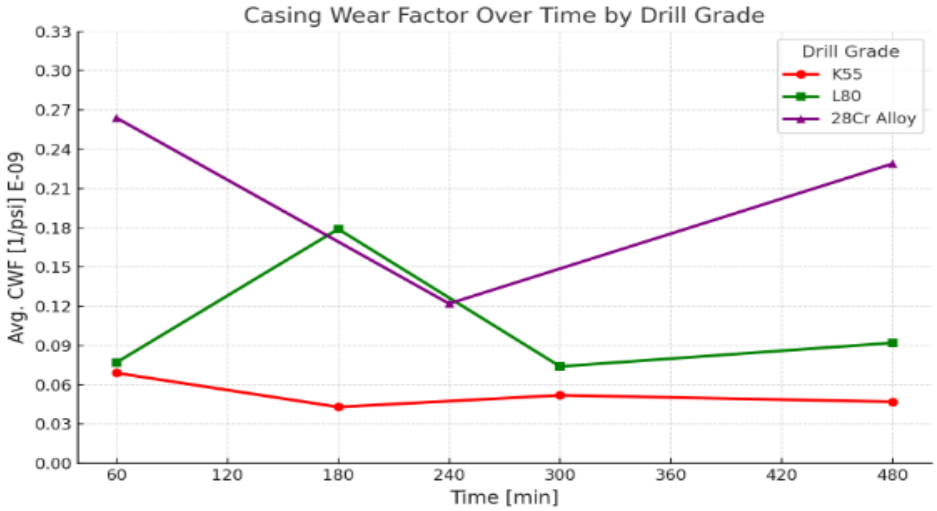


Figura 3: Média do fator de desgaste do revestimento por grau de perfuração ao longo do tempo.

Observa-se que o aço 28Cr Alloy apresenta os maiores valores de desgaste, com destaque para o ponto inicial (0,264 E-09), indicando alta suscetibilidade à abrasão no início do teste, seguido por uma redução acentuada, o que pode sugerir estabilização do contato ou efeito de endurecimento superficial. O aço L80 apresenta grande variação ao longo do tempo, com um pico anormal em 180 minutos, o que pode estar associado a uma condição crítica de contato ou falha localizada. Por outro lado, o aço K55 demonstra os menores e mais consistentes valores de desgaste, indicando um comportamento mais estável e previsível frente ao desgaste por atrito. Essa análise sugere que, apesar de o 28Cr Alloy ser uma liga de alto desempenho, ele pode ser mais vulnerável em condições iniciais específicas, enquanto o K55 oferece maior regularidade ao longo do tempo.

A partir da análise comparativa entre os gráficos da Figura 1, Figura 2 (Moura *et al.* 2023) e Figura 3, é possível compreender como diferentes variáveis operacionais — tipo de fluido, escala do ensaio e material do revestimento — influenciam, de maneira distinta, o comportamento do fator de desgaste ao longo do tempo. O que se observa é que o fator de desgaste é altamente sensível às condições de teste, mas reage de forma distinta a cada uma. A análise integrada dos gráficos das três figuras sugere que, para reduzir o desgaste, é preciso atuar de forma combinada nesses três eixos.

O gráfico da Figura 4 a seguir apresenta os valores do fator de desgaste (K 1/psi) obtidos a partir dos diferentes ensaios documentados dos artigos estudados. Cada barra representa um teste individual, e os dados estão organizados de forma a permitir a comparação entre os resultados dos diferentes autores. Este fator de desgaste está diretamente relacionado à

ISBN: 978-65-5222-057-8

eficiência e durabilidade dos sistemas de perfuração analisados. Vale ressaltar que os ensaios realizados por Moura *et al.* (2023) foram conduzidos em escala reduzida, o que pode influenciar diretamente nos resultados observados.

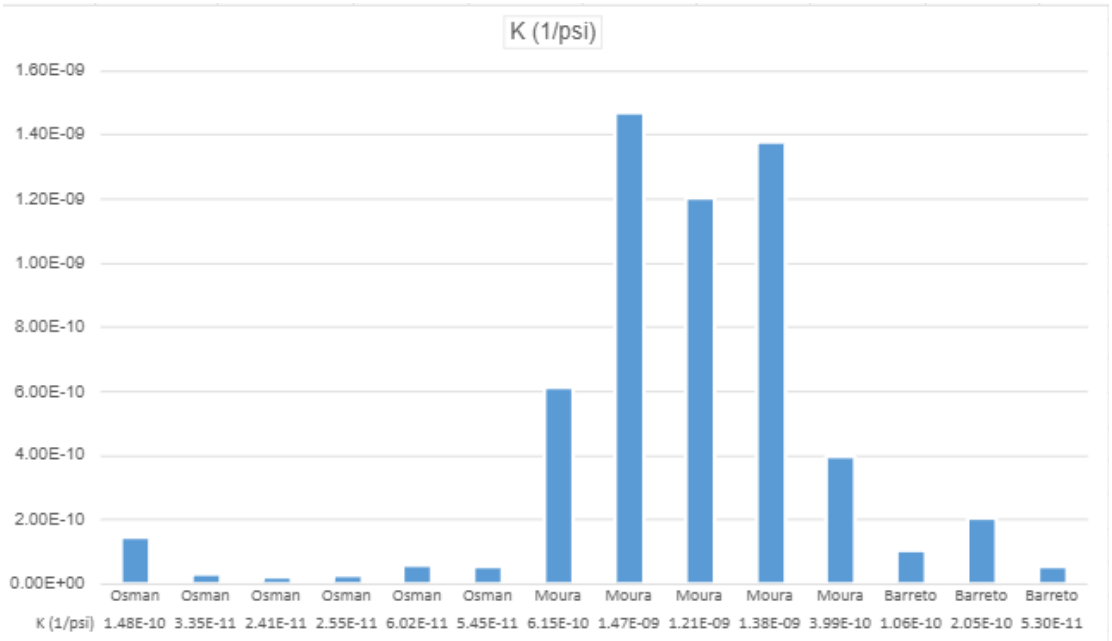


Figura 4: Comparação entre os resultados.

A 1ª barra representa um teste a seco; da 2ª até a 4ª barra, são apresentados testes conduzidos com fluidos à base de óleo; e, por fim, a 5ª e a 6ª barra referem-se a testes com fluidos à base de água. Todos os testes conduzidos por Moura *et al.* (2023) foram realizados com fluidos à base de água. O tipo de fluido de perfuração utilizado por Barreto *et al.* (2023) não foi especificado.

Nota – se que os ensaios conduzidos por Osman *et al.* (2022) apresentam, em sua maioria, os menores valores de K, indicando um comportamento de menor desgaste nos materiais ou nas condições de teste adotadas. Já Moura, que realizou ensaios em escala reduzida, obteve valores significativamente mais elevados, com picos que ultrapassam 1.4E-09 psi^-1, o que representa uma ordem de grandeza superior em relação aos demais estudos. Isso sugere que os testes em menor escala podem ter amplificado os efeitos de desgaste, seja por características geométricas, concentrações de força ou sensibilidade do sistema.

Em contrapartida, os dados provenientes do estudo de Barreto *et al.* (2023) apresentam valores de K que se situam entre Osman *et al.* (2022) e Moura *et al.* (2023), com comportamento mais próximo ao de Osman *et al.* (2022). Isso evidencia que, mesmo com diferenças metodológicas entre os artigos, os resultados de Barreto *et al.* (2023) indicam um desgaste relativamente contido, compatível com um desempenho mais estável. A comparação entre os estudos evidencia que o tipo de ensaio (particularmente a escala) e o tipo de fluido utilizado influenciam fortemente no valor do fator de desgaste.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSÕES

A análise comparativa dos três gráficos evidencia que o fator de desgaste, embora expresso por diferentes variáveis (K, WF, CWF), é fortemente influenciado por três dimensões distintas**:** tipo de fluido, escala de ensaio/tempo, e material da tubulação. Cada gráfico isola uma dessas variáveis e revela que nenhuma atua de forma isolada: fluidos mais agressivos (como os à base de água) aumentam o desgaste desde o início, testes em escala reduzida superestimam esse desgaste por não replicarem fielmente as condições reais, e materiais com maior resistência - como o K55 - podem mitigar os efeitos de ambas as variáveis anteriores.

Portanto, uma forma eficaz de mitigação do desgaste em sistemas de perfuração deve considerar a escolha integrada do fluido e o uso de dados de testes em escala real. Essa abordagem é essencial para otimizar o desempenho, reduzir custos com manutenção e aumentar a vida útil dos componentes em operações de perfuração. A integração dessas análises permite uma compreensão mais abrangente do desgaste, sendo fundamental para a tomada de decisão na engenharia de poços, desde a seleção de materiais até a definição de estratégias operacionais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API standard 7CW: Casing Wear Tests. 1st ed. Washington, DC: API, 2015.

Barreto *et al.* SPE-213193-MS Friction and Casing Wear Factor Characterization. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, 14 - 15 June 2023.

HALL K. P, MALLOY R. W. Contact Pressure Threshold: An Important New Aspect of Casing Wear. Society of Petroleum Engineers, v. SPE 9430, p. 1–7, 2005. https://doi.org/10.2118/94300-MS

Moura *et al.* OTC-32862-MS Casing Wear Evaluation from Small-Scale Test. Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, 24–26 October 2023

MOURA, E. I. F. AVALIAÇÃO DO DESGASTE DO PAR CASING - HARDBANDING A PARTIR DE ENSAIOS EM ESCALA EDJA IANDEYARA FREITAS MOURA AVALIAÇÃO DO DESGASTE DO PAR CASINGHARDBANDING A PARTIR DE ENSAIOS EM ESCALA. [s.l.] Universidade Federal de Uberlandia, 2019.

Osman *et al.* Casing Wear and Wear Factors: New Experimental Study and Analysis. *Materials* 2022, *15*, 6544.

WHITE, J. P.; DAWSON, R. Casing Wear: Laboratory Measurements and Fiels Predictions. Society of Petroleum Engineers. p. 56-62, mar, 1987. https://doi.org/10.2118/14325-PA

ISBN: 978-65-5222-057-8

AVALIAÇÃO DO EFEITO DO CAMPO MAGNÉTICO NA INCRUSTAÇÃO DO SULFATO DE BÁRIO EM DIFERENTES SUPERSATURAÇÕES

Wagner Aldeia[1], Vitória Silva Lourenço[1], Mayra Fernanda de Souza Menezes[1], Caique Marques Mattos[1], Gabriel Nunes Rodrigues[1], Helga Elisabeth Pinheiro Schluter[2], André Leibsohn Martins[2]

[1]Instituto de pesquisas tecnológicas - IPT, waldeia@ipt.br;
[2]Petrobras / CENPES Ilha do Governador, helga@petrobras.com.br.

RESUMO

O campo magnético se apresenta como uma alternativa para mitigar incrustações inorgânicas, reduzindo o consumo de inibidores químicos no controle destas. A precipitação do sulfato de bário em especial é preocupante, considerando a problemática para sua dissolução nas paredes internas dos dutos e válvulas. Neste trabalho foi avaliado o efeito do campo magnético sobre a incrustação do sulfato de bário, em diferentes composições de águas representativas dos poços de extração de petróleo, contendo diferentes supersaturações para a precipitação do sulfato. Buscou-se também a avaliação do efeito do campo magnético quando ocorre simultaneamente a precipitação do sulfato de bário e do carbonato de cálcio, também com diferentes supersaturações. Adicionalmente foi avaliado o efeito do CO_2 na corrente, através da alimentação simultânea das soluções precursoras e de uma corrente de dióxido de carbono. Como resultados principais tem-se que a incrustação do sulfato de bário é mais acentuada em pH´s ácidos, mais especificamente com dióxido de carbono na corrente, e o campo magnético apresenta ação em situações específicas.

Palavras-chave: campo magnético, incrustação, sulfato de bário, barita, coprecipitação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O campo magnético é uma alternativa sustentável para mitigar incrustações inorgânicas, por ser de fácil aplicação e sem necessidade de outros produtos químicos como inibidores.

Silva e colaboradores (2015), avaliaram o efeito do campo magnético na hidratação de íons e na precipitação de sulfatos. Por meio da avaliação das partículas coloidais que se formaram a partir da hidratação da solução e posterior precipitação, o tratamento dos íons com campo magnético exerceu um pequeno efeito nas estruturas cristalinas dos sais insolúveis resultantes. O trabalho indica que as forças de Lorenz são cruciais para a polarização dos íons, essa orientação molecular permaneceu por dois dias à temperatura ambiente, mas pode ser destruída pelo aquecimento. Macroscopicamente, partículas preparadas com soluções de cátions divalentes tratadas magneticamente, particularmente partículas de $SrSO_4$, apresentaram tamanhos menores do que aquelas preparadas com soluções não tratadas, mas sua cristalinidade foi fracamente afetada. (SILVA; NETO; PETRI, 2015)

Costa, et al. (2019) avaliou o efeito do campo magnético na incrustação de sulfato de bário ($BaSO_4$), em um sistema de *Tube Blocking Test* (TBT) onde avaliou o tempo para a incrustação promover um aumento de perda de carga no reator comparando resultado com e sem aplicação do campo magnético, em diferentes configurações de reatores. As soluções usadas continham apenas os íons de interesse e NaCl. A solução de cátion tinha 542 ppm de Na^+ e 1051 ppm de Ba^{2+}, enquanto que a solução aniônica foi preparada usando 1300 ppm de SO_4^{2-}.

Os resultados apresentados por Costa, et al. (2019) sugeriram que a aplicação do campo magnético diminui a velocidade de crescimento das partículas de sulfato de bário aumentando o tempo para inicio da perda de carga. As partículas de $BaSO_4$ crescidas na presença de campo magnético apresentaram maior cristalinidade e menor tamanho cristalino do que aqueles formados sem campo. Portanto a aplicação de campos magnético em amostras com cátions de bário e ânions sulfato retarda o tempo de indução da incrustação.

O teste de TBT é muito utilizado para a avaliação de concentração mínima de inibidores (MIC), entretanto, para obter dados conclusivos sobre o efeito de campo magnético ele se mostra bastante sensível aos efeitos físicos que ocorrem no interior do reator. Neste trabalho foi proposto o emprego de um reator com possibilidade de observação interna da incrustação e com acompanhamento de massa ao longo das paredes internas para avaliar o efeito do campo magnético na incrustação do sulfato de bário.

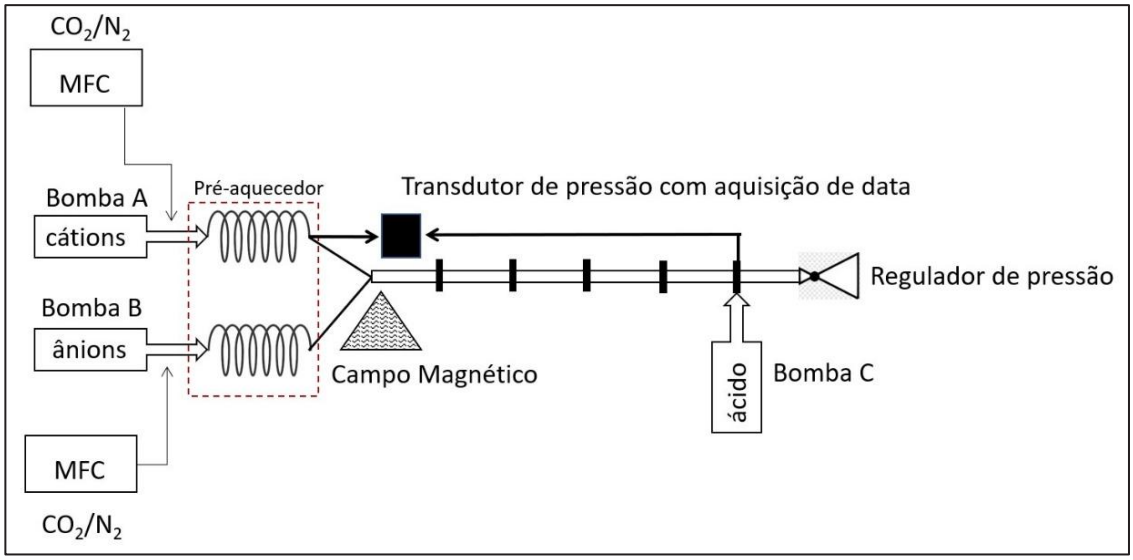
ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

Os ensaios foram realizados utilizando um reator bipartido com a possibilidade de observação interna e acompanhamento de massa incrustada ao longo do mesmo. O reator com diâmetro interno de 3,3 mm e comprimento total de 2 metros foi seccionado em comprimentos de 40 cm. Duas soluções reagentes foram preparadas, denominadas como catiônica e aniônica e, antes de serem misturadas na entrada do reator por meio de bombeamento, foram previamente aquecidas até temperatura de 70ºC. Quando da aplicação de campo magnético, o mesmo foi posicionado na região de mistura das soluções e a intensidade empregada foi de 2,2 T.

A vazão total de alimentação do reator foi de 270 mL/min. (50% de cada tipo) e, quando da realização de ensaio com adição do CO_2, a vazão da corrente foi de 74 mL/min. controladas por controladores de fluxo mássico, injetado após a cabeça de bombeamento das soluções e antes do pré-aquecimento.

A **Figura 1** apresenta um esquema simplificado do sistema empregado para a realização dos ensaios.



As soluções utilizadas no processo simularam as composições de águas de poços de extração de petróleo com a incrustação de sulfato de bário, as composições iônicas das águas estão dispostas na **Tabela 1**. As soluções precursoras foram preparadas seguindo as quantidades dos íons e foram divididas entre cátion e ânion para evitar a precipitação de algum sal antes da reação, foram preparadas e hidratadas por cerca de 5 dias (ALDEIA et al., 2019).

A **Tabela 2** apresenta as massas totais precipitáveis do sulfato de bário e do carbonato de cálcio, obtidas através de balanço estequiométrico, em termos de massa por unidade de volume da mistura e por tempo. O SI (*Saturation Index)* dos dois sólidos foram calculados a partir do *software SSP 2021*, utilizando a composição da água, temperatura de ensaio e pressão ambiente (R.U.B.C., 2021).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1 – Composição iônica das águas utilizadas nos ensaios

	Composição das águas (mg/L)								
	Na^+	K^+	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Sr^{2+}	Ba^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-
1	17803	263	505	674	92	30	28054	1456	396
2	17803	263	505	674	92	192	28054	1456	396
3	17803	263	505	674	92	384	28054	1456	396
4	29253	348	1138	2362	216	116	51192	1422	0
5	29253	348	1188	2362	216	384	51192	1422	0
6	29253	348	1138	2362	216	116	51192	1422	94
7	29253	348	1138	2362	216	116	51192	1422	1554
8	29253	348	1138	2362	216	116	51192	1422	777
9	29253	348	1138	2362	216	384	51192	1422	94
10	17803	263	505	674	92	30	28054	1456	94
11	17803	263	505	674	92	30	28054	1456	0

Tabela 2 – Dados de massas e SI calculados para cada composição de água

Água	Massa estequiométrica precipitável				Valores de SI calculados	
	mg/L		mg/h			
	SS $CaCO_3$	SS $BaSO_4$	SS $CaCO_3$	SS $BaSO_4$	SI $CaCO_3$	SI $BaSO_4$
1	324,8	51,0	5261,4	825,9	1,56	2,09
2	324,8	326,3	5261,4	5285,8	1,56	2,9
3	324,8	652,6	5261,4	10571,7	1,56	3,19
4	0,0	197,1	0,0	3154,1	0	2,44
5	0,0	652,6	0,0	10571,7	0	2,96
6	77,1	197,1	1248,9	3193,5	1,28	2,44
7	1274,5	197,1	20646,9	3193,5	2,52	2,44
8	637,2	197,1	10323,4	3193,5	2,2	2,42
9	77,1	652,6	1248,9	10571,7	1,28	2,96
10	77,1	51,0	1248,9	825,9	0,91	2,09
11	0,0	51,0	0,0	825,9	0	2,09

Ao final dos ensaios as alimentações das soluções precursoras eram interrompidas e substituídas por água para remoção de sal. Ao final o reator era desmontado e as partes submetidas à secagem para determinação das massas incrustadas e aderidas ao longo do reator. Dois ensaios eram conduzidos em mesma condição, sendo que um deles a determinação da

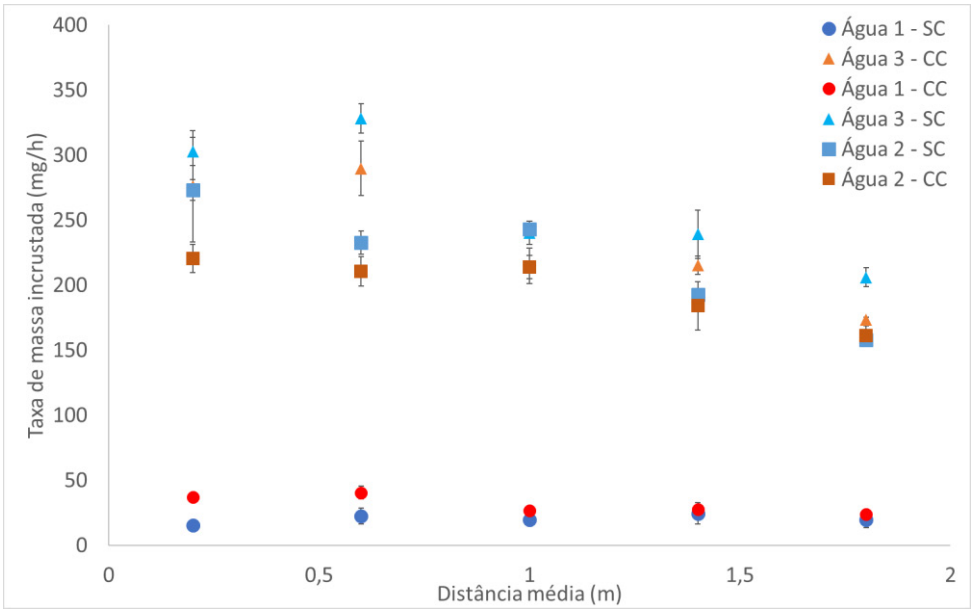
ISBN: 978-65-5222-057-8

massa foi integral e no segundo, as massas aderidas foram removidas por sistema de jateamento de água na superfície.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A **Figura 2** apresenta os resultados de massas incrustadas na parede interna do reator, nos ensaios conduzidos em três diferentes níveis de SI para o sulfato de bário e mesmo nível de SI para o carbonato de cálcio (Águas 1, 2 e 3), com e sem a aplicação de campo magnético.

Figura 2 – Massas incrustadas ao longo do reator em ensaios com soluções de diferentes SI para BaSO4 e mesmo SI para carbonato de cálcio, com (CC) e sem (SC) aplicação do campo magnético.



Como pode ser observado na figura, em baixo SI para o $BaSO_4$, o efeito do campo não se mostrou satisfatório, enquanto que para SI mais elevados, uma redução nas massas incrustadas é observada, embora com intensidades baixas.

Estes resultados foram apresentados isoladamente para uma compreensão das medições, pois o número de combinações foi elevado e para uma representação geral dos resultados e efeitos, tanto do campo magnético quando da adição do CO_2, foram agrupados e apresentados como superfícies de resposta (*software Origin Pro*). Todos os resultados apresentados foram obtidos em duplicata.

As **Figuras 3** e **4** apresentam a compilação dos resultados de taxa de incrustação para os ensaios realizados sem aplicação de campo magnético (**Figura 3**) e com aplicação de campo magnético (**Figura 4**). O nível de pH

ISBN: 978-65-5222-057-8

determinados na saída do reator variou entre 6,5 e 7,0 (sem adição de CO_2 na corrente).

Figura 3 – Variação da taxa de incrustação (mg/h) com variações do SI do carbonato de cálcio x SI do sulfato de bário nos ensaios sem aplicação de campo magnético.

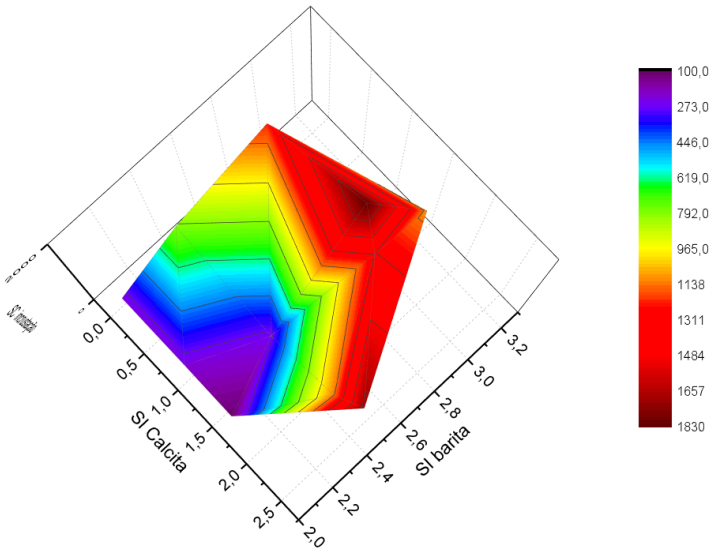
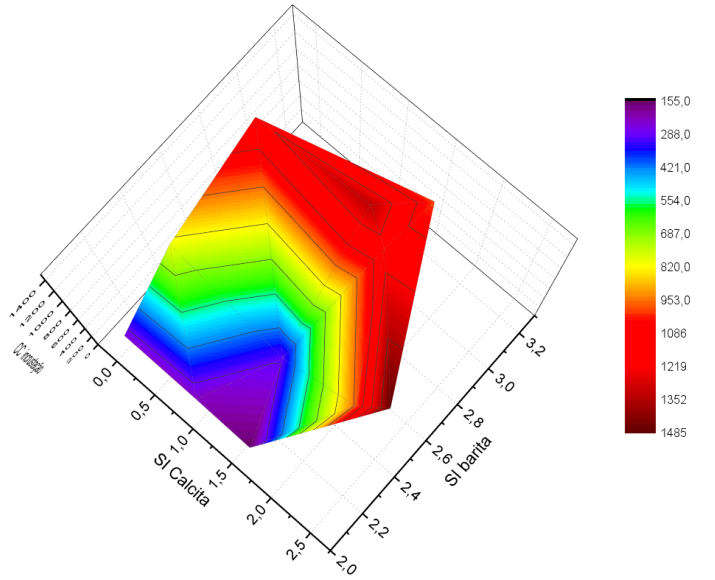


Figura 4 – Variação da taxa de incrustação (mg/h) com variações do SI do carbonato de cálcio x SI do sulfato de bário nos ensaios com aplicação de campo magnético.



De acordo com os resultados compilados e apresentados, é possível observar que em SI's baixos de carbonato de cálcio e sulfato de bário o campo magnético não apresenta efeitos pronunciados, porém em SI's mais elevados para o sulfato de bário, pode-se verificar uma redução da taxa de massa

ISBN: 978-65-5222-057-8

incrustada mais pronunciada e o melhor índice de redução foi observado com faixa de SI para o carbonato de cálcio entre 0,5 e 1.

As **Figuras 5** e **6** apresentam tratamento estatístico para os resultados dos ensaios realizados com adição do CO_2 nas correntes e, consequentemente, pH de saída do reator entre 5-6.

Figura 5 – Variação da taxa de incrustação (mg/h) com variações do SI do carbonato de cálcio x SI do sulfato de bário nos ensaios sem aplicação de campo magnético e com adição de CO2 na corrente.

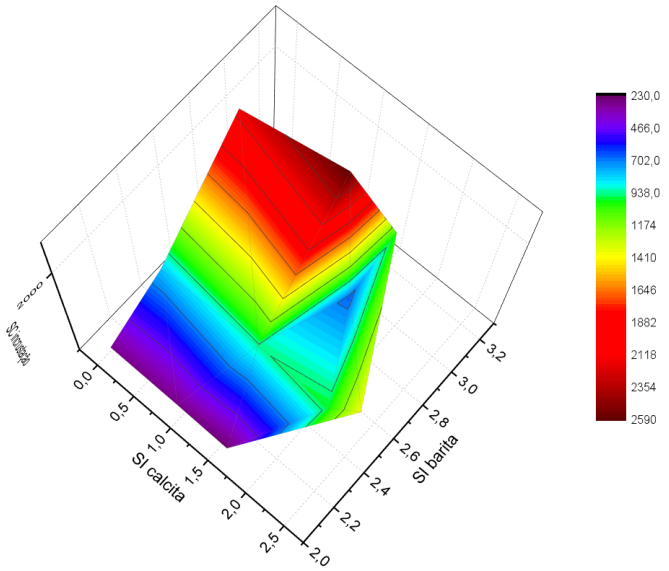
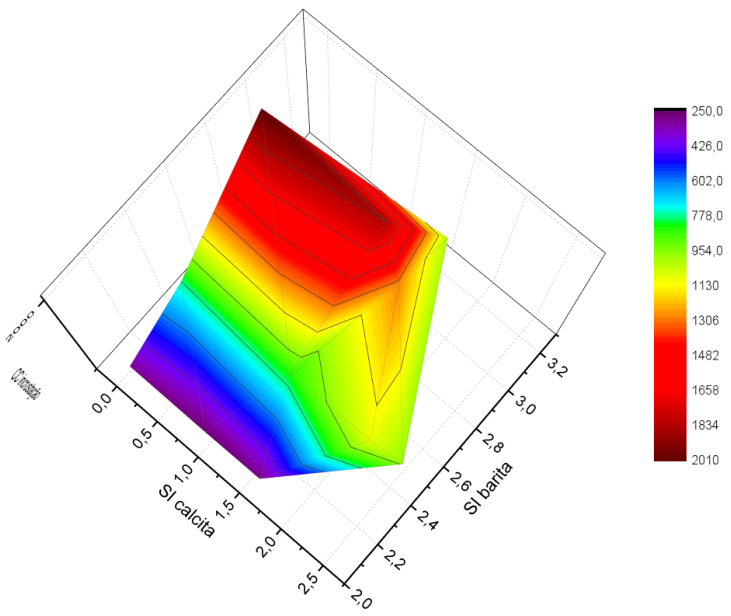


Figura 6 – Variação da taxa de incrustação (mg/h) com variações do SI do carbonato de cálcio x SI do sulfato de bário nos ensaios com aplicação de campo magnético e adição de CO2 na corrente



ISBN: 978-65-5222-057-8

Pode ser observado nas **Figuras 5** e **6** que os limites inferiores e superiores da taxa de incrustação (barras à direta) são mais elevados nos resultados obtidos com adição do CO_2 (pH reduzidos) do que os limites obtidos nos ensaios apresentados nas **Figuras 3** e **4**, sem a adição do CO_2 na corrente, indicando que a presença deste gás no meio aumenta a taxa de incrustação.

O efeito do campo magnético é menor com SI do sulfato de bário entre 2,4 a 2,8 com SI do carbonato de cálcio em aproximadamente 1,5 quando na presença de CO_2.

A **Figura 7** apresenta as imagens geradas por Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) das partículas aderidas e removidas do reator, com e sem a aplicação do campo magnético e a **Figura 8** apresenta os resultados obtidos por Espectroscopia de Energia Dispersiva (EDS), em maior ampliação, sem e com a aplicação de campo magnético.

Figura 7 – MEV das partículas aderidas sem (SC) e com aplicação do campo magnético (CC), obtidas nos ensaios com composição da água 4.

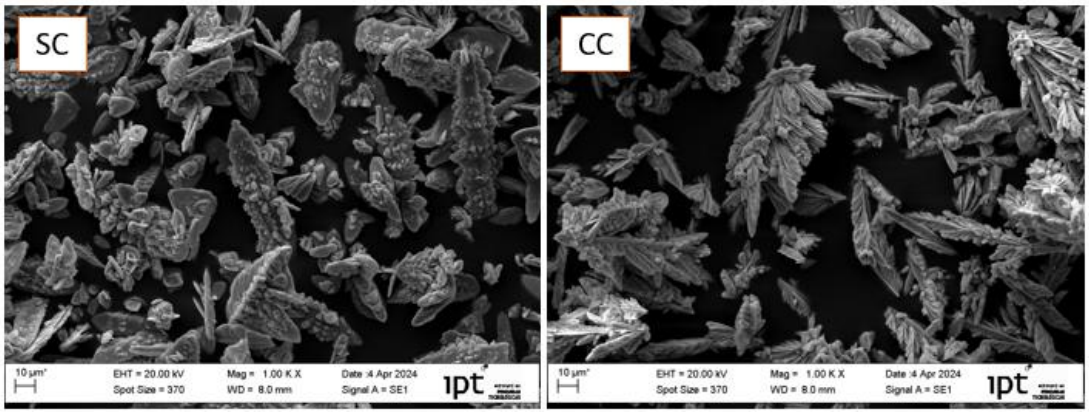
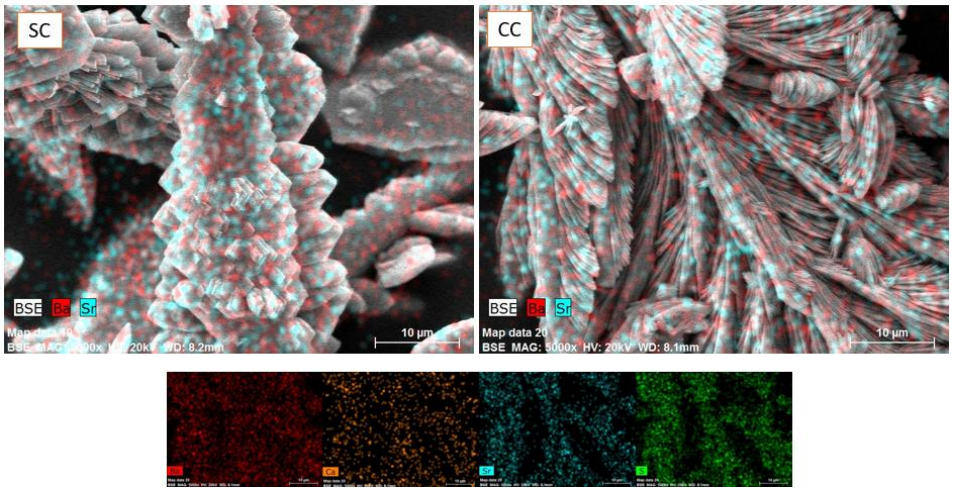


Figura 8 – MEV das partículas aderidas sem (SC) e com aplicação do campo magnético (CC), obtidas nos ensaios com composição da água 4.



ISBN: 978-65-5222-057-8

Pode-se observar que os sólidos obtidos em concentrações referentes à composição da água 4 que a aplicação de campo magnético alterou o hábito cristalino dos sólidos retirados do reator, podendo ser este o fato da redução da taxa de massa incrustada, como observado. Cabe ressaltar que o formato do sulfato de bário com aplicação do campo magnético ainda não foi reportado na literatura, entretanto o trabalho de Azaza et al., 2017 apresentou partículas parecidas sem aplicação do campo magnético, quando a precipitação de $BaSO_4$ ocorreu na presença de cálcio e identificou por análise de MEV e DRX a presença de Ca^{2+} na estrutura.

A análise EDS indica a presença de íons na estrutura do sulfato de bário, sendo mais intensa para os íons cálcio e estrôncio, possivelmente ligados à estrutura do sulfato de bário substituindo o íon bário, como indica a literatura (RONQUIM, 2019).

CONCLUSÕES

Como resultados importantes, nas condições avaliadas, pode-se dizer que a incrustação do sulfato de bário é mais acentuada em escoamentos com CO_2 e consequentemente pH baixos e que o campo magnético apresenta ação em sistemas específicos diminuindo a taxa de incrustação em faixa de SI definidos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras pelo apoio financeiro e ao Laboratório de Processos Químicos e Tecnologia de Partículas do IPT pela infraestrutura e colaboração na execução dos ensaios.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AZAZA, Hanen, DOGGAZ, Amira, MECHI, Lassaad, OPTASANU, Virgil, Tlili, Mohamed, BEM AMOR, Mohamed. Synthesis of intermediate crystal $Ba_{1-x}Ca_xSO_4$ system via co-precipitation of $BaSO_4$-$CaSO_4$ and partial hindrance of gypsum formation. Desalination and Water Treatment 66 (2017) 80–87.

ALDEIA, W. (A) et al. A influência do processo de hidratação de salmouras na deposição de CaCO3 na avaliação tipo TBT in Enahpe 2019 – Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo e Gás, Serra Negra-SP, 2019. Acesso: https://www.researchgate.net/publication/354163526.

COSTA, Z.; MENEZES, C.; CASTRO, B.; SERPA, F.; FRANCESCHI, E.; BORGES, G.; DARIVAM C.; SALAZAR-BANDA, G. Influence of magnetic field on barium sulfate incrustation from aqueous solutions. Heliyon 5 (2019), e02032.

ISBN: 978-65-5222-057-8

DUNN, K.; DANIEL, E.; SHULER, P.; CHEN, H.; TANG, Y.; YEN, T. Mechanisms of Surface Precipitation and Dissolution of Barite: A Morphology Approach. Journal of Colloid and Interface Science 214, 427–437 (1999).

SILVA, I. B.; NETO, J. C. Q.; PETRI, D. F. S. The effect of magnetic field on ion hydration and sulfate scale formation. / Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 465 (2015) 175–183.

RONQUIM, F. M. Remoção de bário de efluente aquoso industrial por precipitação mediante dessupersaturação, adição de sulfato em excesso e abrandamento: Estudo dos mecanismos, dos aspectos tecnológicos e da ecoefiência dos processos. Tese apresentada à Escola Politécnica USP – São Paulo, 2019.

R. U. B. C. Consortium, et al, ScaleSoftPitzer™ SSP2021. Energy & Environmental Systems Institute, Rice University, Houston, TX 77005, USA.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A INFLUÊNCIA DOS ÍONS Mg^{2+}, Ba^{2+}, E Sr^{2+} NO NÍVEL DE SATURAÇÃO DA SOLUÇÃO PARA O CARBONATO DE CÁLCIO

Wagner Aldeia[1], Vitória Silva Lourenço[1], Mayra Fernanda de Souza Menezes[1], Caique Marques Mattos[1], Gabriel Nunes Rodrigues[1], Helga Elisabeth Pinheiro Schluter[2], André Leibsohn Martins[2]

[1]Instituto de pesquisas tecnológicas - IPT, waldeia@ipt.br;
[2]Petrobras / CENPES Ilha do Governador, helga@petrobras.com.br.

RESUMO

No processo de extração de petróleo, as fases que compõem as correntes do poço são frequentemente caracterizadas. Quando se considera a formação e a incrustação do carbonato de cálcio, a composição gasosa, principalmente referente ao dióxido de carbono, quando alterada leva a variações na composição do ácido carbônico, impactando de maneira definitiva na supersaturação para a formação do carbonato de cálcio. No entanto, na corrente aquosa, normalmente são verificadas a presença de outros íons e estes também apresentam variações em suas composições ao longo do tempo de operação no processo de extração do petróleo. Estas variações, além da própria variação da concentração das espécies reativas formadoras do carbonato de cálcio, podem impactar na formação e incrustação deste. Várias literaturas reportam a interação destes íons com o inorgânico formado e que tais interações levam a alterações nos mecanismos de incrustação, favorecendo ou desfavorecendo este processo. No entanto, não foram verificadas avaliações das alterações da supersaturação para o carbonato de cálcio, com as variações das concentrações destes íons. Neste sentido, o trabalho apresenta uma avaliação da concentração de saturação aparente do carbonato de cálcio em duas diferentes composições de águas representativas de poços de extração de petróleo, onde os íons magnésio, bário e estrôncio foram avaliados em termos de impacto nas alterações das aparentes saturações, determinadas experimentalmente, com consequente alteração das supersaturações. Os resultados permitiram verificar que estes íons podem alterar as saturações aparentes, reduzindo ou aumentando o nível das mesmas, dependente da concentração de cloreto de sódio na solução.

Palavras-chave: saturação aparente, supersaturação, carbonato de cálcio, incrustação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O carbonato de cálcio ($CaCO_3$) é encontrado em abundância na natureza e possui três polimorfos anidros: calcita, aragonita e vaterita. Na indústria de extração de petróleo o carbonato de cálcio é um problema por incrustar nas tubulações e ocasionar entupimentos em válvulas. Sua precipitação ocorre devido a despressurização ao longo do escoamento ou a perda de carga locais que possam gerar uma supersaturação para precipitá-lo. No ambiente real, a formação do carbonato de cálcio acontece em meio a diferentes íons presentes na água de extração o que pode ocasionar que estes íons se liguem ao cristal ou interfiram na sua cristalização (KRUPKA; CANTRELL; MCGRAIL, 2010).

A presença de íons magnésio (Mg^{2+}), bário (Ba^{2+}) e estrôncio (Sr^{2+}) podem influenciar significativamente a supersaturação e a formação de incrustações em soluções aquosas, afetando a nucleação, o crescimento cristalino e a solubilidade do $CaCO_3$, modulando a tendência à precipitação e a morfologia dos cristais formados.

Segundo Korchef, (2022) os efeitos da presença do Mg^{2+} variam pois atuam como um inibidor da cristalização do $CaCO_3$, onde há um prolongamento do tempo de indução e resultando em uma diminuição da taxa de crescimento do cristal possibilitando uma redução na quantidade total de $CaCO_3$ precipitada. Com concentrações elevadas de Mg^{2+} a precipitação de $CaCO_3$ tende a ser mais lenta com formação de aragonita sendo favorecida. Contudo, em sua ausência a precipitação de $CaCO_3$ ocorre de forma mais rápida e eficiente, resultando em uma maior quantidade de precipitado já que o tempo de indução é significativamente reduzido, e a taxa de crescimento dos cristais é mais alta, o que leva a uma formação mais abundante de $CaCO_3$ em um dado intervalo de tempo (RAJ; DEVI e SUBRAMANIAN, 2020).

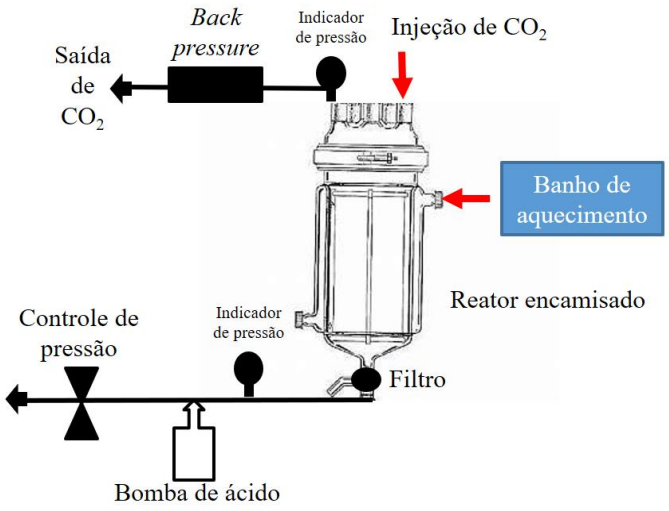
Enquanto o Sr^{2+} e Ba^{2+} são elementos pertencentes à mesma família do Ca^{2+}, por apresentarem as mesmas características, esses íons podem participar de substituições isoestruturais em compostos carbonáticos, particularmente durante os processos de nucleação e crescimento do $CaCO_3$. Tanto o Sr^{2+} quanto Ba^{2+} formam sais pouco solúveis com o CO_3^{2-}, gerando $SrCO_3$ e $BaCO_3$, cujas características são similares às do $CaCO_3$, fazendo com que interfiram na dinâmica de precipitação, alterando os parâmetros de supersaturação da solução e modulando a morfologia e a fase cristalina do carbonato formado. A literatura reporta que presença de Sr^{2+}, por exemplo, favorece a estabilização da aragonita, enquanto Ba^{2+} pode inibir a formação de calcita ou causar distorções no retículo cristalino (MOLNÁR, et al., 2025).

METODOLOGIA

O aparato experimental empregado é composto por um reator que operou em regime de bateladas, construído em aço inoxidável 316L, com volume total de 1,5 L e provido de camisa externa, por onde circulava fluido para controle de temperatura da massa reacional. O aparato experimental é apresentado esquematicamente na Figura 1.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 1. Esquema simplificado do aparato experimental empregado para determinação da saturação aparente do carbonato de cálcio.



As soluções precursoras eram pré-aquecidas e vertidas sistematicamente para a precipitação do carbonato de cálcio no interior do reator, sendo fechado imediatamente após as adições. O reator foi então pressurizado com gás inerte (N2) ou gás carbônico (CO2) até a pressão de interesse. Quando do emprego do gás carbônico, o reator era purgado para a remoção do ar, antes de pressurização final. Neste trabalho são apresentados os resultados obtidos com pressurização de gás nitrogênio.

Ao final do tempo de no mínimo três horas, o reator foi descarregado com separação das partículas de carbonato de cálcio suspensas. A separação foi efetuada na mesma pressão do ensaio, de modo a se evitar alterações da massa final decorrente da descompressão, já que foi utilizado o bicarbonato de sódio como reagente.

Os sólidos no reator, após abertura, foram ressuspensos com água para solubilização de cloreto de sódio residual e removidos, sendo posteriormente submetidos à separação por filtração e lavagem no próprio filtro, para nova remoção de resíduos de cloreto de sódio. A saturação aparente para cada condição de avaliação foi definida como a diferença entre a massa total precipitável, obtida por balanço estequiométrico e a massa de sólidos não dissolvidos. Todas as determinações foram realizadas em triplicata. As massas precipitáveis por unidade de volume, a partir do balanço estequiométrico para a Água e Água 2 são 0,88 e 0,52 g/L, respectivamente.

Foram utilizadas nas avaliações duas águas com diferentes composições, apresentadas na Tabela 1, identificadas como Água 1 e Água 2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1. Composições iônicas das águas representativas de poços do pré-sal.

	Água - 1	*Água - 2*
Composição iônica	mg/L	mg/L
Na^{+}	13.999,15	23.134,19
Mg^{2+}	249,87	802,05
Ca^{2+}	1.445,10	4.540,44
Ba^{2+}	2,95	11,93
Sr^{2+}	262,64	937,46
Cl^{-}	24.282,52	46.096,43
$SO4^{2-}$	210,48	470,04
HSO_4^{-}	0,01	0,03
HCO_3^{-}	1.085,00	634,44

Para a obtenção da composição final, como apresentado na **Tabela 2**, foram preparadas para cada tipo de água, duas soluções identificadas como solução aniônica e solução catiônica e as mesmas foram produzidas com os reagentes e as concentrações apresentados na **Tabela 2** para a Água 1 e na **Tabela 3** para a Água 2.

Tabela 2. Concentração dos reagentes (g/L) utilizados nas soluções aniônicas e catiônicas da Água 1

Reagentes (g)	Sol. Catiônica	Sol. Aniônica
NaCl	35,589	32,87
$MgCl_2.6H_2O$	4,18	
$CaCl_2.2H_2O$	10,60	
$BaCl_2.2H_2O$	0,01	
$SrCl_2.6H_2O$	1,60	
Na_2SO_4		0,30
$NaHCO_3$		2,96
Água	975,02	978,87

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 3. Reagentes e concentrações (g/L) utilizados nas soluções aniônicas e catiônicas da Água 2

Reagentes (g)	Sol. Catiônica	Sol. Aniônica
Massa dissolvida (g/L) - Água 1 (N_2 5 kgf/cm²)		
	média	desvio	(%)
Completa	0,4078	33,31	0,0025	0,61
sem Mg	0,3776		0,0093	2,46
sem Sr	0,4188	5,70	0,0068	1,62
sem Ba	0,4496		0,0168	3,74
$NaHCO_3$			1,75	
Água	951,72		978,12	

As soluções, antes de utilização foram previamente submetidas a hidratação/solvatação em temperatura de 40 ºC, por um tempo mínimo de 120 horas (ALDEIA, et al., 2019).

Para avaliar a interferência dos íons na solubilidade do $CaCO_3$, foram feitas soluções retirando os íons de interesse para cada avaliação. Foi preparada uma solução completa, sem íons de magnésio, sem íons de cálcio e sem íons de estrôncio, apenas retirando o sal de cloreto do íon da solução catiônica.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

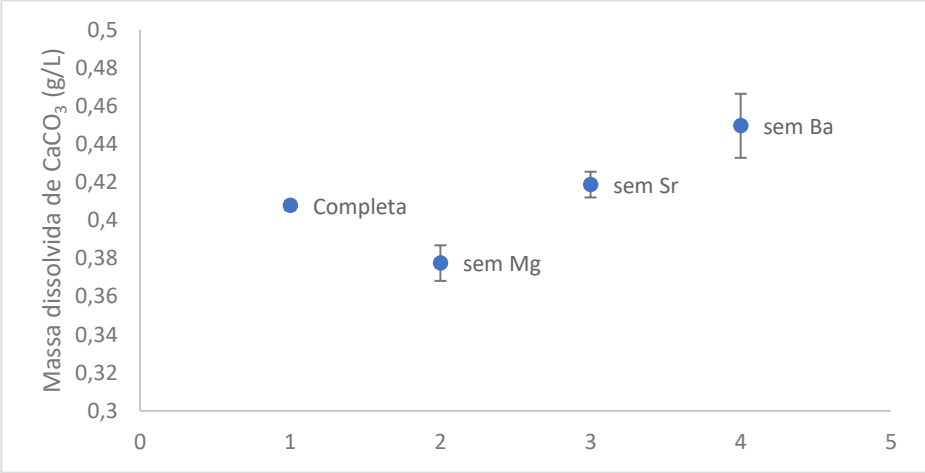
Os resultados obtidos nos níveis de saturação aparente do carbonato de cálcio em relação a presença ou não de íons, para a Água 1, estão apresentados na **Tabela 4** e representados graficamente na **Figura 2**. As determinações foram efetuadas em pressão de 5 kgf/cm² e com o sistema pressurizado com N_2, em temperatura de 60ºC.

Tabela 4. Saturações aparentes (g/L) do carbonato de cálcio determinadas utilizados nas soluções aniônicas e catiônicas da Água 1

Massa dissolvida (g/L) - Água 1 (N_2 5 kgf/cm²)			
	média	desvio	(%)
Completa	0,4078	0,0025	0,61
sem Mg	0,3776	0,0093	2,46
sem Sr	0,4188	0,0068	1,62
sem Ba	0,4496	0,0168	3,74

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 2. Representação gráfica das saturações aparentes de CaCO3 para a Água 1, com diferentes composições iônicas.



Como pode ser observado nos resultados apresentados, as determinações apresentaram um desvio em termos de reprodutibilidade máximo de 3,74%, quando da remoção do íon bário da solução resultante, e um desvio reduzido (0,61%) quando da determinação da solução completa.

Ainda é possível observar que o íon magnésio, quando presente, aumenta a solubilidade do carbonato de cálcio em aproximadamente 7%, já que quando removido, a solubilidade é menor, ao passo que os íons estrôncio e bário reduzem a solubilidade do carbonato de cálcio em aproximadamente 3 e 10%, respectivamente.

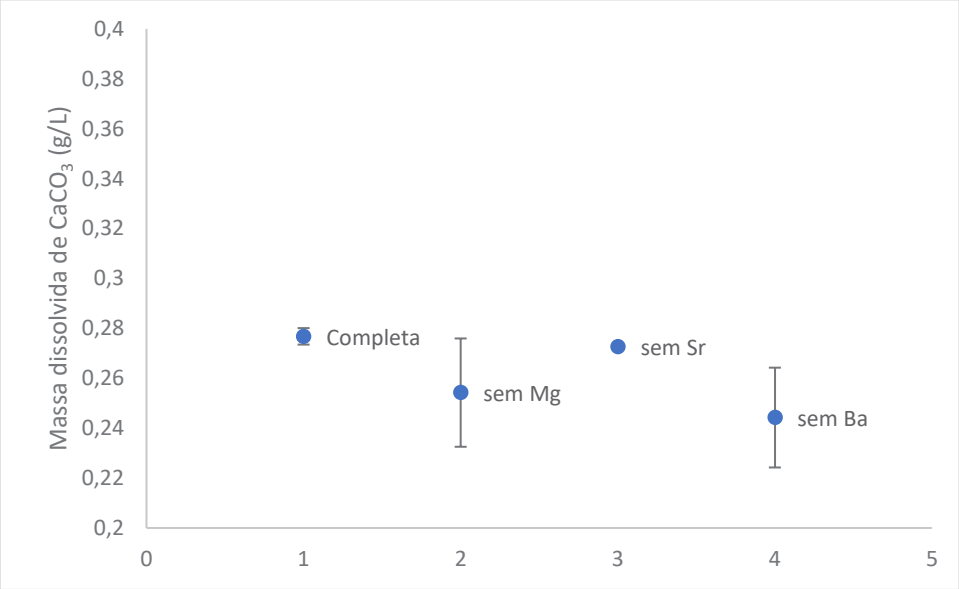
Para a Água 2, os resultados obtidos são apresentados na **Tabela 5** e representados graficamente na **Figura 3**.

Tabela 5. Saturações aparentes (g/L) do carbonato de cálcio determinadas utilizados nas soluções aniônicas e catiônicas da Água 2

Massa dissolvida (g/L) - Água 1 (N_2 5 kgf/cm²)			
	média	desvio	(%)
Completa	0,2768	0,0033	1,19
sem Mg	0,2542	0,0217	8,54
sem Sr	0,2726	0,0002	0,07
sem Ba	0,2442	0,0200	8,19

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 3. Massa dissolvida de CaCO3 para a Água 2 com diferentes composições



Com relação aos resultados da solubilidade aparente do carbonato de cálcio com a composição da Água 2, a ausência do estrôncio na composição final da água não apresentou efeitos sobre a solubilidade do carbonato de cálcio (0,07%), enquanto os íons bário e magnésio apresentaram variações dos resultados na ordem de 8%.

Nesta composição de água, diferentemente da Água 1, a ausência do bário resultou em uma menor solubilidade na média, com variações que podem indicar um impacto não relevante, estatisticamente.

Como os resultados verificados para a Água 1, os íons que mais impactaram na variação da solubilidade aparente foram magnésio (8%) e bário (12%).

Não é seguro atribuir tais variações a um processo de coprecipitação, principalmente no caso do estrôncio, considerando que as variações de massa deveriam se encontrar na ordem de grandeza das massas precipitáveis destes compostos, como apresentado na Tabela 6. Com relação ao bário, esta hipótese poderia ser descartada, uma vez que a variação de massa na avaliação deste íon se apresentou em torno de 10 vezes maior.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 6. Massas precipitáveis dos sulfatos de bário e estrôncio, obtidas por balanço estequiométrico.

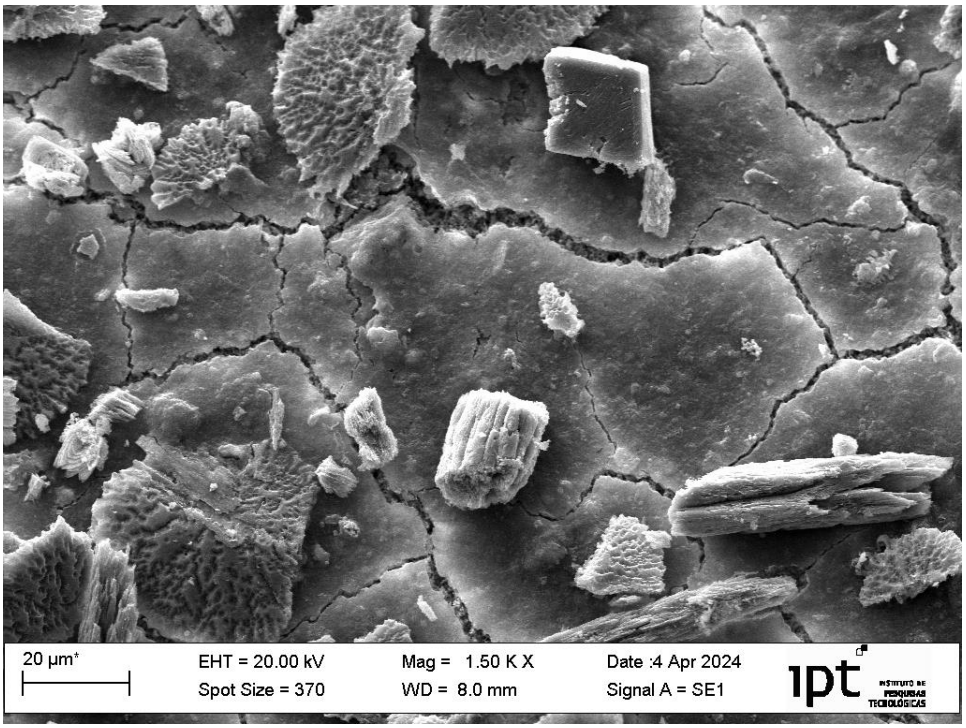
	Massa precipitável g/L	
	Água 1	Água 2
$BaSO_4$	0,005	0,020
$SrSO_4$	0,193	0,899

Uma avaliação dos sólidos precipitados por microscopia eletrônica de varredura com espectroscopia de energia dispersiva acoplada (MEV-EDS) mostra que os íons bário e estrôncio estão presentes na forma de sulfato e associados, além de sulfato de bário isolado, como apresentado nas **Figura 4 (MEV)** e **5 (EDS)**.

Considerando o conjunto de resultados, pode-se verificar que aparentemente a variação da solubilidade identificada, com relação aos íons bário e estrôncio, podem estar relacionadas a uma coprecipitação, sem impactar de forma relevante na solubilidade do carbonato de cálcio, enquanto que os íons magnésio, segundo dados da literatura citada anteriormente, estabiliza o carbonato de cálcio na forma aragonita e, esta por sua vez, tem uma solubilidade maior que a fase calcita.

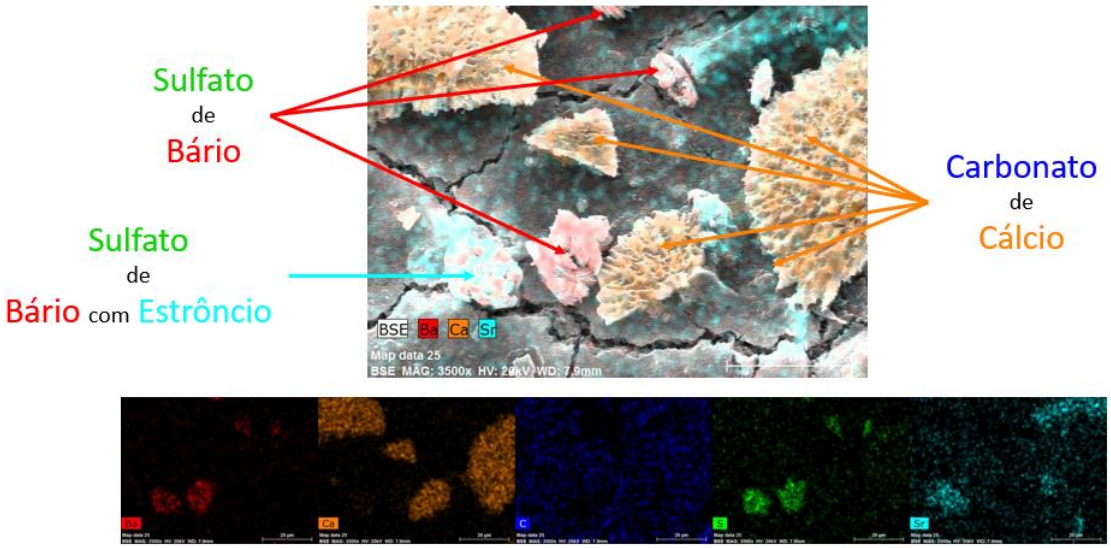
Pode-se ainda atribuir que as diferentes solubilidades entre as Águas são decorrentes da concentração de cloreto de sódio presente, onde uma maior concentração leva a uma menor solubilidade do carbonato de cálcio.

Figura 4. Resultados de análises de MEV dos sólidos precipitados na Água 1, com composição iônica completa.



ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 5. Resultados de análises de EDS dos sólidos precipitados na Água 1, com composição iônica completa.



CONCLUSÕES

Com base nos resultados apresentados, conclui-se que as variações nas concentrações dos íons Mg^{2} , Sr^{2} e Ba^{2} durante o processamento de petróleo, nas condições analisadas, não impactam significativamente as saturações aparentes do carbonato de cálcio e, consequentemente nas supersaturações.

Adicionalmente, situações com maiores variações destas propriedades podem ser verificadas com a variação dos íons carbonato e dos íons cálcio na corrente aquosa, provenientes das variações da concentração do dióxido de carbono na fase gasosa ou mesmo na intensidade de solubilização das rochas carbonáticas.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras e CNPq pelo apoio financeiro e ao Laboratório de Processos Químicos e Tecnologia de Partículas do IPT pela infraestrutura e colaboração na execução dos ensaios.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALDEIA, W. (A) et al. A influência do processo de hidratação de salmouras na deposição de CaCO3 na avaliação tipo TBT in Enahpe 2019 – Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo e Gás, Serra Negra-SP, 2019. Acesso: https://www.researchgate.net/publication/354163526.

ISBN: 978-65-5222-057-8

KORCHEF, A. (2022). Effect of Operating Parameters and Foreign Ions on the Crystal Growth of Calcium Carbonate during Scale Formation: An Overview. IntechOpen. doi: 10.5772/intechopen.94121.

KRUPKA, K. M.; CANTRELL, K. J.; MCGRAIL, B. P. Thermodynamic data for geochemical modeling of carbonate reactions associated with CO2 sequestration – Literature review. Richland: Pacific Northwest National Laboratory, 2010

MOLNÁR, Z; HEGEDÚS, M. NÉMETH, P.; PÓSFAI, M. Competitive incorporation of Ca, Sr, and Ba ions into amorphous carbonates, Geochimica et Cosmochimica Acta. Volume 393, 15 March 2025, Pages 18-30. DOI:10.1016/j.gca.2025.02.002.

RAJ, K. S.; DEVI, N.; SUBRAMANIAN, V.K. Effect of barium and strontium ions on the morphology and polymorphism of CaCO3. Chemical Physics Letters. Volume 750, July 2020, 137502.

ISBN: 978-65-5222-057-8

DETERMINAÇÃO DA CONDIÇÃO DE FALHA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SINTÉTICOS POR REGRESSÃO LOGÍSTICA

Gabriel Reis Simplício de Souza[1], Sarah Arvelos Altino[1], Heitor Otacílio Nogueira Altino[1], Marina Seixas Pereira[1], Claudio Roberto Duarte[1]

[1]*Universidade Federal de Uberlândia, greissimplicio@hotmail.com, sarah.arvelos@ufu.br,* heitor.engquimica@gmail.com*, marinasp@ufu.br, claudioduarte@ufu.br*

RESUMO

O fluido de perfuração de poços de petróleo desempenha um papel crucial na eficiência das operações, exercendo funções importantes ao longo de todo o processo. Contudo, em determinadas situações, como durante a manutenção, o armazenamento ou o confinamento, o fluido pode permanecer estático, estando sujeito a variações de temperatura, pressão e tempo. Tais condições podem comprometer suas propriedades essenciais, especialmente em fluidos sintéticos formulados como emulsões inversas, que são termodinamicamente instáveis devido à ausência de fornecimento contínuo de energia nesses cenários. Dessa forma, a análise do tempo até a falha do fluido (quebra da emulsão) torna-se fundamental para garantir a segurança e a eficiência das operações de perfuração. Neste contexto, o presente trabalho teve como objetivo avaliar a estabilidade térmica de emulsões em fluidos de perfuração mediante exposição controlada (60 a 175°C por 16 a 336 horas). A ocorrência de falha foi identificada visualmente por meio da separação de fases e modelada com regressão logística otimizada via Optunae validação cruzada. O modelo apresentou acurácia de 90%, AUC-ROC de 0,96 e desempenho robusto na curva *Precision-Recall,* evidenciando sua capacidade preditiva. A análise dos coeficientes revelou que a temperatura é o principal fator de risco, com importância relativa superior a 70%. A superfície tridimensional de predição indicou aumento expressivo da probabilidade de quebra acima de 100 °C, mesmo para tempos curtos, e identificou uma zona crítica de transição entre 80 e 110 °C, onde pequenas variações térmicas impactam fortemente a estabilidade. O modelo desenvolvido representa uma ferramenta útil para prever a vida útil do fluido sob condições de poço, contribuindo para o planejamento operacional e a otimização de formulações aplicadas a sistemas de emulsões sob envelhecimento térmico.

Palavras-chave: fluido de perfuração, emulsão inversa, tempo de vida útil, regressão logística, aprendizado de máquina.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A intensificação da exploração de petróleo e gás em ambientes cada vez mais profundos e complexos, como os reservatórios do pré-sal brasileiro, tem exigido o desenvolvimento de tecnologias robustas e adaptadas às severas condições operacionais desses sistemas (Petrobras, 2025). Neste contexto, os fluidos de perfuração figuram como insumos fundamentais para garantir a segurança e a eficiência do processo de perfuração, ao desempenhar funções essenciais como a limpeza do poço, o transporte de cascalhos à superfície, o resfriamento da broca, a manutenção da pressão hidrostática e a estabilização das paredes do poço (Caenn; Darley; Gray, 2016; IOGP, 2016).

Dentre os tipos de fluidos disponíveis, os fluidos de perfuração não aquosos (NADF), em especial aqueles formulados à base de olefinas sintéticas, têm se destacado por sua elevada estabilidade térmica, reduzida toxicidade e maior biodegradabilidade, o que os torna adequados para aplicações *offshore* sob condições de alta pressão e alta temperatura (HPHT) (Arneson *et al.*, 2020). Tais formulações geralmente são constituídas por emulsões inversas, nas quais a fase contínua é formada por olefina e a fase dispersa por salmoura de cloreto de sódio, estabilizadas por emulsificantes específicos e preparadas sob intensa agitação mecânica (Caenn; Darley; Gray, 2016; Tian *et al.*, 2022). Apesar da presença de aditivos estabilizantes, esses sistemas permanecem termodinamicamente instáveis e sujeitos a fenômenos como sedimentação, floculação, coalescência e, por fim, a ruptura da emulsão (Goodwin, 2004). Essa última etapa é identificada como a condição de falha do fluido, quando suas propriedades deixam de atender às exigências operacionais.

Essa instabilidade pode ser intensificada em determinadas situações operacionais em que o fluido permanece exposto a temperaturas elevadas sem a presença de agitação, como ocorre em condições estáticas. Embora os fluidos sejam geralmente utilizados em regime de circulação, é comum que, ao longo da operação, ocorram períodos em que o fluido permanece estacionário, como durante manutenções, no armazenamento, na região anular do poço após a cimentação, ou em cenários de abandono temporário ou definitivo (IOGP, 2016). Nessas situações, o sistema emulsionado deixa de receber energia mecânica, favorecendo a coalescência das gotas e a separação das fases. Nesses cenários, a ausência de agitação mecânica favorece a coalescência das gotas, promovendo a separação das fases. Além disso, a exposição prolongada ao calor pode degradar os emulsificantes e comprometer a integridade interfacial da emulsão, impactando diretamente nas propriedades reológicas e na eficiência do fluido (Arain; Ridha, 2025; Souza, 2024).

Compreender os mecanismos de degradação dos fluidos sob diferentes condições de envelhecimento térmico é essencial para prever sua durabilidade em campo. Estudos têm demonstrado que a exposição prolongada a elevadas temperaturas pode comprometer as propriedades físico-químicas dos fluidos não aquosos, resultando na separação das fases, na perda de reologia adequada e no aumento do volume de filtrado em ensaios HPHT (He *et al.*, 2024; Jiang *et al.*, 2024; Shi *et al.*, 2025). Observações experimentais recentes indicam que a

ISBN: 978-65-5222-057-8

temperatura de envelhecimento é o principal fator de impacto na degradação do fluido, superando inclusive o tempo de exposição (Souza, 2024).

Diante disso, torna-se necessário o desenvolvimento de ferramentas preditivas que permitam estimar, de forma quantitativa e confiável, a probabilidade de ocorrência da falha do fluido em função das condições operacionais. A regressão logística, além de ser uma abordagem estatística consolidada, também é amplamente reconhecida como uma técnica de aprendizado de máquina supervisionado, sendo particularmente adequada para modelar eventos binários, como a ruptura da emulsão. Essa técnica permite estimar a probabilidade de falha com base em variáveis independentes contínuas ou categóricas, como temperatura e tempo de envelhecimento, fornecendo uma ferramenta robusta para a análise de estabilidade em condições operacionais variadas (Júnior *et al.*, 2024).

Neste trabalho, propõe-se a aplicação da regressão logística para modelar a vida útil de um fluido de perfuração olefínico envelhecido termicamente em diferentes condições. A partir da definição da condição de falha com base em critérios técnicos previamente estabelecidos, foi possível classificar as amostras quanto à sua estabilidade. Com isso, buscou-se quantificar a influência de variáveis operacionais, como temperatura e tempo de envelhecimento, sobre a probabilidade de falha, permitindo uma avaliação preditiva mais precisa do comportamento do fluido em cenários reais de operação.

METODOLOGIA

Preparo do fluido de perfuração

O fluido investigado neste estudo consiste em uma emulsão inversa, formulada com 60% de olefina como fase contínua e 40% de salmoura de cloreto de sódio como fase dispersa. A composição do sistema incluiu reagentes fornecidos pela Petrobras, abrangendo a olefina base, emulsificantes primário e secundário, carbonato (2-44), cal hidratada, solução salina, viscosificante, barita, aditivo modificador reológico e controlador de filtrado. A mistura dos componentes foi realizada com o auxílio de um agitador do tipo L5M-A Silverson, operando a 10.000 rpm por 15 minutos, de forma a promover a formação de gotas finas e bem distribuídas no meio.

Envelhecimento térmico do fluido

Os testes de envelhecimento foram realizados em três reatores de 500 mL, revestidos com Teflon para garantir resistência à pressão e ação química, conforme as normas da API (2023). Para cada ensaio, 180 g de fluido, aproximadamente 150 mL, foram transferidos para o reator. O sistema foi vedado

ISBN: 978-65-5222-057-8

e pressurizado com nitrogênio a 5 bar por 30 minutos, assegurando equilíbrio térmico e evitando a ebulição da fase aquosa durante a exposição à temperatura programada. Os ensaios ocorreram em temperaturas de 60°C a 175°C e tempos variando de 8 a 336 horas.

Após cada envelhecimento térmico, o copo de Teflon contendo a amostra foi removido e posicionado em um suporte fixo inclinado a 45°, facilitando a inspeção visual da estabilidade do fluido. A inclinação permitiu a obtenção de imagens da interface e ajudou na identificação de sinais de separação de fases. A estabilidade foi avaliada com base na presença de salmoura livre, o que indicava a ruptura da emulsão. Após a captura da imagem, a fase sobrenadante foi retirada com uma pipeta para verificar a presença de salmoura residual e para melhorar a visualização dos sedimentos no fundo do copo. Caso não fosse observada separação de fases, indicando estabilidade, o copo retornava ao reator para novo período de envelhecimento sob as mesmas condições experimentais até que ocorresse a quebra da emulsão.

Modelo de Regressão Logística

A modelagem estatística adotada neste estudo teve como objetivo estimar a probabilidade de falha do fluido em função das condições de envelhecimento térmico. Para isso, foi aplicado um modelo de regressão logística, técnica amplamente utilizada em aprendizado de máquina supervisionado para problemas de classificação com variável resposta dicotômica (Hosmer; Lemeshow; Sturdivant, 2013).

De forma análoga aos modelos de regressão linear, a regressão logística busca explorar a relação entre um conjunto de variáveis independentes X_1, X_2, … , X_p e a variável resposta transformada, com o objetivo de estimar os coeficientes que determinam a influência dessas variáveis sobre a probabilidade de ocorrência de um evento específico. Neste tipo de modelo, a variável resposta *Y* segue uma distribuição Bernoulli, assumindo valor 1 quando o evento de interesse ocorre e 0 quando não ocorre, e estabelece uma relação entre a probabilidade de falha π_i e os preditores por meio da função *logit*, conforme a Equação 1:

$$\log\left(\frac{\pi_i}{1-\pi_i}\right) = \beta_0 + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i} \qquad (1)$$

em que, π_i representa a probabilidade estimada de falha para a *i*-ésima amostra, enquanto X_{1i} e X_{2i} correspondem, respectivamente, à temperatura e ao tempo de envelhecimento. Os parâmetros β_0, β_1 e β_2 são os coeficientes do

ISBN: 978-65-5222-057-8

modelo e refletem o efeito de cada variável sobre a chance de o fluido atingir a condição de falha.

A variável resposta foi definida com base na separação de fases observada após os testes de envelhecimento, sendo os dados classificados como quebra (Y = 1) ou não quebra (Y = 0). As variáveis preditoras utilizadas foram a temperatura de envelhecimento (°C) e o tempo de exposição (h). A base de dados contou com 48 registros, dos quais 26 indicaram ruptura da emulsão e 22 permaneceram estáveis.

A modelagem foi realizada em ambiente virtual pelo software Google Colaboratory, utilizando linguagem Python com a biblioteca scikit-learn. A otimização dos hiperparâmetros foi feita por validação cruzada (k = 5) associada à otimização bayesiana via Optuna, considerando diferentes solvers, penalidades, valores de regularização e ponderação de classes. O modelo final foi treinado com 80% dos dados e testado com os 20% restantes.

O desempenho preditivo foi avaliado por meio da acurácia, AUC-ROC, PR-AUC, matriz de confusão e relatório de classificação. Como a identificação da condição de falha é prioritária, o PR-AUC foi adotado como métrica principal. Além disso, foi gerada uma superfície tridimensional com as probabilidades previstas de quebra, permitindo identificar regiões de maior instabilidade.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Aspecto das amostras envelhecidas

Após os ensaios de envelhecimento térmico, observou-se em todas as amostras a separação entre a fase orgânica (olefina) e os demais componentes do fluido, comportamento típico de emulsões submetidas a condições estáticas. Essa separação resulta da diferença de densidade entre as fases e da perda gradual de estabilidade da emulsão ao longo do tempo. A olefina, sendo menos densa, tende a se acumular na superfície, enquanto salmoura e sólidos permanecem no fundo. Segundo Friaça (2020), a estabilidade da emulsão está diretamente relacionada à sua formulação e ao tipo de emulsificantes empregados. Além disso, observou-se que temperaturas mais elevadas aceleram essas instabilidades observadas, enquanto, em condições térmicas mais brandas, elas ocorrem de forma mais lenta.

Inicialmente, formou-se uma fase superior turva, composta por olefina e parte do pacote emulsificante. Com o tempo, surgiu uma fase gelatinosa intermediária entre a olefina e os sedimentos, apresentando mobilidade, mas sem indicar ruptura evidente da emulsão. Nas etapas finais, foram observadas gotas de salmoura dispersas sobre os sólidos, atribuídas à coalescência. Embora ainda sem separação nítida, essa condição foi considerada indicativa de quebra, representando o início da instabilidade. A

ISBN: 978-65-5222-057-8

separação completa das fases, com fronteiras visuais bem definidas, ocorreu apenas no estágio mais avançado do envelhecimento, sugerindo um processo de ruptura gradual, conforme mostra a Figura 1. A Figura 2 apresenta uma ilustração dos estágios em que foi possível visualizar.

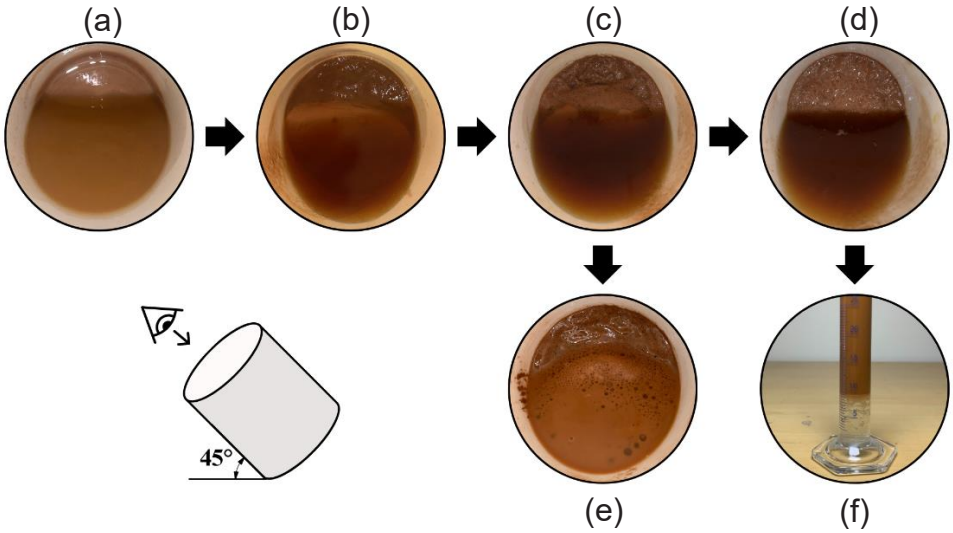


Figura 1: Imagens do fluido de perfuração envelhecido a 80 °C por (a) 1 dia, (b) 3 dias, (c) 4 dias e (d) 5 dias. Em (e), visualização da fase inferior após remoção do sobrenadante de (c). Em (f), sobrenadante da amostra (d).

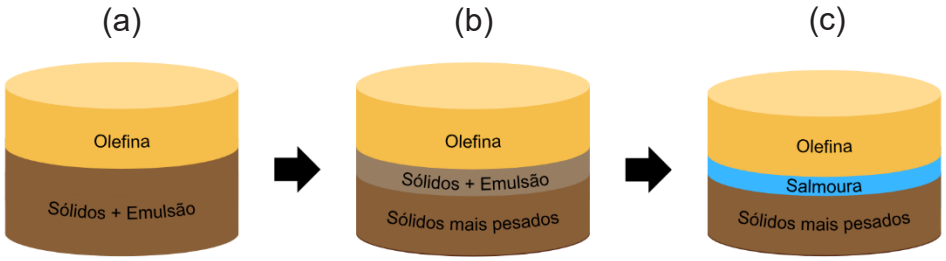


Figura 2: Ilustração dos estágios de separação de fases do fluido de perfuração durante o envelhecimento térmico: (a) Estágio 1, (b) Estágio 2 e (c) Estágio 3.

Modelo de Regressão Logística

Com os dados obtidos experimentalmente, foi ajustado um modelo de regressão logística binária para prever a ocorrência da quebra da emulsão em função da temperatura de envelhecimento e do tempo de exposição. A base de dados foi composta por 48 registros, com distribuição equilibrada entre os casos de quebra (26) e não quebra (22). Neste modelo, as variáveis independentes foram o tempo (em horas) e a temperatura (em °C). O modelo apresentou um desempenho global satisfatório, com acurácia de 90% no conjunto de teste, valor

ISBN: 978-65-5222-057-8

que indica boa capacidade de generalização mesmo diante de uma amostra relativamente reduzida.

Além da acurácia, foram analisadas outras métricas de avaliação. A área sob a curva ROC (AUC-ROC) foi de 0,96, demonstrando excelente capacidade discriminativa do modelo entre as classes. Isso indica que, na grande maioria dos casos, o modelo atribui uma maior probabilidade de quebra às amostras que de fato apresentaram instabilidade. A curva precisão-revocação (PR-AUC) reforça esse desempenho, especialmente em relação à detecção da classe positiva (quebra), mantendo resultados robustos mesmo em um cenário com leve desbalanceamento.

Essas análises estão representadas na Figura 3, que apresenta, em (a), a curva ROC, e, em (b), a curva *Precision-Recall*. Ambas reforçam a confiabilidade do modelo ajustado, indicando que ele é capaz de distinguir de forma eficaz entre sistemas estáveis e instáveis, mesmo com um conjunto de dados relativamente reduzido.

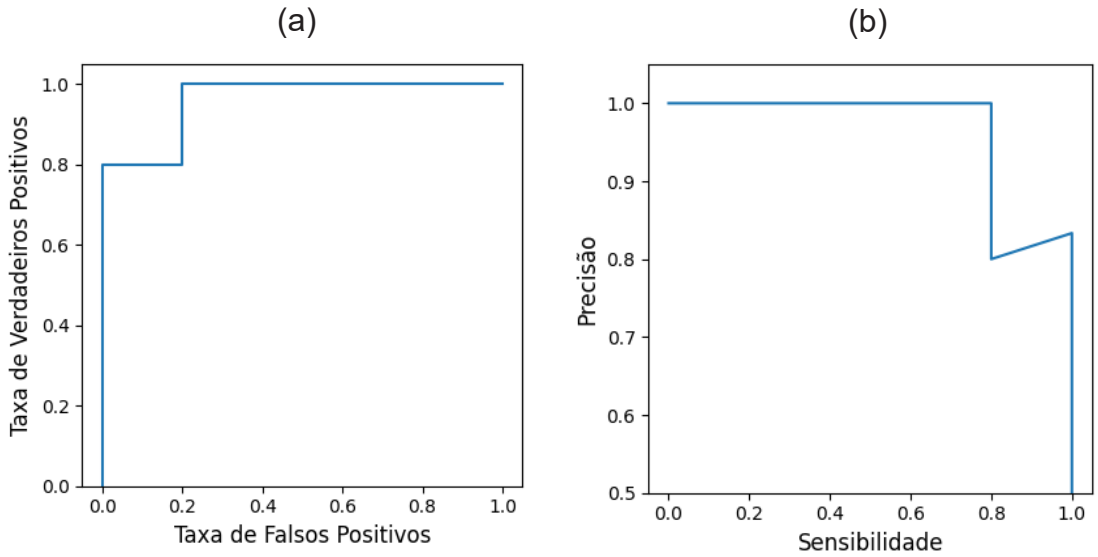


Figura 3: Curvas ROC (a) e Precision-Recall (b) do modelo de regressão logística para predição da quebra da emulsão.

A Figura 4 apresenta a superfície de predição gerada pelo modelo de regressão logística, representando a probabilidade de quebra da emulsão em função da temperatura (°C) e do tempo de envelhecimento (h). Observa-se uma tendência clara de aumento da instabilidade com o acréscimo de temperatura, sendo este o principal fator responsável pela ruptura do sistema emulsificado.

A superfície indica que, para temperaturas inferiores a aproximadamente 80 °C, mesmo longos períodos de envelhecimento não resultam em probabilidade elevada de quebra, evidenciando a estabilidade do fluido nessas condições. No entanto, a partir de 100 °C, nota-se um aumento expressivo da

ISBN: 978-65-5222-057-8

probabilidade de falha, mesmo em tempos moderados. Esse comportamento sugere a existência de uma zona crítica de transição térmica entre 80 e 110 °C, na qual pequenas variações de temperatura resultam em mudanças significativas no comportamento do sistema. Em temperaturas superiores a 130 a 140 °C, a probabilidade de quebra se aproxima de 1, mesmo em tempos mais curtos, indicando uma condição limite de estabilidade do fluido.

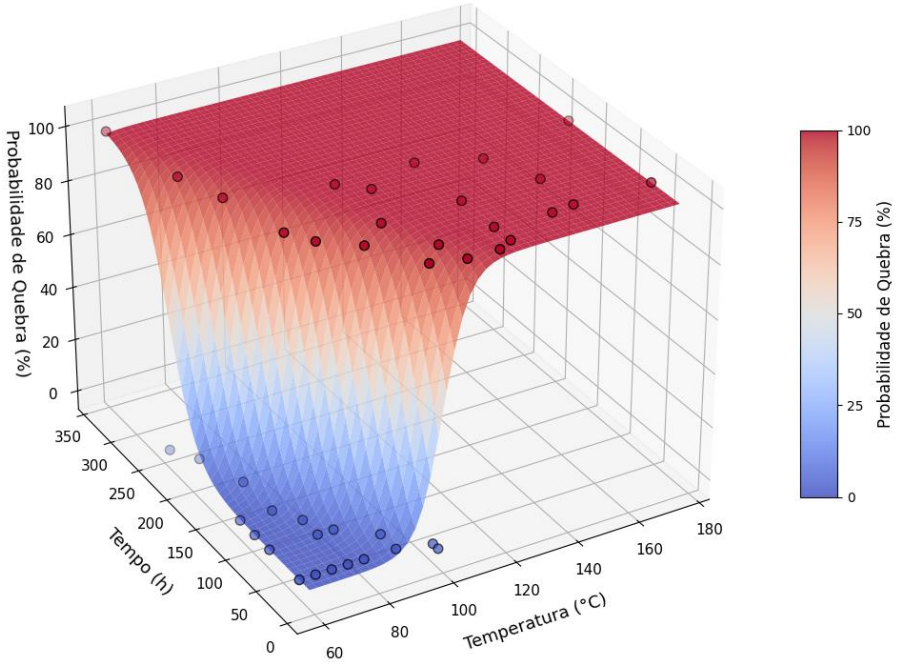


Figura 4: Superfície de predição da probabilidade de quebra da emulsão em função da temperatura e do tempo de envelhecimento.

A análise dos coeficientes da regressão logística, obtidos a partir dos dados normalizados, permitiu estimar a contribuição relativa de cada variável na predição da quebra da emulsão. Verificou-se que a temperatura foi responsável por aproximadamente 70% da influência do modelo, enquanto o tempo de envelhecimento respondeu por cerca de 30%. Esses resultados quantitativos reforçam a tendência observada na superfície de probabilidade, na qual o risco de falha aumenta de forma mais acentuada em função da temperatura, evidenciando seu papel predominante na degradação do sistema emulsificado.

CONCLUSÕES

Os ensaios de envelhecimento térmico confirmaram a separação gradual dos componentes do fluido de perfuração, com a ruptura da emulsão sendo mais pronunciada com o aumento da temperatura e do tempo de exposição. A regressão logística demonstrou que a temperatura teve uma contribuição de aproximadamente 70% na predição da quebra da emulsão,

ISBN: 978-65-5222-057-8

enquanto o tempo de envelhecimento respondeu por cerca de 30%. A análise mostrou boa capacidade preditiva, com acurácia de 90%, AUC-ROC e PR-AUC de 0,96, destacando regiões críticas de operação e contribuindo para o gerenciamento da estabilidade das emulsões em condições reais de poço.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) e à Petrobras pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

API. **Standard Procedure for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids (API RECOMMENDED PRACTICE 13B-2)**. Washington: API, 2023.

ARAIN, Aftab Hussain; RIDHA, Syahrir. Effect of multifunctional boron nitride nanoparticles on the performance of oil-based drilling fluids in high-temperature unconventional formation drilling. **Geoenergy Science and Engineering**, [*s. l.*], v. 247, p. 213722, 2025.

ARNESON, Lisa W. *et al.* Terrestrial Toxicity of Synthetic Gas-to-Liquid versus Crude Oil–Derived Drilling Fluids in Soil. **Environmental Toxicology and Chemistry**, [*s. l.*], v. 39, n. 3, p. 721–730, 2020.

CAENN, Ryen; DARLEY, H. C.H.; GRAY, George R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids: Seventh Edition**. [*S. l.*]: Elsevier Inc., 2016. Disponível em: http://www.sciencedirect.com:5070/book/9780128047514/composition-and-properties-of-drilling-and-completion-fluids. Acesso em: 25 jul. 2023.

FRIAÇA, Fernando. **Estabilidade e reologia de emulsões inversas de olefina linear com soluções saturadas de NaCl e CaCl2**. 2020. - Universidade Federal de Uberlândia, [*s. l.*], 2020.

GOODWIN, James W. (James William). **Colloids and interfaces with surfactants and polymers : an introduction**. [*S. l.*]: J. Wiley, 2004.

HE, Xigao et al. Anti-aging and rheological behaviors, and supra-molecular structures in water for the composite of a biopolymer with nano-SiO2 applied in workover fluids of ultra-deep wells. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, [s. l.], v. 684, p. 133100, 2024.

HOSMER JR., David W.; LEMESHOW STANLEY; STURDIVANT RODNEY X. Model‐Building Strategies and Methods for Logistic Regression. In: JOHN WILEY & SONS, Inc. (org.). Applied Logistic Regression. 3. ed. [S. l.: s. n.], 2013. p. 89–151.

ISBN: 978-65-5222-057-8

IOGP. **Drilling waste management technology review**. [*S. l.: s. n.*], 2016.

JIANG, Hui *et al.* Study on the effect and mechanism of temperature and shear on the stability of water–in–oil emulsion stabilized by asphaltenes. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, [*s. l.*], v. 697, p. 134470, 2024.

JÚNIOR, Inácio Cordeiro Lima *et al.* Análise da degradação de fluidos por meio da regressão logística. **Revista Técnico-Científica do CREA-PR (TECIE)**, [*s. l.*], 2024.

PETROBRAS. **Exploração e Produção de Petróleo e Gás**. [*S. l.*], 2025. Disponível em: https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/. Acesso em: 19 mar. 2025.

SHI, Jingqi *et al.* Rheological and thermal property of KH570-modified nano-SiO2 grafted xanthan gum and its application in drilling fluid system. **Carbohydrate Polymers**, [*s. l.*], v. 351, p. 123013, 2025.

SOUZA, Gabriel. **Estudo da estabilidade de fluido de perfuração de base olefínica em diferentes condições de temperatura e tempo de envelhecimento**. 2024. - Universidade Federal de Uberlândia, [*s. l.*], 2024.

TIAN, Ying *et al.* The Formation, Stabilization and Separation of Oil–Water Emulsions: A Review. **Processes**, [*s. l.*], v. 10, n. 4, 2022. Disponível em: https://www.mdpi.com/2227-9717/10/4/738. Acesso em: 6 abr. 2023.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MODELAGEM PREDITIVA DA INCRUSTAÇÃO DE SULFATO DE BÁRIO – AVALIAÇÃO DE MODELOS DE TAXA DE NUCLEAÇÃO E CRESCIMENTO USANDO DADOS EXPERIMENTAIS

Erik Roberto Soares de Souza[1], Thiago Machado Neubauer[1], Carlos Eduardo Rambalducci Dalla[1], Marcelo Sasso[2], Fernando Cesar De Lai[1], Silvio Luiz de Mello Junqueira[1]

[1]CERNN – Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, erik_rss@outlook.com

[2]Petrobras / CENPES, msasso@petrobras.com.br

RESUMO

Este estudo foca no desenvolvimento de um modelo preditivo para a precipitação de sulfato de bário, um problema crítico de incrustação na indústria de petróleo e gás e uma das principais fontes de materiais radioativos de ocorrência natural (NORM). Um balanço de massa e um modelo de balanço populacional foram formulados para avaliar diferentes modelos de taxa de nucleação e crescimento em várias concentrações iniciais. Análises estatísticas foram realizadas para determinar a combinação de modelos mais precisa, estabelecendo uma base para futuras previsões de precipitação. O modelo consiste em um sistema de equações diferenciais ordinárias (EDOs) que descreve o balanço de massa para sulfato de bário e seus íons, formulado para um reator batelada fechado. Uma equação de balanço populacional foi desenvolvida, considerando o comprimento como coordenada interna e negligenciando os efeitos de difusão e advecção. O método dos momentos foi utilizado para resolver a equação de balanço populacional. O equilíbrio termodinâmico foi incorporado por meio de uma função polinomial da temperatura e pressão, derivada de uma expansão teórica de Van't Hoff. A análise estatística identificou o modelo de nucleação secundária acoplado a um modelo de crescimento dependente da temperatura como o mais preciso. Essa combinação proporcionou o melhor ajuste da curva de massa na maioria dos conjuntos, com valores de R^2 variando de 0,5676 a 0,9958. Entretanto, outro modelo de nucleação secundária apresentou melhores resultados quando avaliado nos diferentes dados, com R^2 médio de 0,9657. Algumas limitações foram observadas na cinética de precipitação em estágio inicial e em conjuntos com rápida depleção de massa, nos quais o equilíbrio foi alcançado mais rapidamente do que os dados experimentais indicavam.

Palavra-chave: Balança populacional, modelagem, termodinâmica, precipitação de sulfato de bário.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A incrustação salina é um fenômeno de alta relevância no contexto da produção de petróleo, uma vez que a formação de uma fase sólida pode afetar tanto a segurança de operação quanto ocasionar danos à formação (Moghadasi et al., 2004; Mohammed et al., 2024). Dentre os diversos sais que podem precipitar, destaca-se o sulfato de bário ($BaSO_4$) (Mohammed et al., 2024; Bellarby, 2009), que possui algumas características que o tornam um problema sério de incrustação. Primeiramente, sua baixa solubilidade — 2,5 mg/L a 25 ºC (Dunn et al., 1999) — torna sua presença, mesmo em baixas concentrações, problemática. Ademais, na fase sólida, o sulfato de bário é de difícil remoção, sendo insolúvel em ácido (Mavredaki, 2009) e necessitando de agentes quelantes (MacHale e Finke, 2023). Outra característica que torna esse sal relevante é sua abundância. Uma vez que as águas de formação tendem a ser ricas em íons bário (Ba^{2+}) e as águas de injeção, utilizadas na recuperação secundária, em íons sulfato ($SO4^{2-}$) (Athanasopoulos et al., 2018; Andrade, 2021), as condições para a sua precipitação são frequentemente atingidas dentro do reservatório onde essas águas se encontram (Bertero et al., 1988), bloqueando os poros das rochas, diminuindo a eficiência da produção, ou na própria completação, com a incrustação de tubulações e válvulas, o que prejudica sua operação (Moghadasi et al., 2004; Mavredaki, 2009; Dunn et al., 1999). A precipitação de sulfato de bário é um fenômeno relevante, cuja previsão demanda modelos capazes de estimar tanto a tendência de formação quanto a taxa mássica do sal (MacHale e Finke, 2023). A abordagem inicia-se pela modelagem termodinâmica, que avalia o potencial do sistema à precipitação com base em composição, temperatura e pressão. Na sequência, aplica-se um modelo cinético, fundamentado em balanço populacional e de massa, para descrever a evolução temporal das taxas. Considerando que diferentes equações cinéticas (teóricas, empíricas e semiempíricas) são possíveis, torna-se essencial a calibração paramétrica para avaliar sua capacidade preditiva sob distintas condições experimentais. A partir dessa fundamentação, este trabalho propõe o desenvolvimento e calibração de um modelo cinético capaz de representar a precipitação de sulfato de bário em diferentes condições experimentais.

METODOLOGIA

A modelagem da formação de sólidos precipitados envolve duas etapas principais: termodinâmica e cinética. A etapa termodinâmica define a direção espontânea do processo (Sandler, 2020), indicando se ocorrerá precipitação, dissolução ou se o sistema está em equilíbrio (Yazdanpanah e Nagy, 2020). Esse estado é avaliado por meio da constante de solubilidade (Kps), obtida pelo ajuste da carta de solubilidade de Andrade (2021), permitindo o cálculo da supersaturação — força motriz da etapa cinética.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Na etapa cinética, estima-se a taxa mássica de precipitação por meio de um balanço populacional (Neubauer, 2022; Taguchi et al., 1996; Handwerk et al., 2020). O modelo é resolvido pelo método dos momentos, convertendo o balanço em um sistema de equações diferenciais ordinárias (Costa, Maciel e Filho, 2007; Falola et al., 2013; Markande et al., 2009). A supersaturação alimenta esse modelo, enquanto o consumo dos íons é contabilizado por um balanço de massa global, que gera equações adicionais para as fases líquida e sólida (Markande et al., 2009), garantindo a conexão entre a cinética e a termodinâmica do sistema.

Termodinâmica

A termodinâmica é responsável por apontar a tendência do sistema de precipitar ou solubilizar a barita (Sandler, 2020). Além disso, a razão de supersaturação é utilizada como força motriz nos modelos cinéticos (Yazdanpanah e Nagy, 2020). O potencial de precipitação do sistema começa com a descrição do estado de equilíbrio entre os íons bário e sulfato com relação ao sulfato de bário, utilizado como ponto de referência do sistema. Para isso, utiliza-se a constante de equilíbrio químico e o produto iônico da solução, a partir dos quais é possível determinar o grau de supersaturação do sistema. Assim, a supersaturação pode ser calculada conforme a Equação 1.

$$SR = \frac{a_{Ba^{2+}} a_{SO_4^{2+}}}{K_{PS}} = \frac{[Ba^{2+}]\,\gamma_{Ba^{2+}} [SO_4^{2-}]\,\gamma_{SO_4^{2-}}}{K_{PS}} \quad (1)$$

Em que $a_{Ba^{2+}}$ e $a_{SO_4^{2+}}$ são as atividades dos íons bário e sulfato, respectivamente; $\gamma_{Ba^{2+}}$ e $\gamma_{SO_4^{2-}}$ são os coeficientes de atividades; $[Ba^{2+}]$ e $[SO_4^{2-}]$ são as concentrações dos íons e K_{PS} é a constante de equilíbrio da reação de solubilização na temperatura e pressão do sistema. Já razão de saturação (SR) indica se o sistema está insaturado (SR < 1), em equilíbrio (SR = 1) ou supersaturado (SR > 1), refletindo respectivamente a tendência à dissolução, equilíbrio ou precipitação do soluto.

A constante de equilíbrio foi obtida a partir da carta de solubilidade de Andrade (2021), construída com base na equação de Van't Hoff para considerar os efeitos de temperatura e pressão. Sua implementação seguiu a metodologia de Neubauer (2022), com ajuste por polinômio de terceiro grau. Para corrigir a não idealidade da solução, adotou-se a equação expandida de Debye-Hückel, devido à sua simplicidade e ampla disponibilidade de dados na literatura (Andrade, 2021).

Cinética

A cinética da precipitação pode ser modelada por meio do balanço populacional das partículas de tamanho L³, considerando o acúmulo, a nucleação e o crescimento linear (Falola et al., 2013; Costa, 2003). Para resol-

ISBN: 978-65-5222-057-8

ver essa equação diferencial parcial, aplica-se o método dos momentos, que a converte em um sistema de equações diferenciais ordinárias (EDOs) em termos dos momentos da distribuição (Costa, Maciel e Filho, 2007). Essa abordagem reduz o custo computacional e é facilmente integrável a simulações de escoamento, resultando em quatro EDOs, Equações (2-5), que descrevem a evolução do número de partículas, comprimento, área e volume ao longo do tempo. Além disso, permite extensões a modelos bidimensionais para sistemas mais complexos.

$$\frac{d\mu_0}{dt} = B_0 \tag{2}$$

$$\frac{d\mu_1}{dt} = \mu_0 \, G \tag{3}$$

$$\frac{d\mu_2}{dt} = 2\mu_1 \, G \tag{4}$$

$$\frac{d\mu_3}{dt} = 3\mu_2 \, G \tag{5}$$

em que B_0 representa a taxa de nucleação; G é a taxa de crescimento; e μ_0, μ_1, μ_2 e μ_3 correspondem, respectivamente, ao número total de partículas, o comprimento total, a área total e o volume total, respectivamente.

As taxas de nucleação e crescimento podem assumir diferentes funções, dependendo das características do sistema. A Tabela 1 apresenta os candidatos para taxa de nucleação e crescimento que estão sendo considerados durante essa fase de construção e validação do modelo.

Tabela 1 – Modelos de nucleação e crescimento

Modelo	Equação
Nucleação homogênea	$B_0 = k_b \exp\left(\frac{-16\,\pi\sigma^3 v^2}{3k^3T^3 \ln^2 SR}\right)$
Nucleação heterogênea	$B_0 = k_b \exp\left(\frac{-16\,\pi\sigma^3 v^2 f(\varphi)}{3k^3T^3 \ln^2 SR}\right)$
Nucleação primária	$B_0 = k_b SR^b$
Nucleação secundária	$B_0 = k_b SR^b \mu_2^j$
	$B_0 = k_b SR^b \mu_3^j$
	$B_0 = k_b SR^b \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right)$
Crescimento independente do tamanho	$G = k_g SR^g$
Crescimento dependente da temperatura	$G = k_g SR^g \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right)$

Adaptado de Yazdanpanah e Nagy (2020)

ISBN: 978-65-5222-057-8

A qualidade do ajuste do modelo cinético depende da escolha dos modelos de nucleação e crescimento. Para selecionar a melhor combinação, é necessário testar diferentes pares, considerando o erro de ajuste e a complexidade de cada modelo. Assim como proposto por Markande et al. (2009), Kim et al. (2023) e Costa, Maciel e Filho (2007), é fundamental estabelecer relações que descrevam surgimento e crescimento da fase sólida de barita. Como essas taxas dependem da disponibilidade dos íons em solução, é necessário contabilizar a remoção dessas espécies da fase líquida, dado que ambas as etapas termodinâmica e cinética são influenciadas por suas concentrações (Yazdanpanah e Nagy, 2020). Nesse cenário, o balanço de massa permite representar as variações em cada fase e no sistema como um todo, conectando a formação da fase sólida ao consumo dos íons.

Estimação de parâmetros

A resolução do modelo, implementado em Python, começa pela definição das espécies envolvidas, dos modelos cinéticos e seus parâmetros e as condições do sistema – concentrações iniciais, temperatura e pressão. Em seguida, o sistema de EDOs é montado com base nessas informações e resolvido utilizando a rotina de integração odeint disponível na biblioteca scipy. O ajuste dos parâmetros do modelo foi feito utilizando o otimizador PSO (*Particle Swarm Optimization*), implementado em python na biblioteca Pyswarms (Miranda, 2018). Devido à natureza estocástica do ponto inicial desse estimador, são realizadas múltiplas execuções do algoritmo para garantir que os valores encontrados representam de fato o mínimo global da função objetivo (Schwaab, 2007; Scheid et al., 2019). Já a função objetivo utilizada consiste em um erro quadrático entre a resposta do modelo e os dados experimentais. A Figura 1 apresenta o fluxograma com as etapas implementadas para a estimação dos parâmetros, considerando múltiplos conjuntos de dados e todas as combinações de modelos cinéticos.

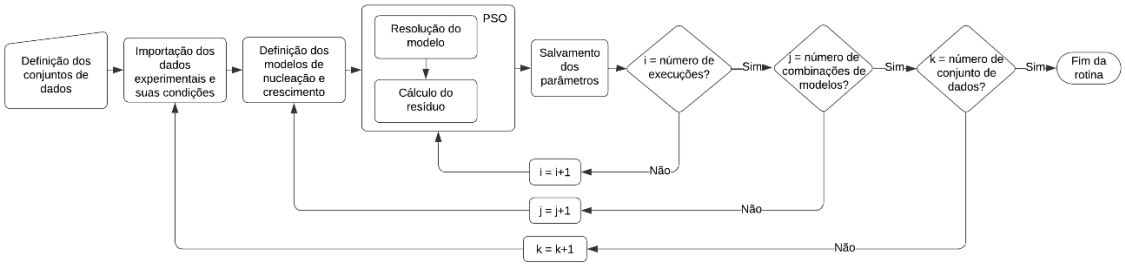


Figura 1: Esquema implementado para a estimação dos parâmetros para múltiplos conjuntos de dados, combinações de modelos e execuções via PSO.

Os dados adotados para calibração e avaliação dos modelos cinéticos mais adequados são retirados dos trabalhos de Turnbull (1953), Johnson and O'Rourke (1954) e Gunn and Murthy (1972), nos quais são avaliadas as concentrações dos íons e frações de precipitados ao longo do tempo para diferentes condições iniciais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

O ajuste do modelo termodinâmico a partir da carta de solubilidade proposta por Andrade (2021) apresentou bom desempenho, com erro quadrático total de 0,19%. O polinômio ajustado captou adequadamente a forte dependência da solubilidade com a temperatura, reflexo da elevada variação da entalpia de reação. Apesar da influência da pressão ser menor, devido à baixa variação de volume molar, ela também foi bem representada (Andrade, 2021; Neubauer, 2022). Com a execução do estimador para todos os conjuntos experimentais e combinações de modelos de nucleação e crescimento, obteve-se uma série de conjuntos paramétricos. Cada conjunto foi avaliado por meio da resolução do modelo e comparação com os dados experimentais usados no ajuste, determinando o resíduo associado. A Figura 2 apresenta os perfis de massa simulados para cinco execuções distintas do estimador PSO, com nucleação primária e crescimento dependente da temperatura, baseados nos dados de Johnson e O'Rourke (1954). Nota-se que as curvas obtidas representam adequadamente a evolução da massa precipitada.

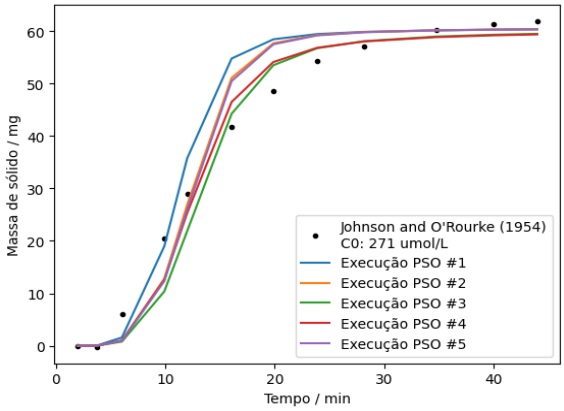


Figura 2: Perfil de massa para cinco execuções do estimador PSO para o conjunto experimental 4, combinação dos modelos de nucleação primária e crescimento dependente da temperatura.

Com os resíduos calculados, todas as combinações de modelos foram ranqueadas quanto ao seu desempenho. O critério de avaliação considerou o menor erro obtido para cada combinação em cada conjunto experimental, com classificação de 1 para o menor erro, 2 para o segundo menor, e assim sucessivamente, em que execuções com falhas numéricas ou resultados incoerentes foram descartadas. O resultado dessa análise é apresentado na Figura 3, que mostra o desempenho relativo das diferentes combinações de modelos de nucleação e crescimento nos sete conjuntos de dados avaliados. A partir desse mapa, observa-se que a combinação entre nucleação secundária modelo 2 e crescimento independente do tamanho apresentou, consistentemente, os piores desempenhos. De modo geral, todas as combinações envolvendo

ISBN: 978-65-5222-057-8

crescimento independente do tamanho tiveram resultados inferiores àquelas com crescimento dependente da temperatura, indicando a inadequação do primeiro modelo para representar o sistema. As três melhores combinações foram: nucleação secundária modelo 1 (C1), nucleação homogênea (C2) e nucleação secundária modelo 3 (C3), todas associadas ao modelo de crescimento dependente da temperatura.

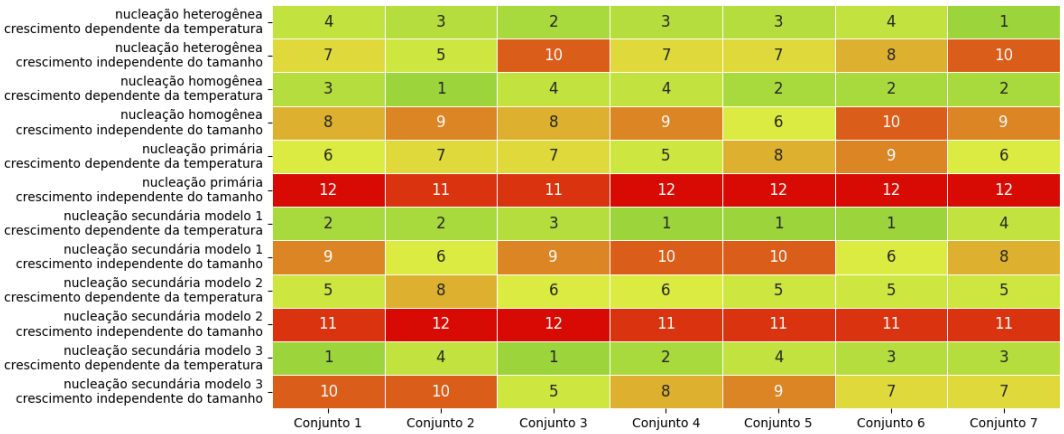


Figura 3: Mapa de desempenho das combinações de modelos de nucleação e crescimento nos diferentes conjuntos de dados experimentais.

Os valores de R^2 médios obtidos para essas combinações nos dados de ajuste foram 0,9543 (C1), 0,9590 (C2) e 0,9493 (C3). No entanto, essa análise considerou apenas o desempenho dentro do conjunto usado para ajuste. Para avaliar a capacidade de generalização dos modelos, testou-se cada conjunto de parâmetros nos demais conjuntos experimentais. Observou-se que os modelos ajustados no conjunto 1 apresentaram, em média, os melhores desempenhos globais. Embora C1 tenha apresentado o melhor ajuste local, seu desempenho médio foi superado por C3 quando ambos foram testados em todos os conjuntos: R^2 médio de 0,9502 para C1 e 0,9657 para C3. A Figura 4 ilustra o desempenho do modelo C3 ajustado no conjunto 1 em todos os conjuntos de dados.

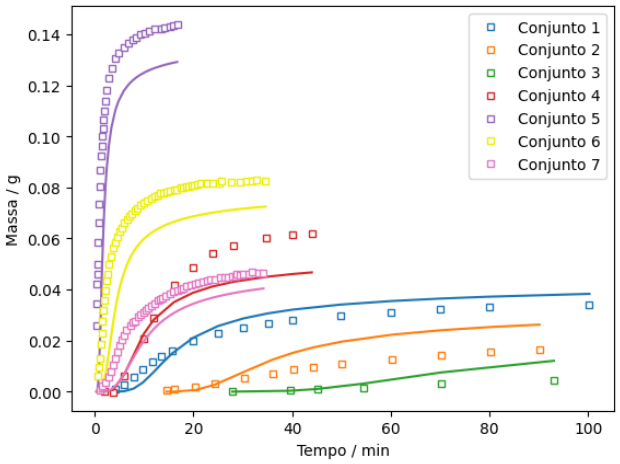


Figura 4: Desempenho do modelo C3, ajustado no conjunto 1, em todos os dados experimentais avaliados.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSÕES

A modelagem integrada proposta neste trabalho demonstrou bom desempenho na representação da cinética de precipitação do sulfato de bário em diferentes condições experimentais. A combinação entre a abordagem termodinâmica e o modelo cinético baseado em balanço populacional, resolvido pelo método dos momentos, permitiu capturar tanto a tendência de formação do sólido quanto a evolução da massa precipitada. O ajuste da carta de solubilidade foi eficaz, com baixo erro quadrático, resultando em estimativas confiáveis da supersaturação já que ele é um parâmetro essencial na alimentação do modelo cinético. Dentre as combinações avaliadas, o crescimento dependente da temperatura apresentou desempenho superior, especialmente quando associado à nucleação secundária modelo 1, que gerou o melhor ajuste local. No entanto, a nucleação secundária modelo 3 se destacou por sua maior capacidade de generalização, alcançando o melhor desempenho médio em diferentes conjuntos experimentais. Isso reforça a importância de avaliar não apenas o ajuste pontual, mas também a robustez do modelo frente à variabilidade das condições. Modelos de crescimento independente do tamanho, assim como a nucleação secundária modelo 2, apresentaram desempenho inferior e mostraram-se inadequados para representar o sistema avaliado. Como desenvolvimentos futuros, propõe-se integrar dados de experimentos contínuos ou em fluxo, incluir efeitos de impurezas e íons competitivos, além de empregar algoritmos de otimização multiobjetivo. Também está previsto o acoplamento com simulações CFD, de forma a representar zonas com gradientes de concentração e temperatura, tornando a ferramenta ainda mais aplicável a cenários operacionais reais.

AGRADECIMENTOS

Apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP –, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP –, do Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH – ANP/MCT – e do Programa de Formação de Recursos Humanos da PETROBRAS – PRH10 – UTFPR.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Andrade, J. L. Desenvolvimento de metodologia para cálculo de formação de precipitado de sulfato de bário**.** Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 23 ago. 2021.

Athanasopoulos, E. D.; Armakola, E.; Koutsoukos, P. G.; Demadis, K. D. Nucleation and crystal growth of barium sulfate: inhibition in the presence of rigid and flexible triphosphonate additives**. CrystEngComm**, v. 20, p. 6589–6601, 2018.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Bellarby, J. **Well Completion Design**. 1st ed., v. 56. Elsevier Science, 20 fev. 2009.

Bertero, L.; Chierici, G. L.; Gottardi, G.; Mesini, E.; Mormino, G. Chemical Equilibrium Models: Their Use in Simulating the Injection of Incompatible Waters. **SPE Reservoir Engineering**, v. 3, p. 288–294, fev. 1988.

Costa, C. B. B. Modelagem e Controle Ótimo do Processo de Cristalização do Ácido Adípico. Universidade Estadual de Campinas, mar. 2003.

Costa, C. B. B.; Maciel, M. R. W.; Filho, R. M. Considerations on the crystallization modeling: Population balance solution. **Computers & Chemical Engineering**, v. 31, n. 3, p. 206–218, jan. 2007.

Dunn, K.; Daniel, E.; Shuler, P. J.; Chen, H. J.; Tang, Y.; Yen, T. F. Mechanisms of Surface Precipitation and Dissolution of Barite: A Morphology Approach. **Journal of Colloid and Interface Science**, v. 214, n. 2, p. 427–437, jun. 1999.

Falola, A.; Borissova, A.; Wang, X. Z. Extended method of moment for general population balance models including size dependent growth rate, aggregation and breakage kernels. **Computers & Chemical Engineering**, v. 56, p. 1–11, set. 2013.

Gunn, D. J.; Murthy, M. S. Kinetics and mechanisms of precipitations. **Chemical Engineering Science**, v. 27, n. 6, p. 1293–1313, jun. 1972.

Handwerk, D. R.; Shipman, P. D.; Whitehead, C. B.; Özkar, S.; Finke, R. G. Particle Size Distributions via Mechanism-Enabled Population Balance Modeling. **The Journal of Physical Chemistry C**, v. 124, n. 8, p. 4852–4880, fev. 2020.

Johnson, R. A.; O'Rourke, J. D. The Kinetics of Precipitate Formation: Barium Sulfate. **Journal of the American Chemical Society**, v. 76, n. 8, p. 2124–2126, abr. 1954.

Kim, Y.; Kawajiri, Y.; Rousseau, R. W.; Grover, M. A. Modeling of Nucleation, Growth, and Dissolution of Paracetamol in Ethanol Solution for Unseeded Batch Cooling Crystallization with Temperature-Cycling Strategy. *Industrial &* **Engineering Chemistry Research**, v. 62, n. 6, p. 2866–2881, fev. 2023.

MacHale, L.; Finke, R. Solid Barium Sulfate Formation from Aqueous Solution: Re-examination of Key Literature and Kinetics of This Classic System in Search of a Minimum Mechanism of Formation. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v. 62, p. 9639–9661, jun. 2023.

Markande, A.; Nezzal, A.; Fitzpatrick, J. J.; Aerts, L. Investigation of the Crystallization Kinetics of Dextrose Monohydrate Using In Situ Particle Size and Supersaturation Monitoring. **Particulate Science and Technology**, v. 27, n. 4, p. 373–388, jul. 2009.

Mavredaki, E. Barium Sulphate Formation Kinetics and Inhibition at Surfaces. Universidade de Leeds (School of Mechanical Engineering), 2009.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Miranda, L. J. PySwarms: a research toolkit for particle swarm optimization in Python. **Journal of Open Source Software**, [S.l.], v. 3, n. 21, p. 433, 2018.

Moghadasi, J.; Müller-Steinhagen, H.; Jamialahmadi, M.; Sharif, A. Model study on the kinetics of oil field formation damage due to salt precipitation from injection**. Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 43, n. 3–4, p. 201–217, ago. 2004.

Mohammed, I.; Svenningsen, S. W.; Kamounah, F. S.; Chen, T.; Pittelkow, M.; Sølling, T. I.; Mahmoud, M. Calcium sulfate scale: A review of state-of-the-art. **Geoenergy Science and Engineering**, v. 242, p. 213228, nov. 2024.

Neubauer, T. M. Crystallization of calcium carbonate: modelling thermodynamic equilibrium, pathway, nucleation, growth, agglomeration, and dissolution kinetics for the calcium carbonate polymorphs formation. Universidade Federal de Santa Catarina, mar. 2022.

Rosenberg, Y. O.; Sadeh, Y.; Metz, V.; Pina, C. M.; Ganor, J. Nucleation and growth kinetics of RaxBa1−xSO4 solid solution in NaCl aqueous solutions. **Geochimica et Cosmochimica Acta**, v. 125, p. 290–307, jan. 2014.

Sandler, S. I. Chemical, Biochemical and Engineering Thermodynamics. 5ed. Wiley, 2020. 1040 p.

Schwaab, J. C. P. M. Análise de Dados Experimentais: I. Fundamentos de Estatística e Estimação de Parâmetros. Rio de Janeiro: Editora E-papers, 2007.

Taguchi, K.; Garside, J.; Tavare, N. S. Nucleation and growth kinetics of barium sulphate in batch precipitation. **Journal of Crystal Growth**, v. 163, p. 318–328, jun. 1996.

Turnbull, D. The kinetics of precipitation of barium sulfate from aqueous solution. **Acta Metallurgica**, v. 1, n. 6, p. 684–691, nov. 1953.

Yazdanpanah, N.; Nagy, Z. K. (eds.). The Handbook of Continuous Crystallization. The Royal Society of Chemistry, 2020.

Zhang, T.; Gregory, K.; Hammack, R. W.; Vidic, R. D. Co-precipitation of Radium with Barium and Strontium Sulfate and Its Impact on the Fate of Radium during Treatment of Produced Water from Unconventional Gas Extraction. **Environmental Science & Technology**, v. 48, n. 8, p. 4596–4603, abr. 2014.

ISBN: 978-65-5222-057-8

SIMULAÇÃO DO PROCESSO DE SEDIMENTAÇÃO DE PARTÍCULAS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO USANDO REGRESSÃO POR PROCESSO GAUSSIANO

Fran Sérgio Lobato[1], Flávia Marques Fagundes[2], Pedro Gelson Morais[3], Thiago Royer Leão[4], João Jorge Ribeiro Damasceno[5], Fábio de Oliveira Arouca[6]

[1-6]Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Av. João Naves de Ávila, 2121, Bairro Santa Mônica, CEP 38400-902, Uberlândia/MG, Brasil.[1]fslobato@ufu.br, [2]flavia.fagundes@ufu.br, [3]pedro.gelson@ufu.br, [4]thiago.leao@ufu.br, [5]damasceno@ufu.br,[6]arouca@ufu.br.

RESUMO

A sedimentação é um processo complexo, cuja modelagem matemática representa um grande desafio devido às não linearidades características desse fenômeno. No contexto petrolífero, conhecer os perfis de concentração e de velocidade das partículas é fundamental durante a perfuração de poços de petróleo, pois, quando a operação é interrompida, os sólidos presentes nos fluidos de perfuração tendem a sedimentar, formando depósitos nos equipamentos e no fundo do poço. Essa sedimentação pode resultar, entre outros impactos, no aumento do custo do processo. Do ponto de vista matemático, a simulação do fenômeno requer a combinação entre modelos fenomenológicos e equações constitutivas. No entanto, a complexidade desses modelos pode tornar o tempo de simulação inviável para aplicações práticas. Diante disso, esta contribuição tem como objetivo empregar a técnica de Regressão por Processo Gaussiano para predizer o comportamento da concentração volumétrica de sólidos em um modelo de sedimentação de partículas, considerando dois fluidos de perfuração à base de agentes adicionados: carbonato de cálcio e sulfato de bário. A concentração de sólidos foi monitorada como função da altura e do tempo, durante 180 dias, por meio da Técnica de Atenuação de Raios Gama. Os resultados numéricos demonstram que a metodologia proposta forneceu boas estimativas para os perfis de concentração em diferentes pontos do domínio monitorado. Destaca-se que o custo computacional da abordagem foi significativamente inferior ao normalmente exigido pela simulação do modelo algébrico-diferencial.

Palavras-chave: sedimentação de partículas, fluido de perfuração, modelagem numérica, regressão por processo gaussiano, atenuação de raios gama.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A perfuração de poços de petróleo é um processo sofisticado que requer o uso de fluidos de perfuração, especialmente formulados, para desempenhar funções cruciais à eficácia e segurança do processo. Em situações de interrupção do bombeamento ou durante paradas operacionais, os sólidos presentes nesses fluidos tendem a sedimentar, o que pode ocasionar o aprisionamento da broca, gerar falhas na perfuração, causar danos aos equipamentos, obstruir canais e comprometer o controle de pressão - fatores que resultam em prejuízos significativos para a operação (Caenn et al., 2017).

Para evitar tais problemas, esses fluidos são preparados com aditivos que conferem propriedades não newtonianas, como a pseudoplasticidade e a tixotropia. Substâncias como a goma xantana são amplamente empregadas para manter as partículas sólidas em suspensão durante as interrupções no bombeamento, ao mesmo tempo em que preservam a fluidez necessária para transporte de cascalhos quando o fluxo é restabelecido (Chhabra e Richardson, 2008; Machado, 2002).

Dentre os sólidos que podem ser adicionados a esses fluidos de perfuração, destacam-se o carbonato de cálcio ($CaCO_3$) e a barita ($BaSO_4$). O primeiro é utilizado como agente obturante para selar poros e prevenir infiltrações indesejadas (Caenn et al., 2017), enquanto o segundo, um sólido de baixa abrasividade e quimicamente inerte, é essencial para aumentar a densidade do fluido, assegurando a pressão hidrostática necessária à estabilidade do poço (Waldmann, 2005; Luz e Baltar, 2008).

Embora a indústria petrolífera tenha investido em avanços nos métodos de análise e monitoramento do comportamento dos sólidos em suspensão, ainda existem lacunas na literatura, principalmente no que se refere ao comportamento desses sólidos em sistemas densos e com características não newtonianas - comuns em poços profundos e em condições de longa paralisação ou após a cimentação (Fagundes, 2019). A escassez de dados experimentais sobre essas situações limita a capacidade de prever e controlar a sedimentação, afetando diretamente a segurança e eficiência da operação.

A tentativa de prever o comportamento desse processo configura uma tarefa de extrema importância, pois pode contribuir para o aumento da segurança, eficiência e continuidade das operações de perfuração de poços de petróleo. Nesse contexto, o uso de modelos preditivos baseados em técnicas de modelagem estatística e aprendizado de máquina representa uma alternativa poderosa e promissora neste campo de pesquisa, especialmente considerando que a integração de modelos fenomenológicos pode tornar inviável a simulação desse processo.

Diante do que foi apresentado, este estudo tem como objetivo investigar o comportamento de sedimentação do carbonato de cálcio e do sulfato de bário em fluidos de perfuração aquosos. Para isso, foi utilizada a Técnica de

ISBN: 978-65-5222-057-8

Atenuação de Raios Gama (TARG) para monitorar a concentração volumétrica de sólidos (Damasceno, 1992). Para predizer o comportamento da concentração volumétrica de sólidos ao longo do tempo no processo de sedimentação foi empregada a técnica de metamodelagem denominada de Processos Gaussianos (PG). Este trabalho está estruturado da seguinte maneira, na próxima seção é apresentada uma breve revisão sobre Processos Gaussianos, em seguida, na seção de mesmo nome, é apresentada a metodologia proposta neste trabalho. Por fim, nas últimas duas seções são apresentados os resultados e conclusões, respectivamente.

Processos Gaussianos

De forma geral, os pacotes numéricos disponíveis para ajuste de curvas são fundamentados na suposição de distribuição normal, ou buscam operar com ela, devido à sua conveniência matemática (Gershman e Blei, 2012). Nesse contexto, uma das abordagens mais utilizadas é a dos Processos Gaussianos (PGs) (Schulz et al., 2018). Um PG é caracterizado por seus momentos de primeira ordem (média) e segunda ordem (variância), sendo esta última definida por um *kernel*, que determina a estrutura das funções no espaço funcional do processo. Esse *kernel* é baseado na distribuição normal multivariada (Gershman e Blei, 2012).

Matematicamente, um PG define uma distribuição sobre funções tal que, se escolhermos dois ou mais pontos em uma função, as observações das saídas nesses pontos seguem uma distribuição gaussiana conjunta (multivariada). Mais formalmente, um PG é definido como uma coleção de variáveis aleatórias, qualquer número finito das quais tem uma distribuição gaussiana conjunta (multivariada) (Mackay, 1998; Rasmussen e Williams, 2006). Neste caso, na regressão usando um PG é assumido que uma saída y de uma função f e com entrada X pode ser escrita como (Schulz *et al*., 2018):

$$y(X) = f(X) + \omega \tag{1}$$

onde o ruído ω segue uma distribuição normal com média 0 e variância σ^2.

Na regressão por PG é admitido que o sinal do ruído ω é uma variável aleatória que segue uma distribuição particular. Essa distribuição é subjetiva no sentido de que a distribuição reflete a incerteza em relação à função. Como discutido por Schulz *et al*. (2018), a incerteza em relação a f pode ser reduzida observando a saída da função em diferentes pontos de entrada. Em resumo, na regressão por um PG, a função $f(X)$ é dada como:

$$f(X) = GP\left(m(X), k(X, X')\right) \tag{2}$$

em que a função média $m(X)$ reflete o valor esperado da função na entrada X, isto é; a média de todas as funções na distribuição avaliada na entrada X

ISBN: 978-65-5222-057-8

(Schulz *et al*., 2018). A função *k* é denominada de kernel do PG. Conforme mencionado por Schulz *et al*. (2018), essa função pode ser definida a partir de suposições como suavidade e padrões prováveis esperados para os dados. Neste caso, uma boa suposição é considerar que a correlação entre dois pontos decai com a distância entre esses pontos. Isso significa que pontos mais próximos devem se comportar de forma mais semelhante do que pontos mais distantes um do outro. Assim, uma boa escolha para o kernel é a denominada função de base radial, definida como (Schulz *et al*., 2018):

$$k(X, X') = \sigma_f^2 \exp\left(-\frac{\|X - X'\|^2}{2\lambda^2}\right) \quad (3)$$

em que λ (escala de comprimento) e σ_f^2 (variância do sinal) são hiperparâmetros que devem ser escolhidos para aumentar ou reduzir a correlação a priori entre pontos e, consequentemente, a variabilidade da função resultante (Mackay, 1998; Rasmussen e Williams, 2006; Schulz *et al*., 2018).

METODOLOGIA

Neste trabalho, os cinco fluidos de perfuração, do tipo *drilll in,* estudados foram fornecidos pela Petrobras. Três fluidos, identificados como C1, C2 e C3, possuem a mesma base, diferenciados unicamente pela concentração de carbonato de cálcio. Já os outros dois fluidos, B1 e B2, variam de acordo com a quantidade de sulfato de bário presente em sua formulação. As propriedades destes fluidos foram caracterizadas de acordo com as técnicas descritas a seguir:

- Densidade do fluido: medida por picnometria simples;
- Teor de sal: determinada por titulação de Mohr no filtrado do fluido;
- Concentração inicial de sólidos (descontando os sais): obtida por análise de retorta e determinação do teor de sal (NaCl);
- Granulometria: avaliada por difração a laser no Malven Mastersizer MAF5001. O modelo de Rosin, Rammler e Benedict (RRB) (Equação (4)) foi ajustado aos resultados experimentais de distribuição cumulativa de tamanho de partículas.

$$X = 1 - \exp\left(-\left(\frac{D}{D'}\right)^k\right) \quad (4)$$

em que *X* é a fração volumétrica cumulativa de partículas com diâmetro menor que *D*, *k* um parâmetro de uniformidade e *D*' o diâmetro correspondente à fração volumétrica cumulativa de 63,2%.

Os estudos de sedimentação foram realizados pelo monitoramento da concentração de sólidos ao longo da coluna por meio da TARG. Essa consiste

ISBN: 978-65-5222-057-8

em utilizar a intensidade corrigida de um feixe de raios gama antes e após atravessar a suspensão, o que permite calcular a concentração de sólidos com base na absorção de energia, conforme a Equação (5). Para tanto, foi feita a correção dos resultados experimentais de intensidade (I) pelo tempo de resolução do sistema (Θ=0,000197 s) pela Equação (6).

$$\ln\left(\frac{R_0}{R}\right) = \beta\varepsilon_s \tag{5}$$

$$R = \frac{I}{1-\theta I} \tag{6}$$

em que R_0 é a intensidade corrigida inicial sem sólidos, R é a intensidade corrigida no tempo θ, ε_s é a concentração volumétrica de sólidos, e β é um fator de calibração determinado experimentalmente.

Para os experimentos, 500 mL de cada fluido foram colocados em tubos de vidro posicionados entre a fonte de raios gama (^{241}Am) e um sistema de detecção (composto por um cristal cintilador, um digiBase, um computador e pelo *software* Maestro) em uma estrutura metálica com movimento vertical, conforme a Figura 1.

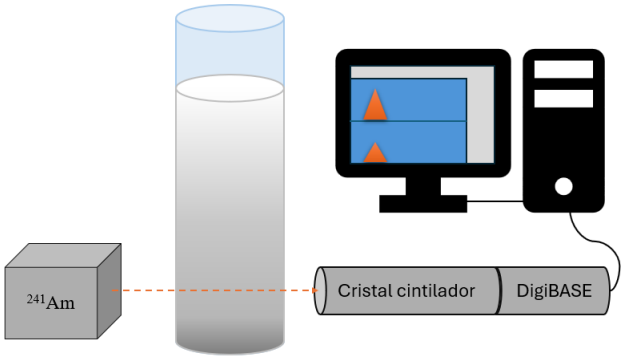


Figura 1. Representação da unidade de aplicação de raios gama.

As medidas de intensidade de radiação foram realizadas em diferentes alturas ao longo da coluna. Para cada posição, a intensidade dos raios gama foi medida por 20 segundos, repetida 10 vezes, e o valor médio foi calculado.

Para ajustar os pontos experimentais obtidos, a regressão por PG foi empregada considerando a função do tipo kernel.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

As densidades estimadas para cada fluido de perfuração são apresentadas na Tabela 1. Estes resultados estão de acordo com o esperado, já que os fluidos C1, C2 e C3 continham carbonato de cálcio em diferentes quantidades, com densidades de 9,2, 10 e 11 ppg (*pounds per gallon* – lb/gal),

ISBN: 978-65-5222-057-8

respectivamente. Já os fluidos B1 e B2, adensados com sulfato de bário, apresentavam densidades de 9,2 e 9,5 ppg, respectivamente. Dessa forma, as densidades previamente informadas pela Petrobras foram confirmadas. Além disso, os resultados indicam um aumento da densidade do fluido na sequência de C1 para C3 e de B1 para B2.

Tabela 1. Densidade dos fluidos de perfuração considerados.

Fluido de Perfuração	C1	C2	C3	B1	B2
Densidade (g/cm^3)	1,1076	1,2273	1,3608	1,1082	1,1552
Desvio padrão (g/cm^3)	0,0006	0,0004	0,0006	0,0008	0,0015

A Figura 2 apresenta as curvas de fração volumétrica cumulativa em função do tamanho da partícula, bem como os modelos RRB ajustados (a Tabela 2 apresenta os parâmetros estimados, onde tem-se uma boa aderência entre os pontos experimentais e o modelo, visto os valores dos coeficientes de determinação obtidos). Os resultados granulométricos apresentados indicam que os tamanhos das partículas nas amostras são semelhantes, eliminando diferenças de granulometria como causa das variações observadas no comportamento de sedimentação de fluidos (Moreira, 2014). Na Tabela 2 é possível observar que os valores do diâmetro característico *D'* para todas as amostras foram próximos, e que o índice de uniformidade (*k*), indica que os sólidos apresentaram uma variação de tamanho de partículas moderada.

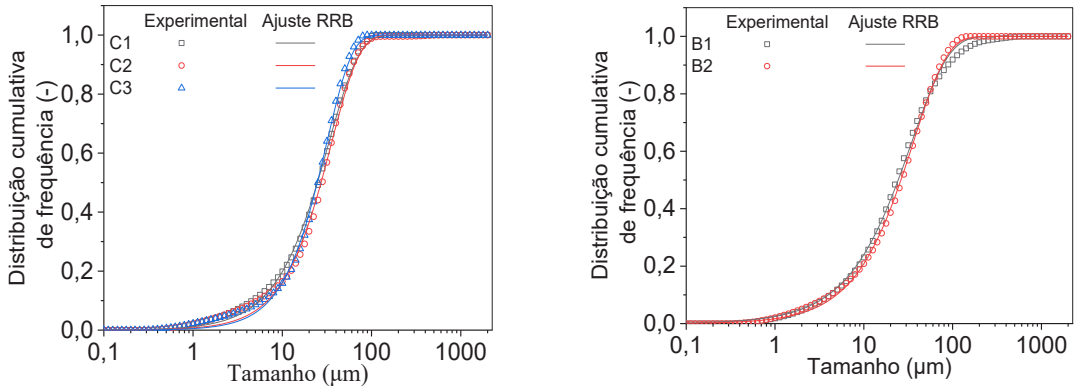


Figura 2. Distribuição da fração volumétrica das partículas nos fluidos com (a) carbonato de cálcio e (b) sulfato de bário.

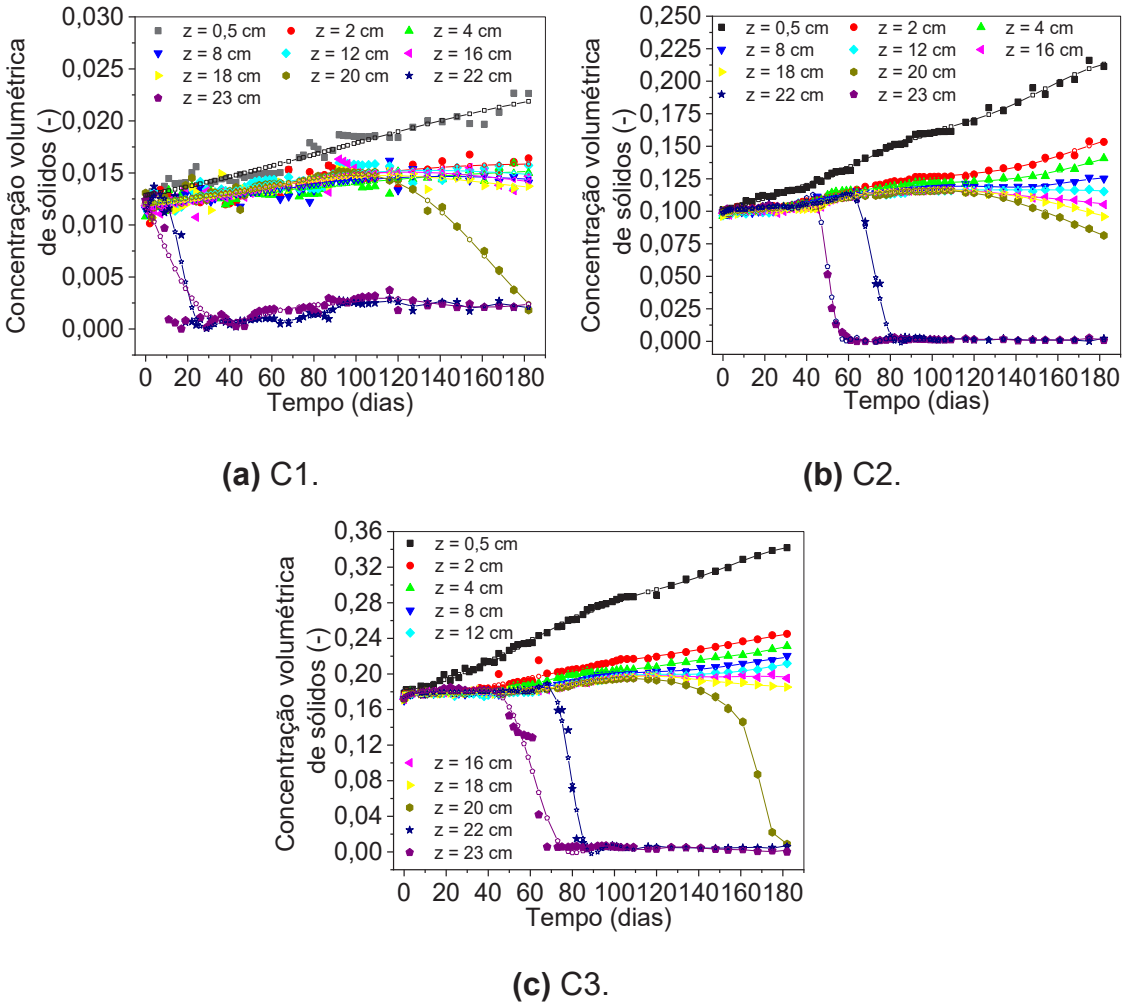
Tabela 2. Parâmetros do modelo RRB e coeficiente de determinação (r^2).

Fluido de Perfuração	C1	C2	C3	B1	B2
D' (µm)	33,0276	35,4963	31,3417	34,6850	36,1800
k (-)	1,2635	1,3700	1,5237	1,0396	1,1308
r^2	0,9995	0,9989	0,9991	0,9993	0,9997

Na Figura 3 são apresentados os perfis de concentração volumétrica experimentais e preditas para os fluidos de perfuração com carbonato de cálcio. Nos fluidos com carbonato de cálcio (Figuras 3(a), 3(b) e 3(c)), verificou-

ISBN: 978-65-5222-057-8

se que o aumento na concentração inicial de sólidos favoreceu a manutenção das partículas em suspensão. Fluidos com menor concentração inicial, como o fluido C1 (aproximadamente 1,2% v/v), apresentaram formação da região de líquido clarificado nos primeiros dias de monitoramento, enquanto fluidos com concentrações superiores mantiveram partículas suspensas por períodos prolongados.



(a) C1. **(b)** C2.

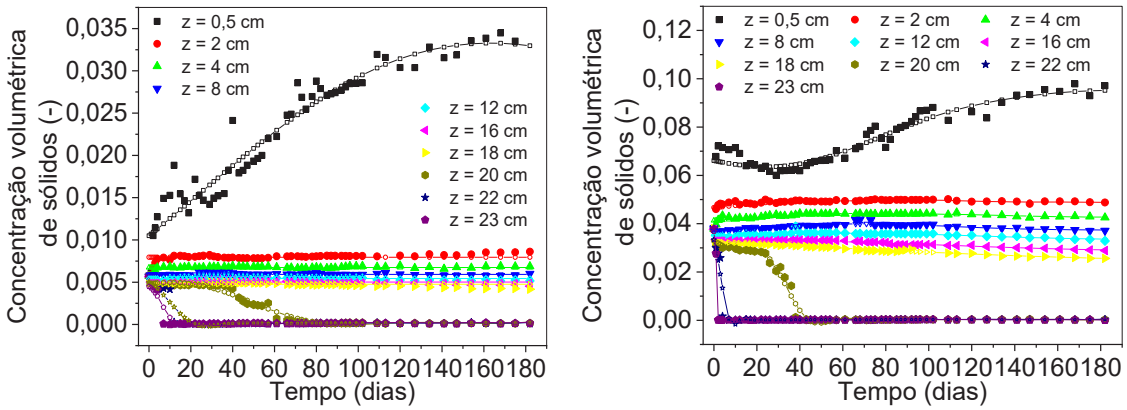
(c) C3.

Figura 3. Perfis de concentração volumétricas experimentais e preditas para os fluidos de perfuração com CaCO3.

Esses resultados estão em concordância com os apresentados no estudo de Santos *et al*. (2018), que também trabalhou com sedimentação de carbonato de cálcio, no entanto, em fluido olefínico. Após, aproximadamente 100 dias, verificou-se uma alteração no comportamento dos fluidos, cuja causa ainda não foi determinada. Uma possível explicação seria a degradação dos fluidos, um fenômeno comum em sistemas de base aquosa, frequentemente associado à ação de microrganismos, apesar da adição de um agente antimicrobiano para preservar o polímero viscosificante durante a formulação de fluidos de perfuração, especialmente os de base aquosa. Na Figura 4 são

ISBN: 978-65-5222-057-8

apresentados os perfis de concentração volumétrica experimentais e preditas para os fluidos de perfuração com barita.

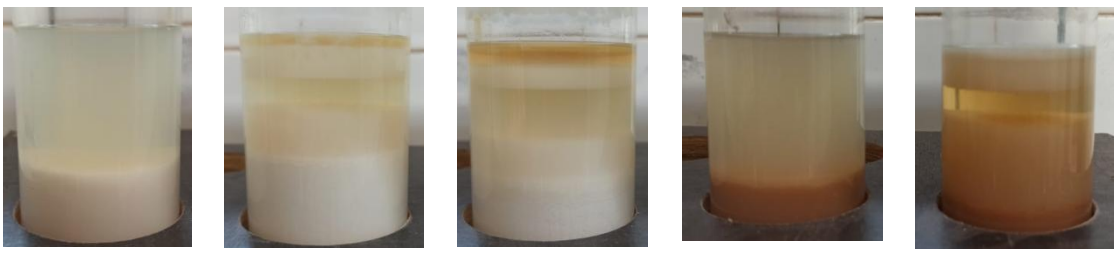


(a) B1. **(b)** B2.

Figura 4. Perfis de concentração volumétricas experimentais e preditas para os fluidos de perfuração com BaSO4.

Nos fluidos com baritina (Figuras 4(a) e 4(b)), o aumento da concentração inicial de sólidos reduziu a capacidade do fluido de manter as partículas suspensas, possivelmente devido à alta densidade do sulfato de bário (aproximadamente 4,40 g/cm³), consideravelmente superior à densidade do carbonato de cálcio (cerca de 2,69 g/cm³). Acredita-se que essa diferença tenha comprometido a capacidade de suspensão do fluido. Apesar dessa observação, esse material faz parte dos aditivos comumente empregados na formulação de fluidos de perfuração e, portanto, deve-se considerar um fluido com maior resistência a deformação quando o fluido está em repouso, como é o caso de paradas operacionais e confinamento de fluido, que são as situações que permitem a sedimentação dos sólidos.

Na Figura 5 são apresentadas fotografias da região de líquido clarificado para cada fluido de perfuração. Como pode ser observado nesta figura, a separação foi observada somente para os fluidos C2, C3 e B2. Neles, na região de líquido clarificado, houve a formação de faixas com aspectos diferentes, mas que mesmo assim, ao serem monitorados pela TARG, apresentavam a mesma quantidade de atenuação, como pode ser visto nas Figuras 3(b), (c) e 4(b), para as posições acima de z = 22 cm.



(a) C1. (b) C2. (c) C3. (d) B1. (e) B2.

Figura 5. Fluidos de perfuração após 6 meses de sedimentação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Ao relacionar os resultados do monitoramento da concentração de sólidos realizado pela TARG com as observações visuais da região de líquido clarificado nos fluidos contendo carbonato de cálcio e sulfato de bário, acredita-se que a estratificação observada nos fluidos com maior concentração de partículas esteja associada tanto à concentração de sólidos quanto à ressuspensão de partículas muito finas. Essas partículas, por sua vez, não atenuaram os feixes de radiação do Amerício-241, o que explica a ausência de variações na tendência dos resultados nessa região.

Finalmente, em relação a aplicação da regressão por PG, observa-se que a referida técnica de metamodelagem foi capaz de obter boas estimativas para os perfis de concentração volumétricas, embora seja observado desvios, principalmente para a Figura 3(a). Como destacado, foi observada uma dificuldade na obtenção destes perfis, provavelmente, oriunda da alteração no comportamento dos fluidos, o que na prática implica em uma maior dificuldade da técnica de obter bons ajustes. Mesmo assim, considera-se que a regressão por PG foi capaz de obter boas aproximações para os pontos experimentais.

CONCLUSÕES

Na presente contribuição, a técnica de Regressão por Processo Gaussiano foi empregada para predizer o comportamento da concentração volumétrica de sólidos durante o processo de sedimentação de cinco fluidos de perfuração. A concentração volumétrica de sólidos foi monitorada como função da altura durante 180 dias via aplicação da Técnica de Atenuação de Raios Gama (TARG). Os resultados experimentais indicaram uma alteração no comportamento dos fluidos que, provavelmente, está relacionada a degradação dos fluidos, comum em sistemas de base aquosa e, frequentemente associado à ação de microrganismos. Já os resultados numéricos indicaram que a abordagem numérica empregada foi capaz de obter boas estimativas para os perfis de concentração volumétrica de sólidos. Finalmente, ressalta-se que a aproximação obtida permite simular o processo de sedimentação de um fluido de sedimentação, todavia, em um tempo muito menor do que seria requerido usando um modelo fenomenológico.

Como sugestão de trabalhos futuros pretende-se monitorar os fluidos de perfuração por maiores tempos, bem como estudar outras técnicas de metamodelagem para a representação dos perfis experimentais.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Capes, CNPq, Fapemig, Petrobras e Faculdade de Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia pelo apoio financeiro. Fran Sérgio Lobato agradece o suporte financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES), processo número 309178/2023-1.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Caenn, R.; Darley, H.C.H.; George, R.G. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. 7. ed. Gulf Professional Publishing, 2017. 748 p.

Chhabra, R.P.; Richardson, J.F. Non-Newtonian Flow and Applied Rheology: Engineering Applications. Butterworth-Heinemann, 2008.

Damasceno, J.J.R. Uma contribuição ao estudo do espessamento contínuo. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1992.

Fagundes, F. M. Estudo da sedimentação de partículas em fluidos de perfuração pelo uso da técnica de atenuação de raios gama. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, 2019.

Gershman, S.J.; Blei, D.M. A Tutorial on Bayesian Nonparametric Models. Journal of Mathematical Psychology, 56(1), 1–12, 2012.

Luz, A.B.; Baltar, C.A. Barita. In: Rochas e Minerais Industriais no Brasil: usos e especificações. 2. ed. Rio de Janeiro: CETEM/MCTI, 2008. p. 295-310.

Machado, J.C.V. Reologia e escoamento de fluidos: Ênfase da indústria do petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 258 p , 2002.

Mackay, D.J.C. Introduction to Gaussian Processes. In: Bishop, Christopher M. (Org.). Neural Networks and Machine Learning. Springer-Verlag, 1998.

Moreira, B. A. Estudo da sedimentação em suspensões de fluidos com características reológicas pseudoplásticas. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, MG, 2014.

Rasmussen, C.E.; Williams, C.K.I. Gaussian processes for machine learning. MIT Press, 2006.

Santos, N. B. C.; Fagundes, F. M.; Arouca, F. O.; Damasceno, J. J. R. Sedimentation of solids in drilling fluids used in oil well drilling operations. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 162, p. 137–142, 2018.

Schulz, E.; Speekenbrink, M.; Krause, A. A Tutorial on Gaussian Process Regression: Modelling, Exploring, and Exploiting Functions. Journal of Mathematical Psychology, 85, 1–16, 2018.

Waldmann, A.T.A. Mecanismos que governam a efetividade de agentes obturantes no controle da invasão de fluidos de perfuração na rocha reservatório de petróleo. Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2005.

ISBN: 978-65-5222-057-8

EFEITO DA DEGRADAÇÃO REOLÓGICA NA SEDIMENTAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO CONFINADOS EM ESPAÇO ANULAR

Allan Barbosa Geoffroy Motta[1]*, Elessandre Alves de Souza[2], Luiz Augusto da Cruz Meleiro[1], Luís Américo Calçada[1], Cláudia Miriam Scheid[1]

*[1]Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, *allanbgmotta@ufrrj.br*
[2]Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello - Petrobras

RESUMO

O processo de perfuração de poços de petróleo envolve uma sequência de perfurações em diâmetros diferentes. Devido a essa diferença, parte do fluido de perfuração utilizado nesse processo, fica confinado no espaço anular existente entre os revestimentos. Na etapa de produção, ocorre uma transferência de calor do óleo, que está a alta temperatura, para a região anular, onde se encontra o fluido de perfuração, gerando um aumento de pressão nessa área confinada. Esse fenômeno, conhecido como *Annular Pressure Build-up* (APB), deve ser mitigado para evitar o comprometimento do poço. Usualmente, utiliza-se a técnica de sapata aberta de modo a permitir o contato entre o fluido e a formação rochosa na base de cada anular do poço. Porém, devido ao processo de sedimentação de sólidos presentes nos fluidos de perfuração, o sedimento compactado, formado nessa região, pode impedir o alívio de pressão. Frequentemente os poços e, consequentemente, os fluidos confinados, ficam expostos a altas temperaturas, devido ao gradiente geotérmico e o óleo produzido. Altas temperaturas podem causar a degradação reológica do fluido de perfuração, que está confinado, com o tempo. O SimSag, simulador desenvolvido pelo LEF/UFRRJ, fornece informações da sedimentação de sólidos adensantes em fluidos de perfuração confinados. Esse trabalho visa aprimorá-lo levando em consideração a degradação reológica do fluido com o tempo. Diferentes casos foram analisados, comparando cenários sem degradação, com degradação e com aumento da viscosidade aparente, para verificar a consistência do simulador. A nova versão também permitiu avaliar a degradação do fluido de perfuração em várias etapas, onde os parâmetros reológicos variaram durante o tempo total de sedimentação. Os resultados de perfis de concentração mostraram grande variação nas zonas de sedimentação e altura de sedimento, em comparação com os casos sem degradação, indicando a importância da implementação realizada.

Palavras-chave: sedimentação, degradação, anular, modelagem, simulação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração são componentes essenciais no processo de perfuração de poços de petróleo, exercendo diversas funções importantes, como transporte de cascalho, lubrificação e arrefecimento da broca, e manutenção da pressão hidrostática no anular (MAHMOUD et al., 2023). Os fluidos de perfuração são misturas complexas que contém componentes como líquidos, gases, materiais sólidos adensantes, viscosificantes e mais. Geralmente são classificados quanto a base, sendo os mais comuns: base água ou base óleo (AHMED e KALKAN, 2019).

Após a etapa de cimentação, uma parcela do fluido de perfuração fica confinado no espaço anular entre os revestimentos. Durante a etapa de produção, o óleo a alta temperatura escoa pela coluna de produção e transfere calor para os revestimentos e para o fluido confinado. Devido ao aumento de temperatura a volume constante, o fluido sofre um aumento de pressão. Este fenômeno, conhecido como Annular Pressure Build-up (APB) deve ser mitigado para evitar o colapso do poço (DA SILVA et al., 2019). Uma estratégia simples e eficaz é a de sapata aberta, em que é permitida uma janela de comunicação entre o fluido e a formação rochosa na base do anular. Quando a pressão do fluido aumenta, a rocha é fraturada, permitindo o escoamento do fluido e o alívio de pressão. Porém, devido a presença dos sólidos adensantes no fluido de perfuração, estes podem sedimentar e formar uma região compactada, possivelmente cobrindo a comunicação fluido-formação e impedindo o alívio de pressão (CALÇADA et al. 2016).

Para determinar a altura de sedimento em fluidos de perfuração confinados via simulação computacional, o Laboratório de Escoamento de Fluidos (LEF) da UFRRJ, em parceria com a Petrobras, desenvolveu o simulador da sedimentação em fluidos de perfuração – SimSag. O software está em uso desde 2016 e já atendeu a várias demandas do Cenpes e é constantemente atualizado e melhorado pelo LEF. As últimas atualizações permitem considerar impacto de perfis de temperatura na reologia do fluido, simulação com fluido de perfuração e colchão espaçador confinados no mesmo anular e critério de altura de sedimento.

A consideração do efeito da temperatura na reologia do fluido, introduzida na versão 2.0 do SimSag, ajusta a viscosidade aparente localmente, de forma que quanto maior a temperatura, menor a viscosidade aparente (MOTTA et al., 2024). Porém, após o fluido ficar exposto a altas temperaturas por tempo prolongado, pode ocorrer a degradação reológica do fluido, ocasionando a perda da capacidade de sustentação dos sólidos adensantes em um curto período, acelerando significativamente o processo de sedimentação ou em casos extremos, causando a sedimentação total.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Este trabalho teve como objetivo apresentar a versão 4.0 do SimSag, onde a principal função implementada foi a de degradação reológica. O simulador permitiu que a reologia seja alterada em etapas, de forma que a velocidade de sedimentação e a formação de sedimento fossem mais representativas, dado que o comportamento reológico do fluido envelhecido era conhecido. Foram apresentados casos de teste, variando o índice de consistência, que permitiram a comparação com e sem degradação. Os resultados mostraram grande impacto do efeito de degradação, sendo uma atualização relevante para a melhor previsibilidade em aplicações de perfuração e abandono.

METODOLOGIA

O sistema de equações que descreve o fenômeno da sedimentação de adensantes consiste em uma equação de balanço de massa e uma de quantidade de movimento linear, além equações constitutivas. As equações de continuidade e de balanço de quantidade de movimento linear para o material particulado na direção axial da coluna são dadas por (MOTTA *et al.*, 2024):

$$\frac{\partial \varepsilon_s}{\partial t} + \frac{\partial (\varepsilon_s v_s)}{\partial z} = 0, \tag{1}$$

$$\rho_s \varepsilon_s \left(\frac{\partial v_s}{\partial t} + v_s \frac{\partial v_s}{\partial z} \right) = \frac{\partial T_s}{\partial z} + m + \varepsilon_S (\rho_s - \rho_l) g, \tag{2}$$

onde ε_s é a concentração volumétrica de sólidos, v_s é a velocidade dos sólidos, ρ_s é a massa específica do sólido, t é o tempo, z é a coordenada espacial na direção axial da coluna, T_s é a tensão nos sólidos, m é o termo fonte de interação sólido-fluido, ρ_l é a massa específica da fase líquida e g é a aceleração da gravidade. As principais hipóteses do modelo são:

- O tensor tensão nos sólidos (T_s) é função apenas da porosidade:

$$T_s(\varepsilon_s) = -P_s(\varepsilon_s); \tag{3}$$

- Os efeitos de parede são desconsiderados;

A força resistiva (m), velocidade superficial (q), velocidade relativa (U_z), restrição cinemática, modelo reológico *power-law*, função θ da esfericidade ϕ (LARUCCIA, 1990) permeabilidade de Carman-Kozeny (K) (CARMAN, 1937; KOZENY, 1927), pressão efetiva nos sólidos (P_S) (TILLER, 1980) são dadas por

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$m = \frac{1}{K}\left(\frac{\tau(\lambda^*)}{\lambda^*}\right)_{susp}\left(1 - \frac{\rho_s \varepsilon_{s0}}{\rho_{susp}}\right) q, \tag{5}$$

$$q = \varepsilon_l U_z = (1 - \varepsilon_s) U_z, \tag{6}$$

$$U_z = v_l - v_s, \tag{7}$$

$$v_l = -\frac{\varepsilon_s}{(1 - \varepsilon_s)} v_s, \tag{8}$$

$$\left(\frac{\tau(\lambda^*)}{\lambda^*}\right)_{susp} = M\left(\frac{v_s}{(1 - \varepsilon_s)}\frac{\theta(\phi)}{d_p}\right)^{n-1}, \tag{9}$$

$$\theta(\phi) = -3{,}45\phi^2 + 5{,}25\phi - 1{,}41, \tag{10}$$

$$K = \frac{\left(d_p \phi\right)^2 (1 - \varepsilon_s)^3}{36 B \varepsilon_s^2}, \tag{11}$$

$$P_s = P_{sref} exp\left[-\beta\left(\frac{1}{\varepsilon_s} - \frac{1}{\varepsilon_{sref}}\right)\right]. \tag{12}$$

A equação (9) se refere ao modelo reológico lei de potência. A alteração nas simulações de degradação consiste em alterar o índice de consistência M em etapas. A forma final das equações de continuidade, movimento e condições iniciais e de contorno são:

$$\frac{\partial \varepsilon_s}{\partial t} + \frac{\partial (\varepsilon_s v_s)}{\partial z} = 0, \tag{13}$$

$$v_s = \left\{\frac{K}{M(1 - \varepsilon_s)^{1-n}}\left[\frac{d_p}{\theta(\phi)}\right]^{n-1}\right\}^{\frac{1}{n}} \times \left\{\left(\frac{\rho_{susp}}{\rho_{susp} - \rho_s \varepsilon_{s0}}\right)\left[\varepsilon_S(\rho_s - \rho_f) g - \frac{dP_s}{d\varepsilon_s}\frac{\partial \varepsilon_s}{\partial z}\right]\right\}^{\frac{1}{n}}, \tag{14}$$

$$C.I.: \ \varepsilon_s(z, t = 0) = \varepsilon_{s0},$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$C.C.1: \quad q_s = \varepsilon_s v_s(z = 0, t) = 0,$$

$$C.C.2: \quad q_s = \varepsilon_s v_s(z = L_0, t) = 0. \tag{15}$$

A condição inicial indica a homogeneidade de uma suspensão com concentração inicial ε_{s0}. Já as condições de contorno I e II expressam a nulidade de fluxo de sólidos, q_s, na base e no topo da coluna de sedimentação.

As simulações para os casos de degradação foram feitas em etapas. A implementação adaptou o modelo para mudar as propriedades do fluido após determinado período simulado. Foi possível alterar qualquer propriedade, embora o foco fosse os parâmetros reológicos e estes que foram analisados neste trabalho, particularmente o índice de consistência.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para analisar as implementações feitas na nova versão do simulador, foi utilizado um caso base que é descrito a seguir. A Figura 1 mostra o esquema da coluna e anular considerado nos casos. A coluna do anular tem 1680,71 metros de altura. O caso é baseado em um poço real e foi utilizado em análises anteriores das versões 2.0 e 3.0 do simulador e por isso foi mantido aqui. A Tabela 1 contém as características do fluido de perfuração, como base, informações sobre os sólidos adensantes e parâmetros reológicos do modelo lei de potência.

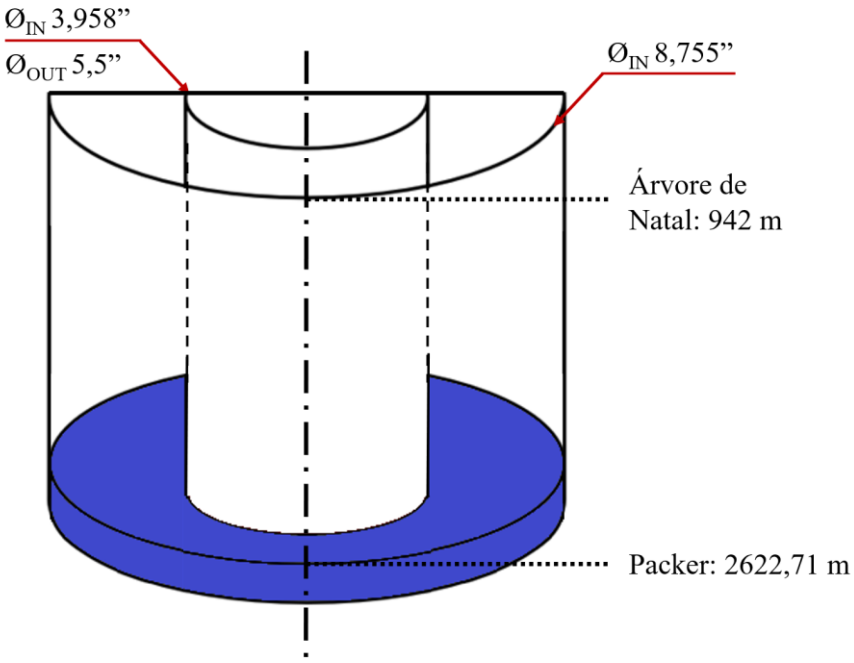


Figura 1: Esquema da coluna e do anular considerados nos casos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1: Características do fluido de perfuração

Variáveis de entrada	F. Simulado
Tipo de fluido	Base água
Densidade da suspensão (lb/gal)	9,5
Tipo de adensante	$CaCO_3$ micro
Densidade dos sólidos (lb/gal)	22,54
D_{90} (micra)	74,00
Concentração de sólidos (%v/v)	3,80
Índice de consistência do fluido (Pa,s^n) – 25°C	0,53
Índice comportamento do fluido (-) – 25°C	0,37
Temperatura do poço (°C)	25°C

O caso base foi simulado até um ano. Após um ano, foram avaliados diferentes cenários:

- Sem degradação por mais um ano. Parâmetros reológicos mantidos de um a dois anos;
- Degradação após um ano: a partir de um ano, o fluido começa a sofrer degradação e o índice de consistência M é reduzido. O índice de comportamento n foi mantido constante, embora o simulador permita a alteração.
- Também foram feitos testes na resposta do simulador para os primeiros casos, com o aumento do índice de consistência do fluido.

Ainda, foi avaliado um cenário até cinco anos. A Tabela 2 mostra os parâmetros usados em cada etapa, baseados em valores típicos. Os casos A e B foram simulados até dois anos, sendo o caso B com maior diferença entre os índices de consistência. O caso C foi simulado até 5 anos. Os casos com aumento do índice de consistência são representados com o símbolo (+), enquanto os com redução são representados com (-).

Os resultados para o grupo A estão na Figura 2. No eixo vertical é a profundidade do anular e no eixo horizontal a concentração de sólidos. É possível perceber as quatro zonas de sedimentação: clarificado, onde a concentração é zero; sedimentação livre, onde a concentração é igual a da suspensão homogênea; concentração variável, onde a concentração é maior que a da suspensão homogênea; compactado, onde os sólidos se depositam e não há mais suspensão. São apresentados os perfis de concentração de sólidos para um ano, dois anos e dois anos com mudança na reologia a partir de um ano. A curva verde mostra uma simulação típica em que o índice de consistência seria mantido. Com o aumento do índice de consistência, curva azul, a velocidade de sedimentação foi reduzida, gerando uma menor região de

ISBN: 978-65-5222-057-8

clarificado. Quando o índice de consistência foi reduzido, a velocidade de sedimentação aumentou. Esse comportamento é esperado e mostra diferença na altura de sedimento em comparação com o caso padrão em apenas dois anos simulados, reforçando a capacidade de melhorias entregue pela nova versão.

Tabela 2: Índices de consistência ($Pa.s^n$) para cada caso em cada etapa.

Casos	Etapa 1 0-1 ano	Etapa 2 1-2 anos	Etapa 3 2-3 anos	Etapa 4 3-4 anos	Etapa 5 4-5 anos
A (padrão)	0,53	0,53	-	-	-
A (-)	0,53	0,45	-	-	-
A (+)	0,53	0,75	-	-	-
B (padrão)	0,53	0,53	-	-	-
B (-)	0,53	0,25	-	-	-
B (+)	0,53	1,53	-	-	-
C (padrão)	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
C (-)	0,53	0,45	0,40	0,35	0,25

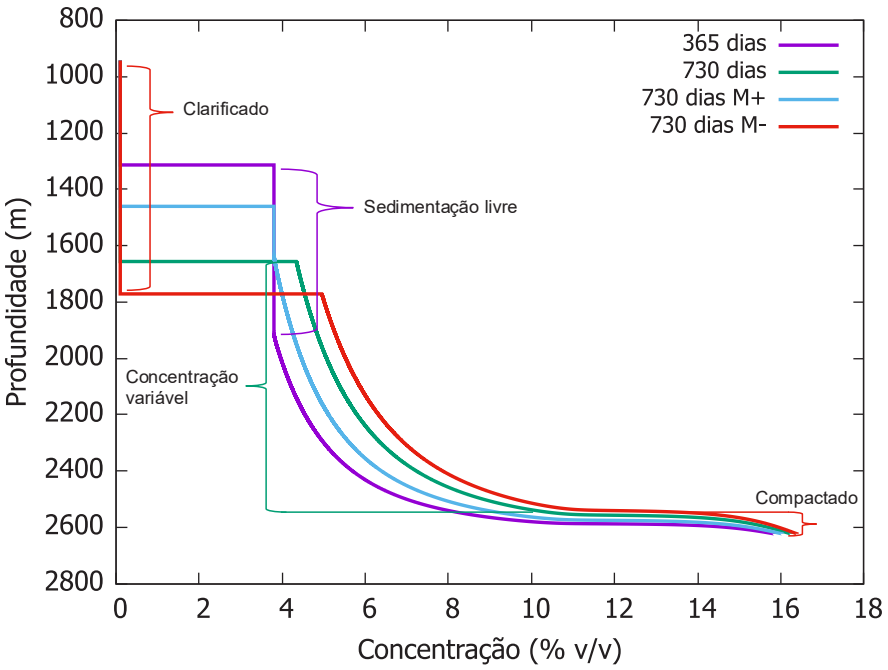


Figura 2: Perfis de concentração para 1 ano e 2 anos de sedimentação, com e sem mudança na reologia. Indicação das zonas de sedimentação em diferentes casos, de acordo com as cores. Grupo de casos A.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A Figura 3 apresenta os perfis de concentração para o grupo B. Nestes casos, a diferença no índice de consistência foi maior, tanto para mais quanto para menos. Os resultados mostraram comportamento semelhante ao grupo A, mas com diferenças ainda maiores, principalmente no caso com redução no índice de consistência, que corresponde a um caso de degradação no fluido, onde o índice de consistência reduz em quase 50%. A diferença na altura de sedimento chegou a cerca de 200 metros. No período em que o índice de consistência aumentou, a velocidade a sedimentação praticamente parou, o que ocorre devido à alta viscosidade aparente do fluido, capaz de sustentar os sólidos por mais tempo.

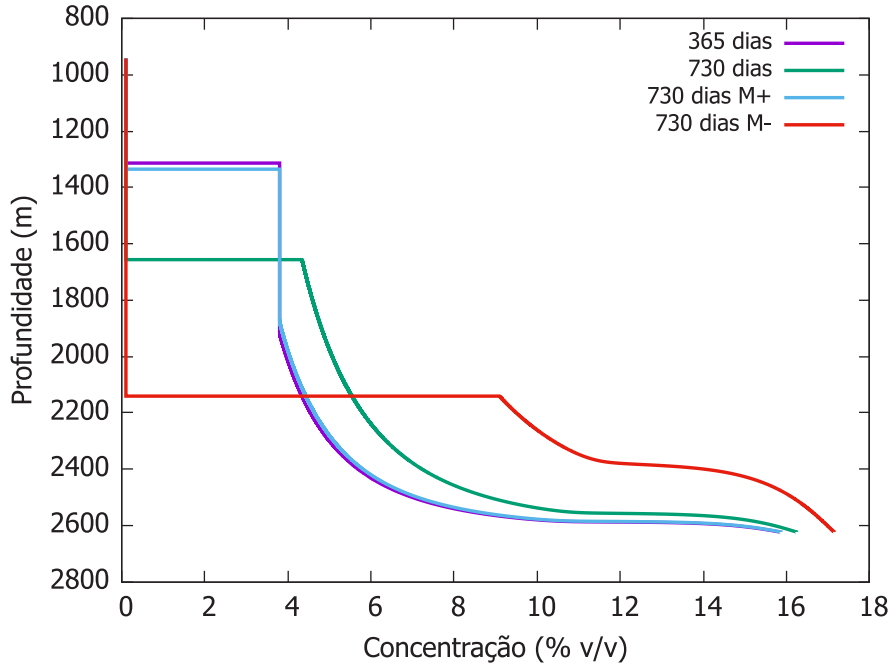


Figura 3: Perfis de concentração para 1 ano e 2 anos de sedimentação, com e sem mudança na reologia. Casos com maior diferença no índice de consistência. Grupo de casos B.

A Figura 4 apresenta os perfis de concentração de sólidos para o grupo C, que é o grupo com maior tempo de sedimentação, até cinco anos. Neste caso foram avaliados apenas casos de degradação em que o índice de consistência é reduzido ano a ano. Estes resultados correspondem a uma degradação gradual do fluido. Após cinco anos, conforme esperado, também há mudança significativa na altura de sedimento em comparação ao caso sem degradação. Comparando com o caso sem mudança na reologia para o mesmo tempo, foi possível notar a ausência de algumas zonas de sedimentação, particularmente a sedimentação livre e a de concentração variável, indicando que a aceleração do processo foi suficiente para chegar praticamente no fim do processo de sedimentação, o que não aconteceu para M constante. Os resultados justificam a implementação na nova versão, melhorando significativamente a previsão de

ISBN: 978-65-5222-057-8

formação de sedimento nos anulares em diferentes cenários, para casos em que a degradação do fluido de perfuração é conhecida.

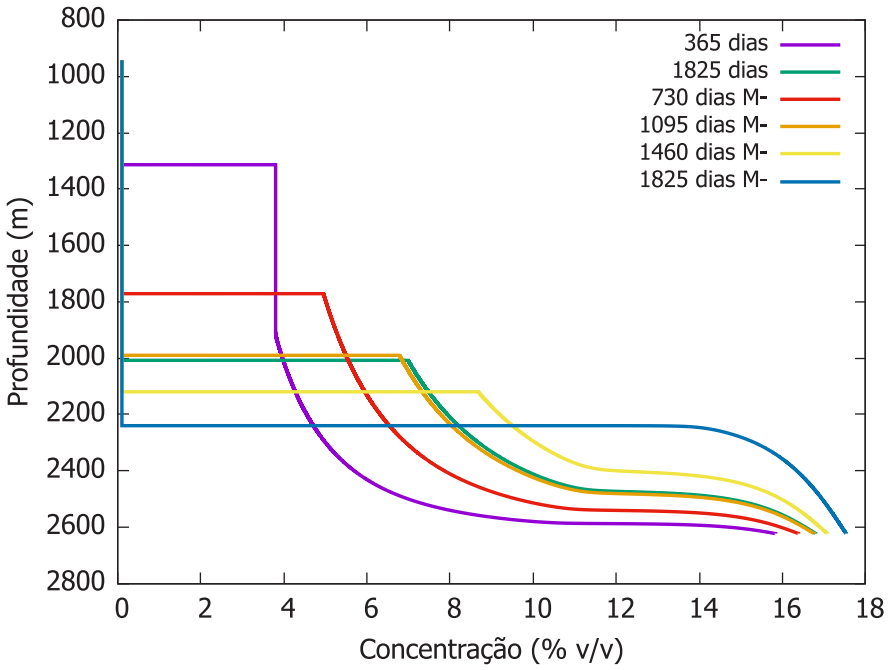


Figura 4: Perfis de concentração de 1 a 5 anos de sedimentação, com e sem mudança na reologia. Grupo de casos C.

CONCLUSÕES

A nova versão do simulador da sedimentação em fluidos de perfuração confinados, o SimSag, foi aprimorada para incluir a funcionalidade de simulação de casos com degradação reológica. A implementação foi feita de forma que uma simulação de um determinado período de sedimentação fosse dividida em etapas, onde entre cada etapa foi possível alterar principalmente as propriedades reológicas do fluido de perfuração, apesar de permitir também a mudança de outras propriedades, inclusive perfil de temperatura.

Foram analisados diversos casos, a partir de um caso base, onde a reologia do fluido foi alterada em períodos diferentes. Para verificar a consistência do simulador, também foram analisados casos em que o índice de consistência aumenta. Os resultados mostraram grande mudança na velocidade de sedimentação para pequenas mudanças no índice de consistência, o que reforça a alta importância que a boa descrição da reologia tem no problema.

Para etapas futuras, é sugerido a inclusão de um banco de dados com informações reológicas de diferentes tipos de fluidos de perfuração, incluindo parâmetros ao longo do tempo, envelhecimento e condições de degradação, para automatizar as etapas da simulação e fornecer resultados mais precisos da mudança temporal na reologia. Desta forma, o programa ainda pode oferecer ao

ISBN: 978-65-5222-057-8

usuário a personalização das etapas ou usar informações do banco de dados para fornecer resultados mais rápidos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o financiamento e apoio da Petrobras (Projeto SAP 4600654833) e da UFRRJ, bem como o suporte do Laboratório de Escoamento de Fluidos, no desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Mahmoud, Ali; Gajbhiye, Rahul; Elkatatny, Salaheldin. Application of organoclays in oil-based drilling fluids: a review. ACS omega, v. 8, n. 33, p. 29847-29858, 2023.

Ahmed, Ahmed Wedam; Kalkan, Ekrem. Drilling fluids; types, formation choice and environmental impact. International Journal of Latest Technology in Engineering, Management & Applied Science, v. 8, n. 12, p. 66-71, 2019.

Calçada, L. A., Scheid, C. M., Meleiro, L. A., Ribeiro, J. M., Seufitelli, G. V., Peliano, S. V., ... & Martins, A. L. (2016, September). Barite sag and its impact on annular pressure build up mitigation in producing offshore wells. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE.

da Silva, K. C., da Silva, I. D. J., Calçada, L. A., & Scheid, C. M. (2019). The effect of previous sedimentation on the filtration and mudcake properties of Newtonian and non-Newtonian fluids. *Powder Technology*, *346*, 9-16.

Motta, A. B. G., de Souza, J. M., de Sá Oliveira, K., de Souza, E. A., da Cruz Meleiro, L. A., Calçada, L. A., & Scheid, C. M. (2024). Modeling the impact of the temperature profile on the sedimentation process for shear thinning suspensions in the annulus of oil well. *Powder Technology*, *441*, 119842.

Laruccia, M. B. (1990). Velocidade de sedimentação em fluidos não-newtonianos: efeito da forma e da concentração de partículas. São Paulo.

Kozeny, J. (1927). Uber kapillare Leitung des Wassers im Boden-Aufstieg, Versickerung und Anwendung auf die Bewasserung, Sitzungsberichte der Akademie der Wissenschaften Wien. Mathematisch Naturwissenschaftliche Abteilung, 136, 271-306.

Carman, P. C. (1937). Fluid flow through a granular bed. Trans. Inst. Chem. Eng. London, 15, 150-156.

Tiller, F. M. (1980). Basic data fitting in filtration. J. Chin. I. Chem. Engrs., 11, 61-67

ISBN: 978-65-5222-057-8

BANCADA EXPERIMENTAL PARA AVALIAÇÃO DA VARIAÇÃO DE PRESSÃO ANULAR: SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO COM FLUIDOS DE COMPLETAÇÃO E PERFURAÇÃO ATRAVÉS DE MODELAGEM TERMOESTRURAL

Alan Tihiro Dias Nakashima[1], Anderson Martins Lorenzoni[1], Rogério Sawaya Sucaria[1], Lucas Arthur dos Santos Battistella[1], Jaime Andrés Lozano[1], Jader Riso Barbosa Jr.[1,2]

[1]Polo – Laboratórios de Pesquisa em Refrigeração e Termofísica, Universidade Federal de Santa Catarina, alan.nakashima@polo.ufsc.br
[2]Craft & Hawkins Department of Petroleum Engineering, Louisiana State University, jbarbosa@lsu.edu

RESUMO

A indústria de óleo e gás é uma das principais atividades econômicas no Brasil, sendo responsável por cerca de 10% do PIB industrial. No setor destaca-se a produção em plataformas na região do pré-sal, que corresponde a mais de 70% da produção total. Nesse contexto, é de grande interesse da sociedade e das empresas que a exploração seja segura para minimizar possíveis perdas econômicas e eliminar riscos ambientais. Entre os desafios enfrentados durante a exploração de petróleo, ressalta-se a operação de poços submetidos a altas temperaturas e pressões, como em casos encontrados em reservatórios da camada pré-sal. Essas condições promovem o fenômeno da variação de pressão anular, que pode levar os revestimentos dos poços à falha estrutural devido às elevadas diferenças de pressão entre os fluidos confinados. Embora este fenômeno tenha sido modelado fisicamente e implementado em softwares de projeto com sucesso, a base de dados de validação experimental na literatura aberta é escassa. Neste sentido, o objetivo desta proposta é apresentar uma bancada de testes de APC em escala laboratorial para levantamento de uma base de dados para comparação de correlações de propriedades e de parâmetros físicos. O aparato será constituído por quatro revestimentos concêntricos, entre os quais diferentes fluidos podem ser confinados e submetidos a aquecimento ou resfriamento. Atualmente, a bancada está em fase de construção e, neste artigo, o modelo termoestrututral desenvolvido para o projeto será utilizado para apresentar o desempenho do aparato em operações com água e outros fluidos de completação.

Palavras-chave: Variação de pressão anular, caracterização experimental, projeto termoestrutural, fluidos de completação e perfuração.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A produção de óleo e gás *offshore* envolve estruturas chamadas coletivamente de plataformas de petróleo, projetadas para extrair os hidrocarbonetos dos reservatórios através de poços, além de armazenar e processar o produto e acomodar a força de trabalho. No Brasil, a maior parte da produção ocorre offshore, principalmente nas regiões das bacias hidrográficas Santos e Campos, na região do pré-sal. Considerando a importância das recentes descobertas de vastas reservas de petróleo, novas tecnologias são necessárias para desenvolver operações seguras e sustentáveis.

O projeto e a construção de poços *offshore* estão sujeitos a uma série de desafios, dentre eles destacam-se o fenômeno do APB, do inglês *Annular Pressure Build-up*, que é um aumento de pressão nos fluidos confinados nas regiões anulares entre os revestimentos, como mostrado na Figura 1, que apresenta a estrutura geral de um poço. Destaca-se que uma nomenclatura mais precisa seria mudança de pressão anular (APC), pois o problema não decorre apenas do aumento de pressão, mas da diferença de pressão em anulares vizinhos.

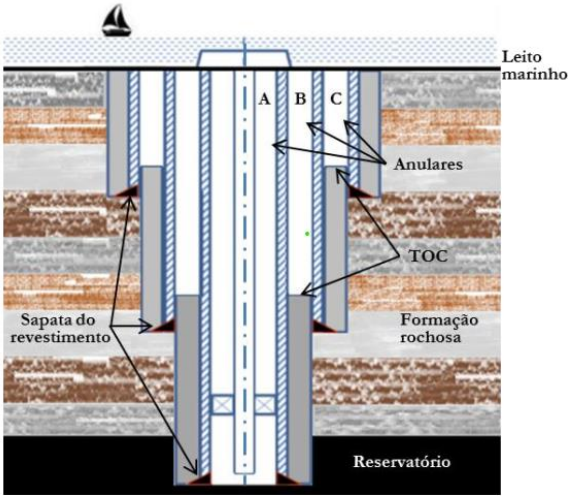


Figura 1: Estrutura de um poço *offshore* com anulares confinados (Barcelos, 2017).

O APC é causado pela transferência de calor entre o fluido que escoa no tubo central e a formação rochosa que envolve as camadas do poço. Dois cenários são comumente encontrados. O primeiro refere-se a operações de produção nas quais o fluido quente do reservatório escoa e aquece a região de menor temperatura inicial do poço, causando a expansão térmica dos fluidos anulares e aumento de pressão. O segundo cenário é a injeção de fluido que pode resfriar os anulares que estavam em temperaturas mais elevadas. Outros cenários alternativos onde o APC pode ser prejudicial são nas operações de perfuração do poço e outras operações como a parada e retomada de produção.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os riscos do APC decorrem da diferença de pressão que pode ser gerada entre anulares vizinhos que pode comprometer o revestimento entre eles. Esses riscos foram avaliados por Zhang et al. (2019), que destacam problemas de integridade, como movimentação da cabeça do poço, deformação dos revestimentos e comprometimento de vedações. Acidentes atribuídos ao APC incluem o abandono dos campos de Marlin e o aprisionamento da coluna de perfuração do poço Pompano A-31. (Zhang et al., 2019).

Reconhecendo a gravidade dos problemas do APC, as empresas exploradoras de óleo e gás adotam durante o projeto poços *softwares* de simulação dos fenômenos físicos que se manifestam durante a operação de poços. Os simuladores do estado-da-arte incluem a modelagem da dinâmica dos fluidos produzidos/injetados, a transferência de calor entre os meios participantes, os esforços mecânicos e a resistência dos componentes estruturais (Martins, 2022). Estes simuladores podem ser utilizados também para a avaliação da eficácia de mecanismos de mitigação, que englobam soluções ativas e passivas, ou então ajuste das propriedades termofísicas dos fluidos confinados nos anulares.

Apesar do avanço na área de simulação numérica, a pesquisa experimental relacionada ao APC e de suas consequências foi pouco explorada na literatura em geral. Esta lacuna pode ser consequência do desafio de reproduzir as condições de pressão e temperatura atingidas na operação de poços de petróleo. Nessa frente de pesquisa, destaque vai para os recentes trabalhos de Wang et al. (2021a, 2021b), que reproduziram uma seção da estrutura de anulares concêntricas encontrada nos poços.

Nesse sentido, a caracterização experimental do APC possui grande potencial para contribuir com o projeto robusto e operação segura de poços de petróleo. Portanto, o objetivo deste trabalho é apresentar o projeto de uma bancada capaz de reproduzir condições usuais de aquecimento e resfriamento encontradas nas operações de poços e testar a performance de diferentes fluidos de completação e perfuração confinados para obter uma biblioteca de dados experimentais de APC. A Bancada encontra-se em fase de instalação, portanto serão apresentados resultados numéricos para testes de aquecimento que serão realizados com fluidos de perfuração e completação de base aquosa e base sintética confinados nos anulares.

Bancada Experimental

A bancada de testes APC pode ser dividida em duas partes: uma é a seção de testes APC e a outra é a unidade de potência e condicionamento hidráulica (UPCH), responsável por fornecer fluxo de alta pressão e temperatu-

ISBN: 978-65-5222-057-8

ra controlada para a tubulação. A Figura 2 apresenta uma visão geral da bancada. Por questões de segurança, toda a bancada será envolvida por uma dupla camada de policarbonato com 10 mm de espessura.

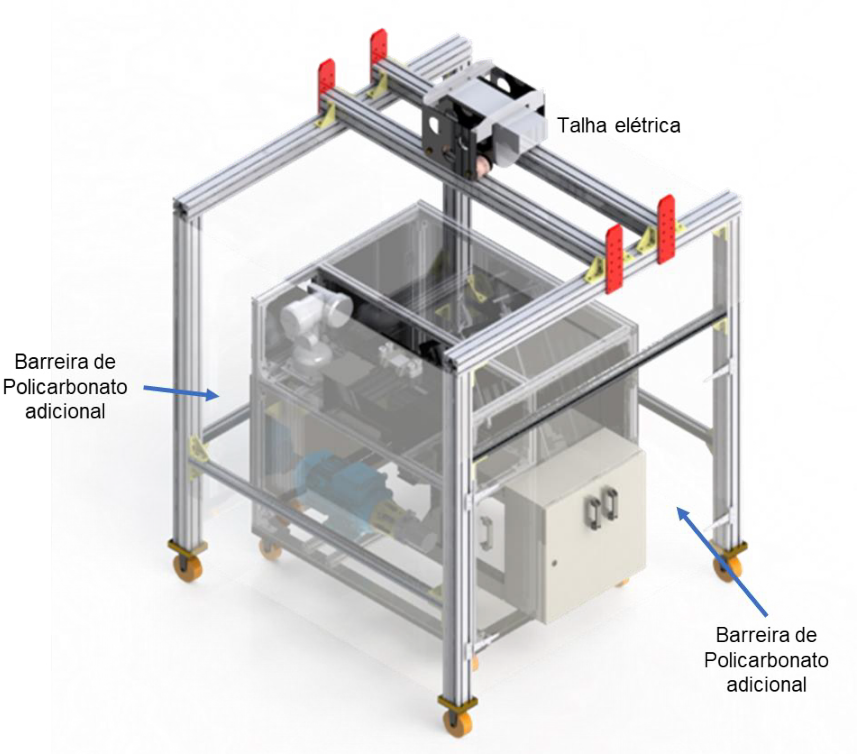


Figura 2: Visão geral do projeto da bancada de testes de APC.

A seção APC consiste nos espaços anulares formados por um arranjo de revestimentos e tubo que reproduzem uma seção de um poço de petróleo e gás, como mostrado na Figura 3. Um tubo e três revestimentos (1, 2 e 3) formam uma seção de teste de 300 mm de comprimento, na qual fluidos de perfuração e completação podem ser confinados em três anulares (A, B e C). Dentro da tubulação central flui um fluido de transferência de calor à base de água-glicol responsável pela troca de calor com os anéis. O confinamento é garantido por vedações e um flange de aço inoxidável. A Tabela 1 apresenta as dimensões, os materiais e as propriedades mecânicas da seção de teste do APC.

Dois processos podem ser simulados na bancada. Os testes de aquecimento têm como objetivo caracterizar o aumento de pressão a partir de uma condição inicial de temperatura baixa nos anulares. O outro processo é o resfriamento, utilizado para caracterizar a redução de pressão quando os fluidos dos anulares, previamente aquecidos, são resfriados. Nesse sentido, a seção também inclui um aquecedor de borracha de silicone de 1350 W cobrindo o terceiro revestimento, que pode ser usado para controlar a temperatura externa e estabelecer a condição inicial do teste.

ISBN: 978-65-5222-057-8

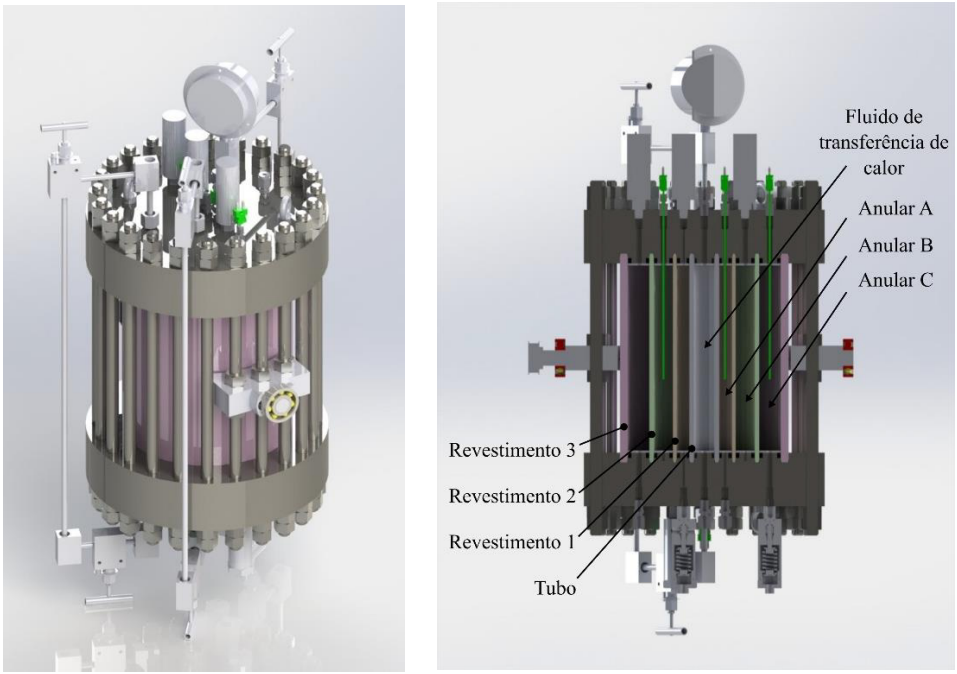


Figura 3: Visão geral e detalhe da seção de teste APC.

Tabela 1: Características do tubo e dos revestimentos.

Parte	Diâmetro Externo (mm)	Espessura (mm)	Altura (mm)	Material	Volume de Fluido (l)
Tubo	48,26	7,62	300	P110	0,26
Revestimento 1	101,6	5,74	300	P110	1,36 (A)
Revestimento 2	177,8	6,91	300	P110	3,90 (B)
Revestimento 3	273,05	12,57	300	P110	7,03 (C)

No projeto estão incluídas válvulas de segurança, limitando os níveis de pressão a um máximo de 50 MPa. Uma válvula de controle de pressão é inserida na saída da tubulação para reduzir o nível de pressão para condições próximas às ambientais antes que o fluido retorne ao reservatório. Um motor de passo e um sistema de transmissão também são inseridos para permitir a inclinação periódica da seção e a avaliação do efeito da precipitação de partículas sólidas em fluidos de perfuração.

A UPCH é responsável por fornecer fluido a alta pressão e temperatura controlada para a seção de teste. Uma bomba pistão axial fornece uma vazão máxima de 300 L/h a 16 MPa, dos quais é permitido um máximo de 120 L/h na seção de teste. O aquecedor consiste em duas tubulações de aço inoxidável cada uma com um metro de comprimento e 25,4 mm de diâmetro externo, revestidas com resistências tubulares e de coleira. O resfriamento do fluido é realizado na linha de retorno através de

ISBN: 978-65-5222-057-8

dois trocadores de calor de placas conectados a um banho térmico. Um reservatório de 20 L armazena o fluido composto por uma mistura de água e glicol (fração volumétrica de 40%/60%). A Figura 4 mostra um diagrama esquemático da UPCH.

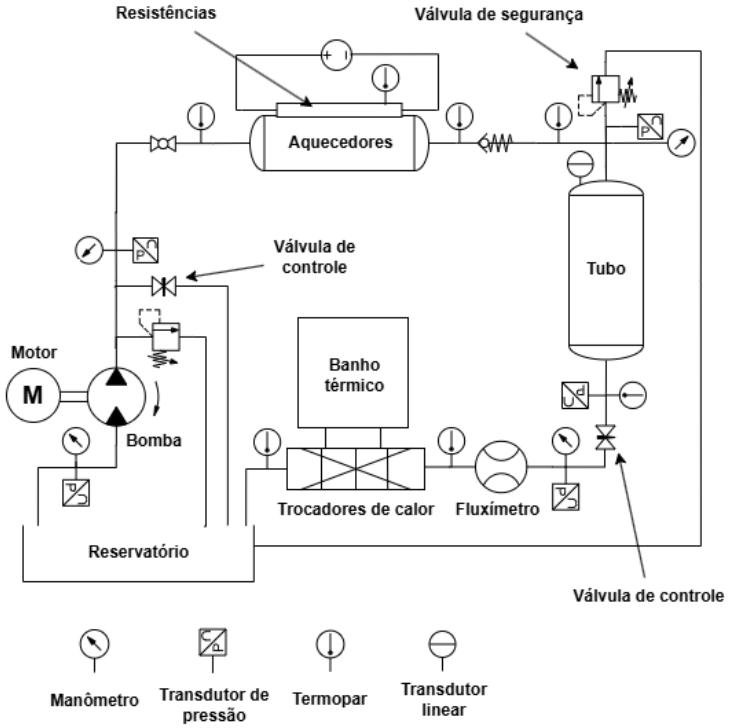


Figura 4: Diagrama hidráulico da UPCH.

Os instrumentos de medição incluem transdutores de pressão e temperatura para medição das condições dos fluidos confinados e de transferência de calor. Manômetros são instalados para permitir o monitoramento dos níveis de pressão e transdutores lineares são utilizados para monitorar a deformação do flange do último revestimento. A bancada também conta com fluxímetros, sensores de nível e wattímetros para monitoramento das condições de escoamento e aquecimento do fluido.

Análise Numérica

O modelo utilizado no projeto da seção de ensaio de APC baseia-se na equação de Oudeman e Bacarreza (1995) para a avaliação de APC, escrita em termos do coeficiente de expansão térmica, β, e da compressibilidade, κ, como:

$$\Delta P = \frac{\beta}{\kappa}\Delta T - \frac{\Delta V_{anular}}{\kappa V_{anular}} + \frac{\Delta V_f}{\kappa V_f}$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

onde ΔP, ΔT, ΔV_{anular} e ΔV_f são, respectivamente, as variações de pressão, temperatura, volume do anular e volume do fluido. Assim, a equação calcula a variação de pressão em função da variação de temperatura, da variação do volume disponível para o fluido e da variação do volume do fluido devido à massa que sai ou entra na região anular. Este último efeito não foi considerado neste trabalho.

O termo de variação de temperatura foi obtido resolvendo o sistema de equações dado pelas equações de conservação de energia na sua forma integral e transiente de cada região da seção de testes (anulares, revestimentos, fluido de transferência e manta aquecedora). Foram adotadas condições de contorno de vazão mássica e temperatura de entrada do fluido no tubo constantes, bem como interface adiabática com o ambiente externo. A transferência de calor entre regiões anulares foi calculada utilizando a resistência térmica total através das correlações de Zhou (2013).

A variação do volume anular foi calculada utilizando as equações de Halal e Mitchell (1994) para obter a variação dos raios de uma geometria cilíndrica em função da diferença entre a variação das pressões externa e interna do revestimento. O volume anular disponível para o fluido também é afetado pela presença de outras substâncias e pelo volume que elas ocupam. Neste trabalho, a variação do volume do gás dissolvido foi levada em consideração, a partir da variação da densidade com a temperatura e a pressão, seguindo o trabalho de Wang et al. (2021a).

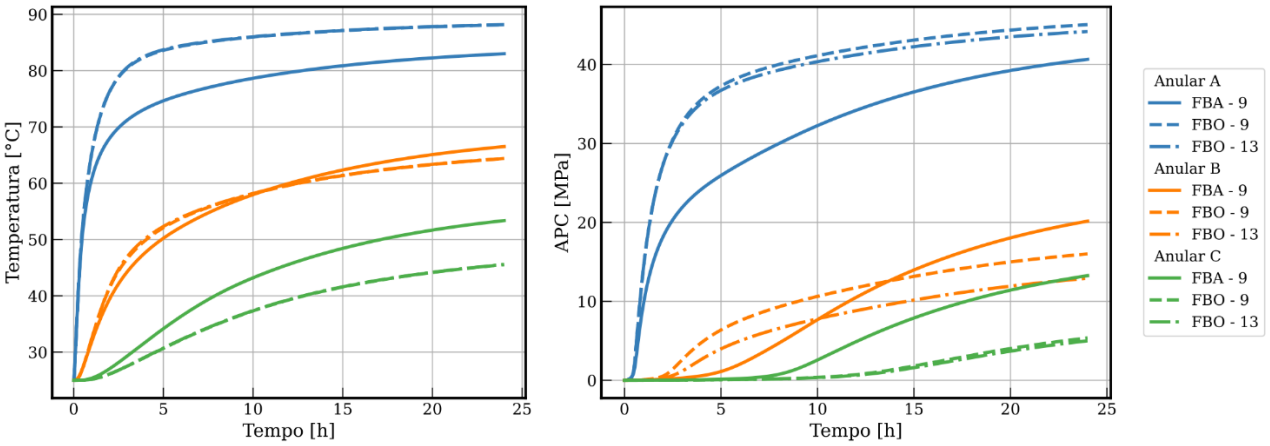
Três tipos de fluidos foram testados para o anular B, todos compostos por misturas olefina interna (hexadeceno), salmoura e barita, com concentrações, densidades e nomenclaturas dadas por: FBA – 9(100% salmoura, 9 ppg), FBO – 9 (9,2% salmoura, 82,7% olefina e 8,1% sólido, 9 ppg) e FBO – 13 (7,7% salmoura, 69,6% olefina e 22,7% sólido, 13 ppg). Para os anulares A e C, o fluido utilizado foi salmoura. Ar dissolvido nas condições iniciais de 0,1 MPa e 25 ºC também é incluído nos anulares para levar em consideração possíveis bolhas confinadas durante o processo de enchimento.

As propriedades de substâncias puras (ar dissolvido), bem como da mistura de água-glicol foram obtidas utilizando a biblioteca CoolProp (Bell et al., 2014). Para os fluidos de perfuração e completação, adotou-se a metodologia desenvolvida por Alves (2022) a partir das propriedades de cada componente e a aplicação de regras de mistura.

As propriedades térmicas e mecânicas do P110 são: módulo de elasticidade de 210 GPa, razão de Poisson de 0,3, coeficiente de expansão térmica de $1{,}2 \times 10^{-5}$ K^{-1}, densidade de 7800 kg m^{-3}, condutividade de 16 W m^{-1} K^{-1} e calor específico de 600 J kg^{-1} K^{-1}. Propriedades típicas de borracha de silicone foram consideras para a manta.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A Figura 5 mostra os resultados de temperatura e variação depressão para testes de aquecimento, onde a seção de teste APB, inicialmente a 25 °C, é submetida a aquecimento devido ao escoamento do fluido de transferência a 100 °C, 16 MPa e 60 L/h durante 24 horas. Em relação aos níveis de temperatura (Figura 5a), nota-se que a mudança de um fluido a base de salmoura para base olefínica aumenta a resistência térmica do anular B, logo a temperatura alcançada no Anular A aumenta, enquanto no anular C diminui. A variação da densidade no fluido olefínico teve pouca influência na temperatura. Em relação ao APC (Figura 5b), a tendência é semelhante, com exceção do fato de que a variação de densidade, e consequentemente da expansividade e compressibilidade do fluido, teve um impacto na pressão do anular B, observando-se níveis de pressão menores ao final do teste para o fluido mais denso.



(a) (b)

Figura 5: Resultados numéricos dos testes de aquecimento com diferentes fluidos confinados no anular B. (a) Temperatura e (b) pressão em função do tempo de teste.

A Figura 6 apresenta a diferença de pressão nos revestimentos 1 e 2, que estão em contato com o anular B. Nota-se que do ponto de vista de integridade, o comportamento observado pelo fluido aquoso foi mais vantajoso devido ao fato de que a sua condutividade maior ocasionou uma maior homogeneidade de temperatura ao longo do teste. O efeito do aumento da densidade do fluido olefínico foi o aumento da diferença de pressão no revestimento 1 e redução no revestimento 2. Como os níveis de diferença de pressão no revestimento 1 são maiores, é possível considerar que o aumento da densidade aumentou o risco associado ao teste. Os resultados no tubo e no revestimento 3 foram omitidos pois as pressões internas e externas são mantidas constantes, logo os resultados acompanham a variação de pressão dos anulares A e C, respectivamente.

ISBN: 978-65-5222-057-8

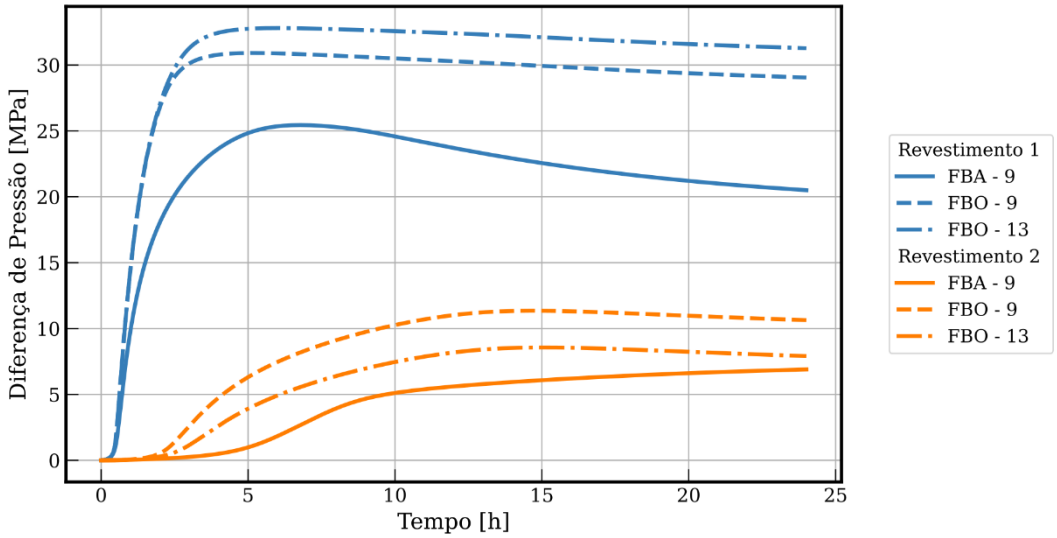


Figura 6: Resultados numéricos da diferença de pressão nos revestimentos 1 e 2 dos testes de aquecimento com diferentes fluidos confinados no anular B.

CONCLUSÕES

O trabalho teve como objetivo descrever a bancada de testes APC e seus principais componentes, além de apresentar uma previsão numérica dos resultados experimentais em testes com diferentes tipos de fluidos confinados no anular B. Espera-se que os níveis de temperatura e pressão atinjam cerca de 90 ºC e 40 MPa. Em relação a variação de propriedades do fluido do anular B, valores mais altos de condutividade obtidos para o fluido de base aquosa resultaram em níveis de diferença de pressão menores devido a maior homogeneidade das temperaturas. Por outro lado, o aumento da densidade nos fluidos de base olefínica resultaram no aumento dos níveis críticos de diferença de pressão observados no revestimento 1 devido a redução do nível de pressão do anular B em relação ao anular A.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi financiado pela Petrobras, Brasil (Acordo de Cooperação 0050.0123294.23.9). Financiamento adicional foi recebido do Programa INCT (Institutos Nacionais de Ciência e Tecnologia - CNPq, Processo nº 404023/2019-3; FAPESC, Processo nº 2019TR0846). Alan Nakashima agradece ao CNPq, Brasil, pela bolsa concedida (Processo nº 151676/2022-4).

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, Eduardo Bader Dalfovo Mohr. **Modelagem e estimativas de propriedades termofísicas de fluidos complexos usados na indústria de óleo e gás**. 2022. Estudo dirigido submetido ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina. Orientador: Prof. Jader Riso Barbosa Jr. Florianópolis, 2022.

BARCELOS, J. G. A. **Modelagem Matemática do Aumento de Pressão nos Anulares (APB) em Poços de Petróleo**. 2017. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

BELL, I. H. et al. Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library coolprop. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v. 53, n. 6, p. 2498-2508, 2014.

HALAL, A. S.; MITCHELL, R. F. Casing design for trapped annular pressure buildup. **SPE Drilling & Completion**, v. 9, p. 107-114, 1994.

MARTINS, I. O. **Transient Modeling of Injection and Production Wellbores: A Study on Annular Pressure Change Prediction and Mitigation**. 2022. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2022.

OUDEMAN, P.; BACARREZA, L. J. Field trial results of annular pressure behavior in a high-pressure/high-temperature well. **SPE Drilling & Completion**, v. 10, n. 2, p. 84-88, 1995.

WANG, H. et al. Study on annular pressure buildup in offshore heavy oil thermal recovery wells considering dissolved gas contained in annuli. **Energies**, v. 14, p. 3213, 2021.

WANG, H. et al. Study on annular pressure buildup phenomenon in subsea wells considering the effect of cement. **Energy Science and Engineering**, v. 10, p. 81-95, 2021.

ZHANG, B. et al. Trapped annular pressure caused by thermal expansion in oil and gas wells: A review of prediction approaches, risk assessment and mitigation strategies. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 172, p. 70-82, 2019.

ZHOU, F. **Research on heat transfer in geothermal wellbore and surroundings**. 2013. Tese (Doutorado) – Technischen Universität Berlin, Berlin, 2013.

ISBN: 978-65-5222-057-8

OTIMIZAÇÃO DO DESLOCAMENTO DE FLUIDOS EM ESPAÇOS ANULARES COM ZONA ERODIDA NA CIMENTAÇÃO DE POÇOS

Vanessa Martins Picoli[1], Matheus Pinto Xavier[1], Priscilla Ribeiro Varges[1], Mônica Feijó Naccache[1], Paulo Roberto de Souza Mendes[1], Carlos Pessanha Costa Carvalho[2]

[1] *Grupo de Reologia, Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, vanessapicoli@puc-rio.br,* [2] *CENPES/PDIDP/EPOCOS/PERF Petrobras, carlos.pessanha@petrobras.com.br*

RESUMO

Na construção de poços de petróleo, a segurança e a integridade dos poços são fundamentais, assim como o tempo e o custo das operações. O comporta-mento e o escoamento dos fluidos impactam diretamente esses fatores. Durante a operação de cimentação, busca-se eficiência de 100% no deslocamento dos fluidos (como fluido de perfuração, tampão viscoso, colchão lavador, entre outros) pela pasta de cimento, visando evitar falhas no preenchimento do espaço anular com cimento. Regiões do poço com alargamento apresentam desafios para o deslocamento eficiente de fluidos não newtonianos. A eficiência do deslocamento, além de depender da natureza dos fluidos envolvidos, é fortemente influenciada por variáveis como suas propriedades reológicas, densidade, vazão e volume de bombeio, além da geometria do poço. Neste trabalho foram investigados experimentalmente os efeitos da inclinação e da excentricidade dos poços no deslocamento de fluidos não newtonianos. A bancada experimental, construída em acrílico, possui geometria anular e inclui uma região de expansão seguida por uma contração. Foram testadas três inclinações (0°, 30° e 60°) e dois *standoff* (50% e 100%). Os três fluidos de trabalho, preparados com diferentes concentrações de Carbopol® 980 — sendo um à base de água e os outros dois à base de glicerina — foram injetados sequencialmente, respeitando uma hierarquia favorável de viscosidade e densidade. Um medidor de vazão Coriolis, posicionado na saída do experimento, registrou a vazão, densidade, temperatura e volume bombeado a cada milissegundo. Os casos concêntricos apresentaram deslocamento mais eficiente em comparação aos casos com excentricidade de 50%. A inclinação da bancada teve uma pequena influência para ambas excentricidades testadas. Os resultados evidenciam que a geometria do poço, aliada às propriedades dos fluidos, exerce papel fundamental na otimização do deslocamento, impactando diretamente a eficiência e a segurança das operações de cimentação.

Palavras-chave: cimentação, fluidos não newtonianos, deslocamento de fluidos, eficiência de deslocamento.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A cimentação primária é uma etapa crítica na construção de poços de petr óleo, sendo responsável por garantir a integridade estrutural e o isolamento zonal ao longo da vida útil do poço. Um dos principais desafios associados a essa operação é a substituição eficiente do fluido de perfuração pela pasta de cimento, especialmente em geometrias anulares irregulares e regiões erodidas. Essas irregularidades podem formar zonas de estagnação que comprometem a remoç ão do fluido deslocado, prejudicando a cura do cimento e, consequen-temente, a segurança da cimentação (PELIPENKO et al., 2004; SKADSEM et al., 2019). A Figura 1 apresentada por Varges et al. (2020) mostra um exemplo disso, no qual o fluido de perfuração não foi completamente removido pela pasta de cimento, e ficou preso entre a parede do poço e o cimento curado.

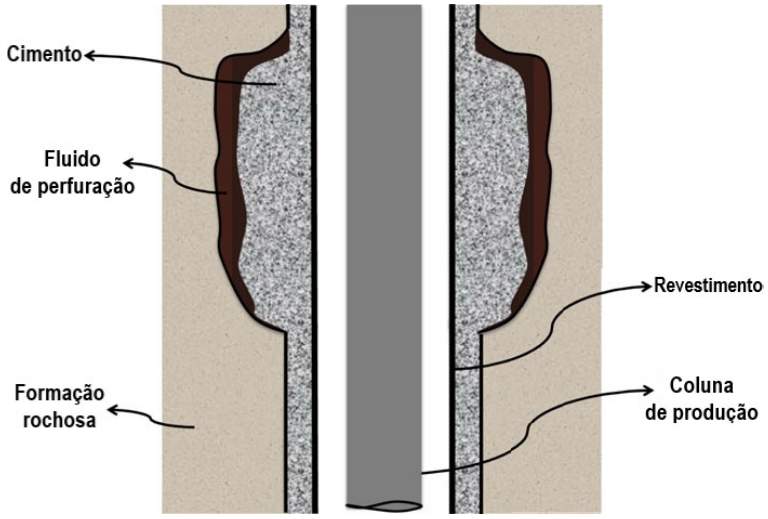


Figura 1: Exemplo de zona erodida.

O desempenho dessa substituição depende de diversos fatores, como as propriedades reológicas dos fluidos envolvidos, suas densidades relativas, viscosidades, vazão de bombeio, além da geometria e excentricidade do poço (ETRATI et al., 2020; AKBARI et al., 2022; FARAMARZI et al., 2024). Em particular, o comportamento não newtoniano dos fluidos impõe uma complexidade adicional ao escoamento (LOCKYEAR et al., 1990; JAKOBSON et al., 1991), tornando o entendimento desses fenômenos essencial para a otimização do processo.

Este estudo investiga experimentalmente o deslocamento de fluidos não newtonianos em geometrias anulares com zonas de expansão e contração, simulando condições encontradas em regiões alargadas de poços reais. Os testes foram conduzidos em bancada experimental com diferentes inclinações (0°, 30° e 60°) e graus de excentricidade (STO de 100% e 50%), empregando fluidos preparados com Carbopol® 980 em diferentes concentrações, de modo a criar uma hierarquia favorável de viscosidade e densidade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

Os experimentos realizados em laboratório foram conduzidos em uma escala reduzida e simplificada, o que representa uma abordagem restringida em comparação com a profundidade e complexidade dos poços de petróleo reais que são cimentados.

Fluidos de trabalho

As três soluções de Carbopol® 980 usadas nos testes foram preparadas de acordo com Varges et al. (2019) e estão apresentadas na Tabela 1. As densidades dos fluidos foram obtidas através do medidor de densidade digital Anton Paar, modelo DMA 4500M.

Tabela 1: Composição e densidade dos fluidos de trabalho usados nos experimentos.

Fluido	Base	Carbopol® (% m/v)	Densidade (kg/m³)
1	100% água	0,10	998,87
2	40% água / 60% glicerina	0,15	1151,23
3	20% água / 80% glicerina	0,20	1210,79

Caracterização reológica

As propriedades reológicas dos fluidos foram avaliadas no reômetro rotacional TA Instruments, modelo DHR-3. Foi usada a geometria de cilindros concêntricos ranhurados (Couette), a fim de evitar o deslizamento aparente nas paredes, principalmente em baixas taxas de cisalhamento. Os testes foram feitos da taxa de cisalhamento de 1000 s^{-1} até 0,01 s^{-1}, na temperatura de 25 °C.

Procedimento experimental

A bancada experimental (Fig. 2) simula o escoamento de fluidos no espaço anular durante a cimentação primária. Ela é composta por um inversor de frequência que permite ajustar a velocidade da bomba nas rotações desejadas. A bomba helicoidal empurra água para as garrafas de transferência que contêm pistões responsáveis por deslocar os três fluidos de trabalho. No início do experimento, o fluido 1 (amarelo) preenche toda a seção de teste, após são injetados dois volumes do fluido 2 (azul) e, por fim, são deslocados dois volumes do fluido 3 (transparente). O deslocamento é sempre de baixo para cima, a fim de simular o preenchimento do anular com os fluidos. Além disso, a hierarquia de densidade e de viscosidade é sempre favorável. Na saída da seção de testes, está posicionado um medidor Coriolis, que registra densidade, temperatura, volume total bombeado e vazão a cada milissegundo, através do software de aquisição de dados. Após a passagem pelo Coriolis, os fluidos são direcionados para a bombona de descarte. Com os dados adquiridos, são traçados os gráficos da densidade em função do volume adimensional (V*), definido como:

$$V^* = V(t)/V_{tot} \tag{1}$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

onde $V(t)$ = volume total bombeado a cada instante e V_{tot} = volume da geometria + volume Coriolis + volume morto.

Na indústria do petróleo, é comum definir a excentricidade como *standoff (STO)*, de acordo com a equação:

$$STO = \left(\frac{X}{d' - d}\right) \times 100 \tag{2}$$

onde X é a distância entre a parede externa do tubo interno e a parede interna do tubo externo, d' representa o diâmetro externo do anular (correspondente ao diâmetro do poço) e d refere-se ao diâmetro externo do revestimento. Assim, STO igual a 0% indica que o revestimento está tocando a parede do poço, enquanto um valor de 100% corresponde ao caso completamente concêntrico.

Foram testadas as inclinações de 0° (vertical), 30° e 60° e STO de 100% (concêntrico) e 50%, sendo todos os testes repetidos no mínimo duas vezes para garantir reprodutibilidade. Os testes foram conduzidos na vazão de 8.8×10^{-6} m³/s. Como o número de Reynolds é menor do que 1 em todos os testes, não se observa efeito de inércia.

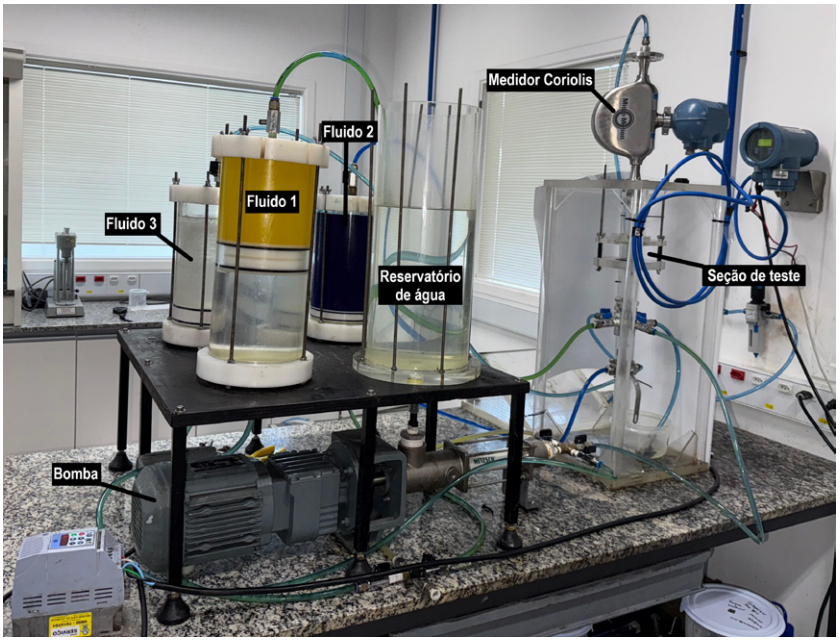


Figura 2: Bancada experimental.

Seção de testes

A seção de testes (Fig. 3) consiste em dois tubos concêntricos de acrílico. O tarugo interno é ajustado de acordo com a excentricidade escolhida, e representa o revestimento. O tubo externo é caracterizado por uma região de expansão seguida de contração, a fim de representar zonas erodidas. As dimensões da seção de testes são: L = 40,5 mm; l = 13 mm; D = 31,7 mm; d = 24 mm; d' = 15 mm; $0 < \delta < 4{,}5$ mm.

ISBN: 978-65-5222-057-8

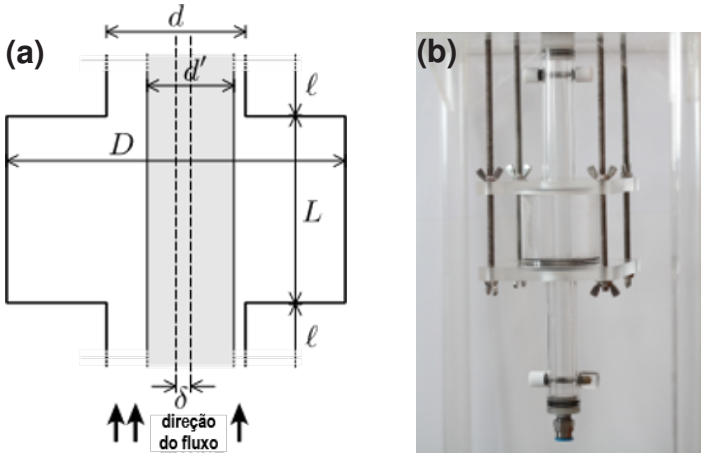


Figura 3: (a) Desenho esquemático da seção de testes; (b) Foto da seção de testes.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Serão avaliadas as influências da inclinação e do STO na dinâmica do escoamento de fluidos não newtonianos à base de Carbopol® 980 em geometrias anulares com variações abruptas de seção (expansão-contração), visando compreender seus efeitos sobre o deslocamento dos fluidos.

Caracterização reológica

A Figura 4 mostra a curva de escoamento dos fluidos usados nos experimentos. A curva de tensão em função da taxa de cisalhamento (Fig. 4a) mostra que o comportamento dos fluidos segue o modelo de Herschel-Bulkley, definido pela equação:

$$\begin{cases} \tau = \tau_y + K\dot{\gamma}^n, & se\ \tau > \tau_y \\ \dot{\gamma} = 0, & caso\ contrário \end{cases} \tag{3}$$

Onde K é o índice de consistência, n é o índice de potência, e τ_y é a tensão limite de escoamento. Os três fluidos apresentaram comportamento viscoplástico com tensão limite de escoamento, sendo τ_y = 2,32 Pa para o fluido 1, τ_y = 4,28 Pa para o fluido 2 e τ_y = 6,50 Pa para o fluido 3.

A curva de viscosidade em função da taxa de cisalhamento (Fig. 4b) indica que os três fluidos apresentam viscosidades elevadas em baixas taxas de cisalhamento e redução progressiva à medida que a taxa aumenta. Observa-se que, em toda a faixa de cisalhamento testada, a viscosidade do fluido 1 permanece inferior à do fluido 2, que, por sua vez, é sempre inferior à do fluido 3. Essa hierarquia garante uma ordem de viscosidade favorável ao longo dos testes realizados na bancada experimental.

ISBN: 978-65-5222-057-8

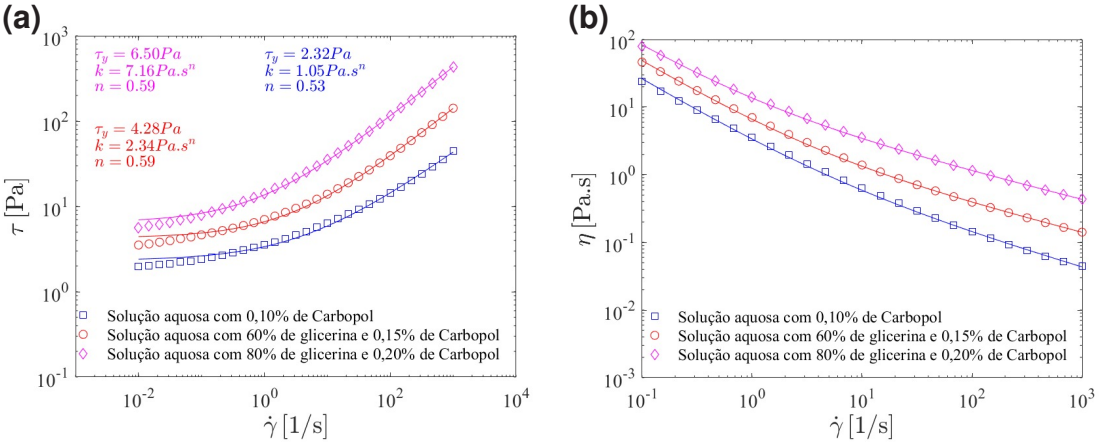


Figura 4: Curvas de escoamento dos três fluidos de trabalho: (a) Tensão em função da taxa de cisalhamento; (b) Viscosidade em função da taxa de cisalhamento.

Resultados experimentais

A Figura 5 apresenta a influência das três inclinações testadas para o caso concêntrico e para o caso com STO = 50%. A linha preta pontilhada representa o deslocamento ideal (*plug*) que resultaria em uma eficiência de deslocamento de 100%.

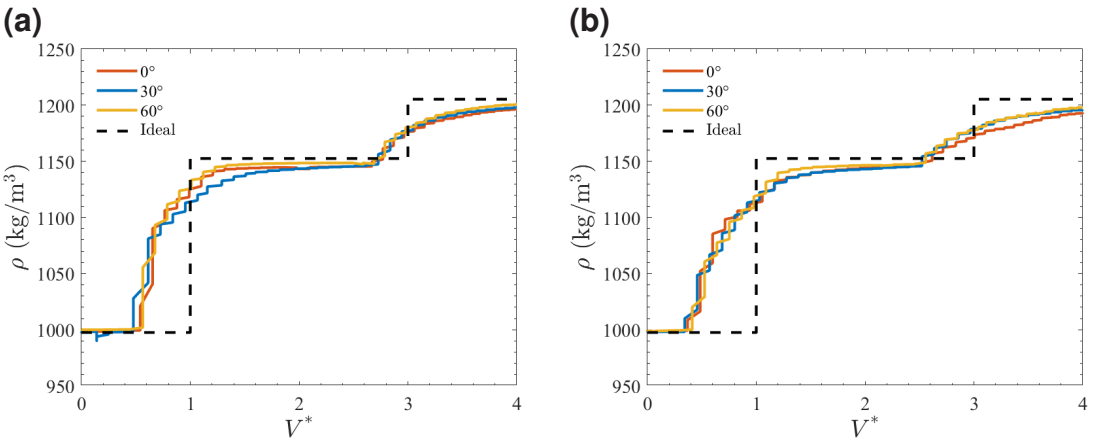


Figura 5: Histórico da densidade em função do volume adimensional para inclinações de 0°, 30°e 60°, no STO de (a) 100% (concêntrico) e (b) 50%.

No caso concêntrico (Fig. 5a), todos os fluidos iniciam no mesmo patamar de densidade, referente ao fluido 1 . Em $V^* \simeq 0,5$, para a inclinação de 30°, a densidade começa a aumentar, pois é o instante em que o fluido 2 sai do anular e chega no Coriolis. Em contrapartida, para as inclinações de 0° (vertical) e 60°, a subida ocorre um pouco depois, em $V^* \simeq 0,6$. Essa pequena diferença resulta em um comprimento de mistura maior para a inclinação de 30° do que para as outras duas inclinações, que apresentam um perfil muito similar. Também é notável que no caso em que a inclinação é de 60° a curva se aproxima mais da curva ideal, o que é contraintuitivo. Na mudança do segundo patamar de densidade para o terceiro, todas as curvas sobem em $V^* \simeq 2,7$, e, novamente, o

ISBN: 978-65-5222-057-8

caso com inclinação de 60° chega mais próximo da curva ideal.

No caso excêntrico (Fig. 5b), os testes com inclinações de 0° e de 30° têm o acréscimo no valor da densidade em $V^* \simeq 0,35$, enquanto para inclinação de 60° a subida é em $V^* \simeq 0,4$. O comprimento de mistura das três curvas é similar, entretanto, a curva de 60° chega mais próxima da curva ideal, como no gráfico dos casos concêntricos. As três curvas apresentam transição similar do segundo patamar de densidade para o terceiro, que ocorre em $V^* \simeq 2,5$ para todas. A curva da inclinação de 0° foi a que mais se distanciou do patamar ideal no fim do teste, o que indica que seriam necessários mais volumens bombeados para chegar na densidade do fluido 3.

A Figura 6 apresenta a influência dos dois STO testados para os casos nas inclinações de 0° (vertical), 30° e 60°. A linha preta pontilhada representa o deslocamento ideal (*plug*), assim como na imagem anterior.

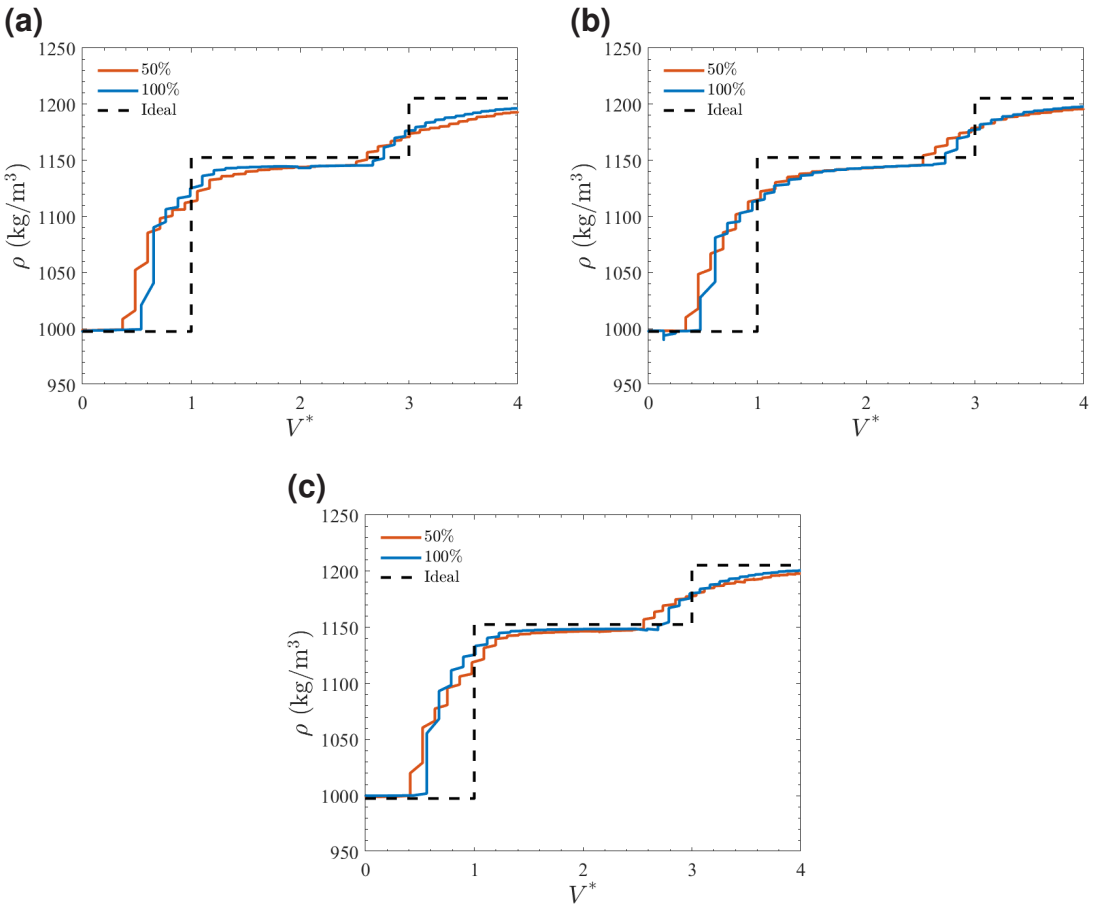


Figura 6: Histórico da densidade em função do volume adimensional para STO de 50% e 100%, nas inclinações de (a) 0° (vertical), (b) 30° e (c) 60°.

O comportamento dos gráficos na Figura 6 é praticamente idêntico, por isso, a discussão a seguir é válida para as três inclinações testadas. Na transição do primeiro patamar de densidade para o segundo, a subida da curva do teste com STO=50% começa em $V^* \simeq 0,4$, enquanto a curva do teste concêntrico sobe em $V^* \simeq 0,6$, se aproximando mais da curva ideal. O comprimento de mistura foi maior para o caso excêntrico do que para os caso concêntrico. A

ISBN: 978-65-5222-057-8

transição do segundo patamar de densidade para a curva com STO=50% ocorre em $V^* \simeq 2,5$ e para curva com STO=100% ocorre em $V^* \simeq 2,7$. Novamente o caso concêntrico chega mais próximo da curva ideal, o que é esperado, visto que os fluidos tem mais facilidade para escoar nesse caso.

CONCLUSÕES

Os resultados experimentais demonstraram que a excentricidade tem um impacto significativo na eficiência do deslocamento de fluidos não newtonianos durante a cimentação de poços, especialmente em geometrias com zonas erodidas. Os testes com *standoff* de 100% (casos concêntricos) apresentaram melhor desempenho, com menor comprimento de mistura e maior aproximação do comportamento ideal de deslocamento (*plug*). Por outro lado, a inclinação da bancada, embora tenha mostrado influência menos expressiva, indicou que ângulos mais elevados podem contribuir para um deslocamento ligeiramente mais eficiente, mesmo em configurações excêntricas, o que é contraintuitivo e requer maiores investigações. A hierarquia de viscosidade e densidade dos fluidos, respeitada em todos os experimentos, foi fundamental para garantir a estabilidade do escoamento e minimizar a mistura entre fases. Destaca-se a importância do controle geométrico do poço e da escolha adequada dos fluidos para otimizar a eficiência da cimentação primária, contribuindo para a integridade estrutural e a segurança dos poços de petróleo.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras, INCT Rheo, CNPq, CAPES, FINEP e FAPERJ pelo apoio financeiro. Agradecemos, ainda, aos parceiros da Petrobras Rafael Peralta Muniz Moreira, Thiago da Silva Piedade, Ingrid Ezechiello da Silva, José Marcelo Silva Rocha, Umberto Sansoni Junior, André Leibsohn Martins e Iolanda Scheibe de Siqueira pelo suporte técnico e pela colaboração ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AKBARI, S.; TAGHAVI, S. M. From breakup to coiling and buckling regimes in buoyant viscoplastic injections. *Journal of Fluid Mechanics*, v. 940, a42, 2022. DOI: 10.1017/jfm.2022.254.

ETRATI, A.; ROUSTAEI, A.; FRIGAARD, I. A. Strategies for mud-removal from washouts during cementing of vertical surface casing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 195, p. 107454, 2020. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107454.

ISBN: 978-65-5222-057-8

FARAMARZI, M.; AKBARI, S.; TAGHAVI, S. M. Buoyant miscible viscoplastic injections. *Phys. Rev. Fluids*, v. 9, p. 073301, 7 2024. DOI: 10.1103/PhysRevFluids.9.073301.

JAKOBSON, J. et al. Displacements in eccentric annuli during primary cementing in deviated wells. In: SPE. SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium/Production and Operations Symposium. [S.l.: s.n.], 1991. spe–21686. DOI: 10.2118/21686-MS.

LOCKYEAR, C. F.; RYAN, D. F.; GUNNINGHAM, M. M. Cement channeling: how to predict and prevent. *SPE Drilling Engineering*, v. 5, n. 03, p. 201–208, 1990. DOI: 10.2118/19865-PA.

PELIPENKO, S.; FRIGAARD, I. A. Visco-plastic fluid displacements in near-vertical narrow eccentric annuli: prediction of travelling-wave solutions and interfacial instability. *Journal of Fluid Mechanics*, v. 520, p. 343–377, 2004. DOI: 10.1017/S0022112004001752.

SKADSEM, H. J. et al. Annular displacement in a highly inclined irregular wellbore: Experimental and three-dimensional numerical simulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 172, p. 998–1013, 2019. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.007.

VARGES, P. R. et al. Flow of yield stress materials through annular abrupt expansion–contractions. *Physics of Fluids*, v. 32, n. 8, 2020. DOI: 10.1063/5.0015400.

VARGES, P. R. et al. Rheological characterization of Carbopol® dispersions in water and in water/glycerol solutions. *Fluids*, v. 4, n. 1, p. 3, 2019. DOI: 10.3390/fluids4010003.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CARACTERIZAÇÃO REOLÓGICA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SOB DIFERENTES CONDIÇÕES TÉRMICAS USANDO METAMODELAGEM KRIGING

Hélio de Oliveira Junior[1], Flávia Marques Fagundes[2], Fran Sergio Lobato[3], João Jorge Ribeiro Damasceno[4], Fábio de Oliveira Arouca[5]

[1-5]Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Av. João Naves de Ávila, 2121,Bairro Santa Mônica, CEP 38400-902, Uberlândia/MG, Brasil.[1]helio.oliveira@ufu.br, [2]flavia.fagundes@ufu.br, [3]fslobato@ufu.br, [4]damasceno@ufu.br e [5]arouca@ufu.br.

RESUMO

A formulação adequada de fluidos de perfuração é fundamental para garantir a eficiência e a segurança nas operações de exploração de petróleo e gás, especialmente em ambientes com variações térmicas significativas. Neste estudo, investigou-se o efeito da temperatura sobre as propriedades reológicas de fluidos à base de água contendo diferentes concentrações de carbonato de cálcio (10% e 17%), denominados BrCarb10 e BrCarb11. Os ensaios foram conduzidos com reômetros *Anton Paar*, em temperaturas entre 25°C e 70°C, com o objetivo de avaliar o comportamento reológico sob diferentes taxas de cisalhamento, além da análise de tixotropia e propriedades viscoelásticas. Também foram desenvolvidos meta-modelos utilizando a técnica de Kriging para caracterizar a influência da temperatura e da tensão de cisalhamento sobre a viscosidade. Os resultados demonstraram que ambos os fluidos apresentam comportamento pseudoplástico, com redução da viscosidade à medida que aumentam a temperatura e a taxa de cisalhamento. Verificou-se uma diminuição de até 42% na viscosidade com o aumento da temperatura, evidenciando a sensibilidade térmica dos sistemas. O fluido BrCarb11 apresentou viscosidade mais elevada e maior resistência mecânica, com módulos de armazenamento e perda superiores aos do BrCarb10. Por outro lado, o BrCarb10 mostrou maior recuperação tixotrópica após a aplicação de cisalhamento. Esses resultados indicam que a temperatura exerce um impacto significativo sobre as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração, sendo esse efeito diretamente relacionado à concentração de carbonato de cálcio. Por fim, destaca-se que a metodologia numérica proposta foi eficaz na modelagem da viscosidade em função da temperatura e da tensão de cisalhamento, permitindo representar o comportamento dos fluidos em diferentes pontos do domínio analisado.

Palavras-chave: fluidos de perfuração, propriedades reológicas, tixotropia, metamodelagem, Kriging.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A perfuração de poços para fins da exploração de petróleo e gás natural é uma atividade de grande complexidade técnica e que demanda o uso de fluidos de perfuração projetados, exclusivamente, para essa finalidade. Esses fluidos desempenham funções cruciais, como lubrificar e refrigerar a broca, estabilizar poço e transportar cascalhos para a superfície (Kelessidis et al., 2019).

A reologia dos fluidos de perfuração é um fator determinante para seu desempenho em campo, pois afeta diretamente a capacidade do fluido transportar detritos, reduzir a perda de fluido e contribuir para a estabilidade do poço. Parâmetros como viscosidade, comportamento tixotrópico e propriedades viscoelásticas são frequentemente utilizados para avaliar e otimizar o desempenho desses fluidos em condições operacionais. Como destacado por Hasan et al. (2016) e Gao et al. (2017), as propriedades reológicas são altamente dependentes da composição do fluido, da temperatura e da taxa de cisalhamento aplicada.

Entre os diversos componentes utilizados na formulação de fluidos de perfuração, o carbonato de cálcio tem destaque devido à sua capacidade de atuar como agente de controle de perda de fluidos e de influenciar significativamente as propriedades reológicas (Kelessidis et al., 2019; Wilson et al., 2020). Sua presença pode alterar a viscosidade do fluido, promovendo um melhor controle do transporte de cascalhos em regiões de alta e baixa taxa de cisalhamento (Lavrov et al., 2015). Além disso, a interação do carbonato de cálcio com outros componentes do fluido, como polímeros e agentes dispersantes, pode modificar o comportamento tixotrópico, resultando em efeitos significativos na estabilidade estrutural do fluido após a remoção de estresses aplicados (Kelessidis et al., 2019).

As propriedades reológicas dos fluidos de perfuração são influenciadas pela temperatura. Durante a perfuração, as variações de temperatura podem alterar significativamente a viscosidade e o comportamento viscoelástico do fluido, levando a mudanças em sua eficiência de transporte e em sua capacidade de estabilizar o poço (Molla et al., 2014). À medida que a temperatura aumenta, os fluidos de perfuração podem apresentar redução na viscosidade devido à diminuição das interações intermoleculares, o que pode comprometer sua capacidade de suspensão de partículas e transporte de cascalhos em altas profundidades. Por outro lado, alguns fluidos podem ser formulados para manter uma viscosidade adequada mesmo em condições de temperatura elevada, garantindo um desempenho consistente (Amanullah, 2021; Zhang et al., 2020). Assim, compreender e otimizar o comportamento reológico em função da temperatura e da concentração de sólidos é essencial para garantir a segurança e a eficiência dos fluidos de perfuração.

Neste contexto, o presente estudo investigou as propriedades reológicas de dois fluidos de perfuração, com diferentes concentrações de carbonato de cálcio. São apresentados dados experimentais sobre viscosidade em função da temperatura e da taxa de cisalhamento, bem como análises do comportamento tixotrópico e viscoelástico de cada fluido. Adicionalmente, são realizadas comparações detalhadas entre os dois fluidos, visando identificar os impactos da variação na concentração de carbonato de cálcio sobre suas propriedades

ISBN: 978-65-5222-057-8

reológicas considerando os efeitos térmicos. Por fim, meta-modelos são estimados para a caracterização dos perfis de viscosidade em função da temperatura e das taxas de cisalhamento.

MATERIAIS E MÉTODOS

Os fluidos de perfuração à base de água utilizados nos testes reológicos foram denominados de BrCarb10 (10% em volume de carbonato de cálcio) e BrCarb11 (17% em volume de carbonato de cálcio), ambos foram fornecidos pela Petrobras. Esses foram escolhidos para avaliar os efeitos da concentração de carbonato de cálcio nas propriedades reológicas.

Todos os testes foram realizados em triplicata para assegurar a reprodutibilidade e a confiabilidade dos resultados. Antes de cada ensaio, os fluidos foram homogeneizados em alta taxa de cisalhamento e deixados em repouso por 10 minutos dentro do próprio recipiente de teste. Esse procedimento foi adotado para minimizar os efeitos do histórico de cisalhamento e garantir condições iniciais homogêneas para as medições.

Curva de fluxo em baixa taxa de cisalhamento: Os testes foram realizados utilizando um reômetro MRC 302e (Anton Paar), operando a 25ºC. O procedimento consistiu na redução da taxa de cisalhamento de 10 s^{-1} para 0,01 s^{-1}, em uma curva decrescente. Foram testadas três escalas de tempo, configuradas em intervalos logarítmicos: 60–200 s, 15–400 s e 6–20 s. O objetivo foi avaliar a dependência temporal das propriedades reológicas nas diferentes condições. Além disso, identificar possíveis variações associadas à dependência reológica do fluido ao longo do tempo (Gao *et al*., 2017).

Curva de fluxo em alta taxa de cisalhamento: Os testes foram realizados com um reômetro MRC 300 (Anton Paar) considerando 25°C e 70°C. O procedimento incluiu duas curvas de fluxo: uma curva de ida, com taxa de cisalhamento crescente de 10 s^{-1} a 1000 s^{-1}, utilizando uma escala logarítmica de tempo de 25 s para 2 s; e uma curva de volta, com taxa de cisalhamento decrescente de 1000 s^{-1} a 10 s^{-1}, com escala logarítmica de tempo de 2 s para 25 s. O objetivo foi avaliar a variação da viscosidade aparente e identificar a presença de histerese entre as duas curvas, como indicador do nível de tixotropia dos fluidos.

Varredura de Temperatura: Os testes de varredura foram realizados utilizando um reômetro MRC 300 (Anton Paar) para investigar a variação da viscosidade em função da temperatura e da taxa de cisalhamento. O procedimento consistiu em uma rampa de temperatura crescente de 25°C a 70°C, com uma taxa de aumento de temperatura controlada de 0,004°C/s. As medidas foram realizadas nas taxas de cisalhamento constantes de 10, 50, 100, 300 e 600 s^{-1}. Os dados foram coletados em uma escala de tempo linear, registrando um ponto a cada 23 segundos. Com os testes foi possível avaliar como a viscosidade dos fluidos responde ao aumento gradual da temperatura, considerando diferentes taxas de cisalhamento, e identificar comportamentos térmicos relevantes, como dependência da temperatura e possíveis alterações na estrutura do fluido (Souli *et al.*, 2018).

Teste de Tixotropia de Três Intervalos (3ITT): O teste 3ITT foi realizado utilizando um reômetro MRC 302e (Anton Paar) considerando a temperatura de

ISBN: 978-65-5222-057-8

25°C. O ensaio consistiu em aplicar tensões de cisalhamento controladas em três etapas sequenciais, com a viscosidade registrada ao longo do tempo em uma escala linear, com um ponto coletado a cada 10 segundos. No primeiro intervalo, uma tensão de 0,3 Pa foi aplicada durante 10 minutos, representando uma condição inicial de repouso. No segundo intervalo, a tensão foi aumentada para 4 Pa durante 1 minuto, induzindo a ruptura da estrutura do fluido. No terceiro intervalo, a tensão foi reduzida novamente para 0,3 Pa e mantida até que a viscosidade da amostra apresentasse estabilidade. O objetivo do teste foi avaliar a dependência temporal do fluido, incluindo o tempo necessário para a recuperação parcial ou total da estrutura após a ruptura e o tempo para atingir a estabilidade na viscosidade (Wilson *et al*., 2020).

Teste Dinâmico de Varredura de Amplitude: O teste foi realizado utilizando um reômetro MRC 302e (Anton Paar) considerando a temperatura de 25°C. O ensaio foi conduzido com aplicação de tensão oscilatória, variando de 0,01 Pa a 10 Pa, em uma frequência fixa de 1 Hz. Os dados foram coletados em escala de tempo linear, com registro de um ponto a cada 30 segundos. Esse teste permite avaliar o comportamento viscoelástico do fluido, identificando os limites das regiões linearmente elástica e viscoelástica não linear. A variação na tensão aplicada fornece informações sobre a capacidade do material de armazenar energia (módulo de armazenamento, G') e de dissipá-la como calor (módulo de perda, G").

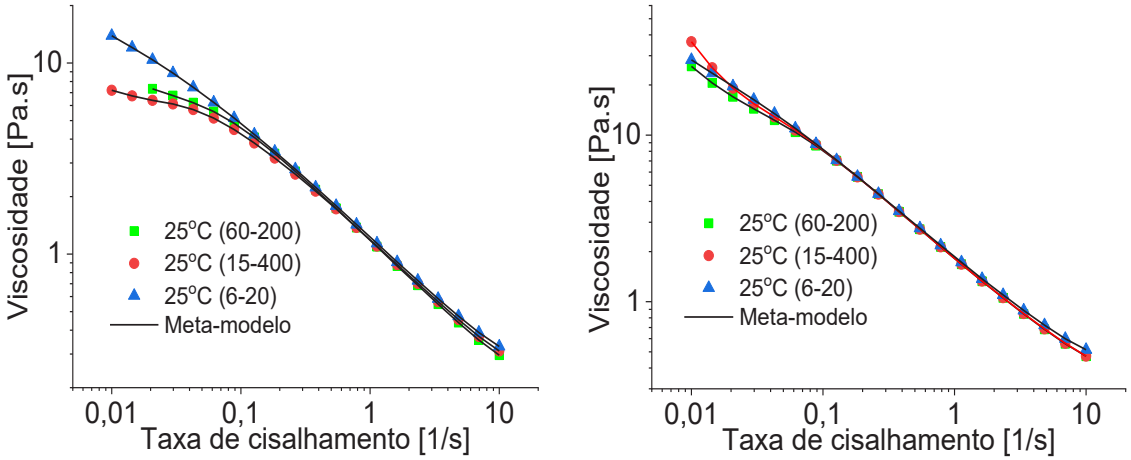
Metamodelagem Kriging: A técnica de metamodelagem proposta por Daniel G. Krige (Krige, 1951) é aumentar a capacidade de predição de um modelo polinominal através da sua combinação com um modelo estocástico (caracterizada por ter média zero e por funções de correlação). Tais funções podem ser classificadas em dois grupos, um em que as funções que têm um comportamento parabólico perto da origem (Gauss, Cúbica e Spline), e a outra em que as funções apresentam um comportamento linear próximo à origem (Exponencial, Linear e Esférico). Neste caso, a escolha da função de correlação deve ser motivada pelas características do fenômeno analisado. Neste trabalho, para estimar os meta-modelos foram consideradas as combinações entre uma função polinomial quadrática associada com aproximação do tipo Gauss.

RESULTADO E DISCUSSÕES

A Figura 1 apresenta as curvas de fluxo para os fluidos BrCarb10 e BrCarb11 a 25°C. Para o fluido BrCarb10 (Figura 1(a)), observa-se que a viscosidade permanece praticamente inalterada para taxas de cisalhamento entre 10 e 0,1 s^{-1}, independentemente do tempo de coleta adotado. No entanto, para taxas de cisalhamento inferiores a 0,1 s^{-1}, a influência do tempo de coleta torna-se evidente. A curva correspondente ao menor tempo (6-20 s) apresenta viscosidades mais elevadas nessa faixa, enquanto tempos de coleta mais longos (15-400 s e 60-200 s) resultam em valores de viscosidade mais baixos. Esse comportamento sugere um efeito de relaxação estrutural, onde a estrutura do fluido pode sofrer rearranjos ao longo do tempo, afetando sua resposta reológica em baixas taxas de cisalhamento. Já para o fluido BrCarb11 (Figura 1(b)), a dependência da viscosidade com o tempo de coleta é menor em comparação com o BrCarb10. Nota-se que a viscosidade se mantém praticamente constante

ISBN: 978-65-5222-057-8

para taxas de cisalhamento entre 10 e 0,01 s^{-1}, independentemente da escala de tempo adotada. Isso indica que o BrCarb11 apresenta menor suscetibilidade a efeitos de relaxação e possível reestruturação da fase dispersa em baixas taxas de cisalhamento.



(a) BrCarb10. (b) BrCarb11.

Figura 1: Curvas de fluxo de baixa taxa de cisalhamento dos fluidos (a) BrCarb10 e (b) BrCarb11.

A comparação entre os fluidos mostra que o BrCarb10 é mais sensível ao tempo de coleta em baixas taxas de cisalhamento, enquanto o BrCarb11 apresenta uma resposta mais estável ao longo do tempo. Essa diferença pode estar associada à maior concentração de carbonato de cálcio no BrCarb11, o que pode conferir uma maior estabilidade estrutural ao fluido, reduzindo sua tendência à reestruturação ao longo do tempo de medição.

Por fim, ainda na Figura 1 é possível observar que, para cada conjunto experimental considerado, os meta-modelos obtidos tem boa concordância, isto é; as aproximações obtidas representam cada conjunto experimental.

A Figura 2 apresenta a viscosidade em função da taxa de cisalhamento para os fluidos BrCarb10 e BrCarb11 considerando duas temperaturas, a saber, 25°C e 70°C. Nesta figura observa-se que ambos os fluidos exibem um comportamento pseudoplástico, caracterizado pela redução da viscosidade com aumento da taxa de cisalhamento. Além disso, ao se comparar os fluidos, nota-se que o BrCarb11 apresenta viscosidade superior ao BrCarb10 em todas as condições testadas. Esse resultado é esperado, uma vez que o BrCarb11 possui maior concentração de carbonato de cálcio, o que aumenta a interação entre partículas e contribui para uma viscosidade mais elevada.

A influência da temperatura também é evidente nesta figura. Para ambos os fluidos, a viscosidade diminui com o aumento da temperatura, sendo essa redução mais acentuada no BrCarb10. Esse efeito ocorre devido à redução das interações entre as partículas suspensas e à menor viscosidade da fase contínua em temperaturas elevadas. Além disso, a diferença entre as curvas de 25°C e 70°C é maior para o BrCarb10, sugerindo que a viscosidade do BrCarb10 é mais sensível à temperatura do que a do BrCarb11.

ISBN: 978-65-5222-057-8

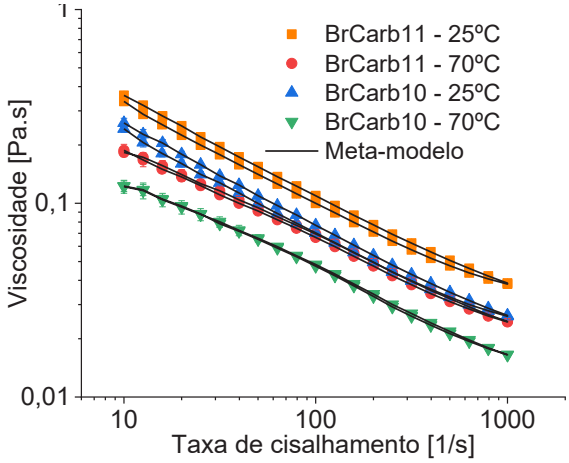


Figura 2: Curva de fluxo de alta taxa de cisalhamento do fluido BrCarb10 e BrCarb11, temperatura 25ºC e 70ºC.

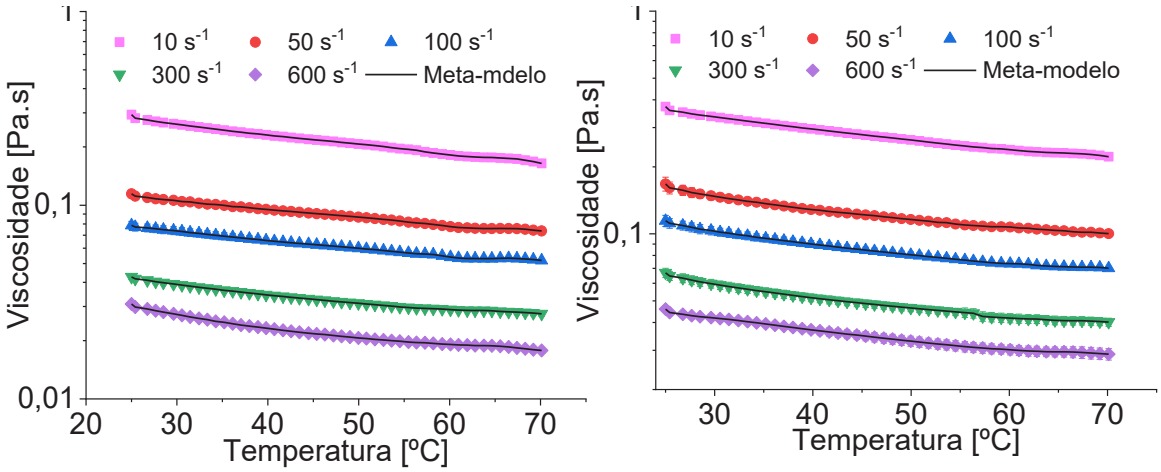
Observa-se também que a diferença entre as curvas é relativamente pequena para ambos os fluidos, sugerindo um comportamento tixotrópico pouco pronunciado. Isso indica que, após a aplicação de altas taxas de cisalhamento, a estrutura do fluido se recupera rapidamente ou que a quebra estrutural é limitada dentro do intervalo de tempo do teste. Além disso, a influência da temperatura na histerese é evidente. A 70°C, a diferença entre as curvas de ida e volta é ainda menor em comparação com 25°C, sugerindo uma redução da tixotropia com o aumento da temperatura. Esse efeito pode ser atribuído à diminuição das interações entre as partículas suspensas e à menor viscosidade da fase contínua em temperaturas mais altas, tornando a recuperação estrutural menos significativa.

Nesta mesma figura também é possível observar que a aplicação da técnica de metamodelagem resultou em uma boa concordância entre os pontos experimentais e os simulados com a abordagem numérica considerada.

Os resultados da varredura de temperatura para ambos os fluidos, no intervalo de 25°C a 70°C e sob diferentes taxas de cisalhamento (10 s^{-1}, 50 s^{-1}, 100 s^{-1}, 300 s^{-1} e 600 s^{-1}) são apresentados na Figura 3. Observa-se nesta uma redução da viscosidade com o aumento da temperatura para todas as taxas de cisalhamento analisadas, comportamento típico de grande parte dos fluidos. A viscosidade do fluido diminui, aproximadamente 37%, ao passar de 25°C para 70°C, evidenciando o efeito térmico sobre a estrutura do fluido.

Ao quantificar essa variação, verifica-se que a maior redução percentual ocorre nas taxas de cisalhamento extremas, 10 s^{-1} e 600 s^{-1}, ambas apresentando uma diminuição de 42% na viscosidade ao longo do intervalo de temperatura estudado. Para taxas intermediárias, como 50 s^{-1} e 300 s^{-1}, a queda foi de 35%, enquanto para 100 s^{-1}, a redução foi ligeiramente menor, atingindo 33%. Esse comportamento sugere que a sensibilidade térmica do fluido é mais pronunciada tanto em baixas quanto em altas taxas de cisalhamento, enquanto em taxas intermediárias a redução da viscosidade com a temperatura ocorre de forma um pouco mais atenuada.

ISBN: 978-65-5222-057-8



(a) BrCarb10. (b) BrCarb11.

Figura 3: Rampa de temperatura para (a) BrCarb10 e (b) BrCarb11.

Como observado para os pontos experimentais anteriores, constata-se que a técnica de metamodelagem foi capaz de encontrar boas estimativas para os perfis de viscosidade em função da temperatura, para cada taxa considerada.

A Figura 4 apresenta os resultados do teste de tixotropia de três intervalos (3ITT) para os fluidos BrCarb10 e BrCarb11 considerando a temperatura de 25°C. No primeiro intervalo (até aproximadamente 600 s), ambos os fluidos mantêm viscosidade relativamente estável sob baixa tensão de cisalhamento. No segundo intervalo (entre 600 e 660 s), ocorre uma forte redução na viscosidade devido à aplicação de alta tensão de cisalhamento (4 Pa), desestruturando a rede fluida. Esse efeito é mais acentuado para o BrCarb10, cuja viscosidade mínima atingiu cerca de 0,05 Pa·s, enquanto o BrCarb11 manteve valores superiores a 0,1 Pa·s, indicando uma estrutura inicial mais resistente ao cisalhamento, devido a maior viscosidade do BrCarb11.

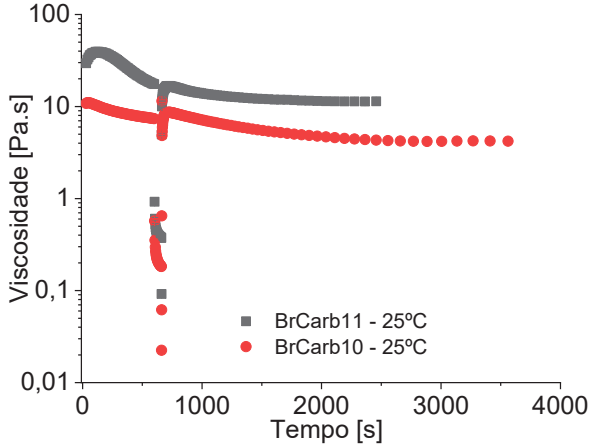


Figura 4: Teste de tixotropia de três intervalos (3ITT) para BrCarb10 e BrCarb11.

Na fase final, ao retornar à tensão inicial (0,3 Pa), observa-se uma rápida recuperação da viscosidade. O BrCarb10 apresenta uma recuperação mais

ISBN: 978-65-5222-057-8

rápida e eficiente, atingindo 100% da viscosidade inicial em aproximadamente 16 s, enquanto o BrCarb11 leva cerca de 40 s. Isso sugere que o maior teor de carbonato de cálcio desfavorece a reconstrução estrutural do fluido.

Os resultados do teste dinâmico considerando os módulos de armazenamento (G') e perda (G") em função da tensão de cisalhamento aplicada são apresentados na Figura 5.

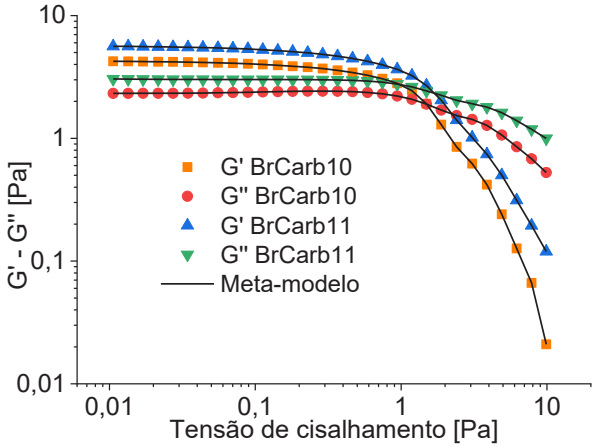


Figura 5: Teste dinâmico da varredura de amplitude, BrCarb10 e BrCarb11.

Observa-se que, em baixas tensões, ambos os fluidos apresentam um regime predominantemente elástico, com G' maior que G", indicando uma estrutura bem-organizada e coesa. O fluido BrCarb11, com maior teor de carbonato de cálcio, exibe valores mais elevados de G' e G" em relação ao BrCarb10, sugerindo uma maior resistência estrutural e uma interação mais forte entre as partículas suspensas.

À medida que a tensão de cisalhamento aumenta, ocorre uma transição para um comportamento mais viscoso, evidenciada pela queda do G' e pelo cruzamento entre G' e G". Esse ponto de cruzamento indica o limite da estruturação do fluido, a partir do qual as ligações internas se rompem e o material flui de maneira mais líquida. O BrCarb11 mantém sua estrutura por um intervalo de tensão maior do que o BrCarb10, reforçando sua maior resistência a desagregação mecânica.

A faixa de viscoelasticidade linear (LVE) pode ser identificada na região inicial das curvas, onde os módulos G' e G" permanecem praticamente constantes em relação à tensão de cisalhamento. A LVE se estende até aproximadamente 2 Pa para o BrCarb11 e 1 Pa para o BrCarb10. Isso indica que fluido com maior teor de carbonato de cálcio possui uma estrutura mais robusta e resistente a deformações embora, essa diferença não seja muito expressiva. Acima desses limites, os módulos começam a decair, evidenciando o início da degradação da microestrutura do fluido e a transição para um comportamento mais fluido.

Por fim, nesta figura é possível observar que Kriging resultou em uma boa concordância entre os pontos experimentais e os simulados.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSÕES

Os resultados obtidos demonstram que os fluidos BrCarb10 e BrCarb11 apresentam comportamento pseudoplástico, com redução da viscosidade à medida que a taxa de cisalhamento aumenta. A influência do tempo de coleta na viscosidade foi mais significativa para o BrCarb10 em baixas taxas de cisalhamento, enquanto o BrCarb11 apresentou menor dependência temporal, mantendo viscosidade constante em uma faixa mais ampla de taxas de cisalhamento.

A influência da temperatura foi evidente para ambos os fluidos, resultando em uma redução de aproximadamente 37% na viscosidade entre 25°C e 70°C. As taxas de cisalhamento extremas (10 s^{-1} e 600 s^{-1}) mostraram as maiores variações, com redução de 42%, enquanto taxas intermediárias apresentaram quedas menores, entre 33% e 35%. Essa variação indica que a sensibilidade térmica do fluido é mais acentuada tanto em baixas quanto em altas taxas de cisalhamento.

A análise tixotrópica revelou que ambos os fluidos sofreram desestruturação sob alta tensão de cisalhamento, com maior impacto no BrCarb10. No entanto, esse fluido também demonstrou uma recuperação mais rápida da viscosidade após a redução da tensão aplicada, atingindo 100% da viscosidade inicial em um tempo menor do que o BrCarb11.

A análise viscoelástica indicou que ambos os fluidos possuem comportamento predominantemente elástico em baixas tensões, com o BrCarb11 exibindo módulos de armazenamento e perda mais elevados, sugerindo maior resistência estrutural. A maior concentração de carbonato de cálcio no BrCarb11 conferiu maior viscosidade, menor sensibilidade ao tempo de coleta e maior resistência à degradação mecânica.

De forma geral, a aplicação de Kriging a cada conjunto de pontos experimentais resultou em boas aproximações numéricas, evidenciando a qualidade desta técnica para fins de ajuste de curvas.

Finalmente, destaca-se que esses resultados são relevantes para a aplicação desses fluidos em operações de perfuração, onde estabilidade reológica e resistência à temperatura são fatores críticos para o desempenho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMANULLAH, M. Enhancing drilling fluid performance with additives. **Journal of Petroleum Technology**, v. 73, n. 7, p. 44-50, 2021.

GAO, Y. Tixotropic properties of drilling fluids containing calcium carbonate. **Colloids and Surfaces A**, v. 529, p. 836-844, 2017.

HASAN, M. Effects of temperature and shear rate on drilling fluid performance. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 35, p. 15-23, 2016.

ISBN: 978-65-5222-057-8

KELESSIDIS, V. C. Rheology of water-based drilling fluids: a review. Energy Sources, v. 41, n. 2, p. 103-119, 2019.

KRIGE, D. A statistical approach to some basic mine valuation problems on the witwaters-rand. **Journal of the Chemical, Metallurgical and Mining Engineering Society of South Africa**, Vol. 52(6), pp. 119–139, 1951.

LAVROV, A. Influence of calcium carbonate on drilling fluid stability. **Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering**, v. 137, n. 3, p. 031602, 2015.

MOLLA, S. Temperature effects on drilling fluid rheology. **Journal of Drilling Practices**, v. 10, n. 1, p. 22-29, 2014.

OKON, A. N. Deep drilling fluids: thermal stability and performance. **Petroleum Engineering Science**, v. 5, n. 3, p. 289-303, 2016.

WILSON, J. Interaction of calcium carbonate with polymers in drilling fluids. **Polymers for Advanced Technologies**, v. 31, n. 2, p. 85-94, 2020.

ZHANG, H. Rheological properties of drilling fluids with carbonates. **Energy Exploration & Exploitation**, v. 38, n. 6, p. 1357-1370, 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS INICIAIS DA BANCADA EXPERIMENTAL PRESSURIZADA: ANÁLISE DOS EFEITOS DO CAMPO MAGNÉTICO NA INCRUSTAÇÃO CARBONÁTICA

Gabriel Catabriga Bastida[1], Rebeca Dalzini Mello[1], Filipe Có[1], Luila Abib Saidler[1], Jair Adriano Lima Silva[1], Bruno Venturini Loureiro[1]

[1]UFES - Universidade Federal do Espírito Santo, gabriel.bastida@edu.ufes.br

RESUMO

A incrustação tem sido reconhecida como um grande problema operacional à produção de petróleo. Essa deposição mineral é proveniente do acúmulo de sais inorgânicos e interfere na garantia do escoamento, acarretando perdas de produção, trocas de equipamentos e gastos com manutenção na linha produtiva. Em particular, a precipitação de carbonato de cálcio ($CaCO_3$) pode ocorrer principalmente pelas mudanças termodinâmicas do sistema durante a produção. Alinhando as novas descobertas do pré-sal com a necessidade de redução de intervenções nos poços, faz-se necessário investigar soluções de mitigação que reduzam as quedas de produção. Entre as alternativas em estudo, a literatura aponta resultados promissores na utilização de campos magnéticos como agente mitigante, por alterar o processo de formação dos cristais, bem como suas características. Nesse contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar e analisar os resultados iniciais alcançados acerca do efeito do campo magnético na incrustação carbonática, utilizando uma bancada experimental pressurizada e de temperatura controlada. O *looping* experimental desenvolvido possibilita a mistura das soluções aquosas de $NaHCO_3$ e $CaCl_2$, com opção de injeção de CO_2, em duas linhas operando sob mesmas condições de pressão, temperatura e vazão, sendo somente uma linha exposta a um campo magnético gerado por ímãs permanentes. Os resultados parciais indicam que a presença do campo magnético interfere na formação dos cristais de carbonato de cálcio, contudo seu efeito depende das condições do escoamento.

Palavras-chave: incrustação carbonática, carbonato de cálcio, campo magnético, bancada experimental, escoamento em tubos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Com a descoberta recente de novos poços de petróleo *offshore*, intensificaram-se as buscas pelo aumento de eficiência na produção e redução de custos na operação através da mitigação de problemas intrínsecos à produção do óleo bruto, como, por exemplo, as incrustações inorgânicas em tubulações.

A formação das camadas incrustantes decorre de mudanças termodinâmicas no sistema de produção do petróleo bruto junto com água de formação do poço e água de reinjeção, que levam à precipitação de sais inorgânicos nas paredes tubulares durante o escoamento (Coto, 2012), com destaque para o carbonato de cálcio ($CaCO_3$), uma das espécies mais comuns. Esse fenômeno causa problemas operacionais relacionados à garantia de escoamento, dado que, em função da obstrução parcial da seção da tubulação, surgem perdas de cargas adicionais no sistema, implicando na redução de produção (Costa, 2019). Mais ainda, em sua decorrência, é necessário a execução de custosos serviços de manutenção e até mesmo a parada temporária da planta (Aldeia, 2022).

Entre as maneiras mais empregadas na indústria para a redução dos danos associados às incrustações carbonáticas está o uso de aditivos químicos, conhecidos como inibidores, que atuam desacelerando o processo, ao evitar o processo de nucleação, crescimento, precipitação e aderência dos cristais inorgânicos (Vazquez, 2016). No entanto, a manipulação desses compostos químicos apresenta riscos ao ambiente e aos empregados, associados aos seus elevados custos operacionais (Aldeia, 2022). Diante dessas limitações, tem-se intensificado a busca por alternativas aos inibidores químicos, com destaque para o uso de campos magnéticos como método de mitigação por não demandar fonte de energia e propiciar custos mais baixos (Esmaeilnezhad, 2017; Helal, 2019).

A aplicação de campos magnéticos para tratamento de incrustações carbonáticas apresenta resultados promissores (Alimi, 2007; Sayed, 2025). Os dispositivos magnéticos utilizados consistem em eletroímãs ou ímãs permanentes, encapsulados para permitir que sejam afixados às tubulações, vide exemplo na Figura 1. A princípio, a efetividade destes dispositivos pode ser medida por meio da redução na massa incrustada, e da alteração na proporção morfológica dos cristais de carbonato formados, através do uso de difratometria por raios-x (DRX). Entre as variantes de cristais formados estão a calcita, aragonita e vaterita (Alabi, 2010; Knez, 2005). A análise por DRX também possui relevância pois a calcita é o polimorfo mais estável e com maior taxa de formação, apresentando, também, a maior força de adesão às superfícies das tubulações, enquanto a aragonita e a vaterita são polimorfos mais instáveis e que possuem menor capacidade aderente (Knez, 2005), sendo, portanto, mais facilmente carregadas pelo escoamento e contribuindo para a desaceleração da formação da camada incrustante (Alabi, 2010; Knez, 2005).

ISBN: 978-65-5222-057-8

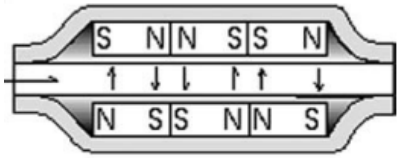


Figura 1: Exemplo de dispositivo magnético encapsulando ímãs permanentes em torno da tubulação. Fonte: (Kozic, 2010).

No presente trabalho, foi desenvolvida uma bancada experimental pressurizada, de temperatura controlada e de vazão variável para estudar os efeitos da aplicação de campo magnético na mitigação da incrustação carbonática, sob diferentes condições de escoamento. A bancada experimental pressurizada é composta por um *looping* que permite a mistura das soluções aquosas de $NaHCO_3$ e $CaCl_2$, com ou sem a injeção de CO_2, em duas linhas paralelas que operam sob condições semelhantes de pressão, temperatura e vazão. Apenas uma dessas linhas é exposta à ação de campo magnético gerado por ímãs permanentes. Foram realizados testes com as soluções em temperaturas de 25°C, 40°C e 60°C, com vazões de 100 L/h, em regime laminar, e de 450 L/h para regime turbulento, todos com injeção de CO_2. Os resultados foram avaliados por meio da comparação entre as massas depositadas nos corpos de prova de controle e nos corpos de prova expostos ao campo magnético. Além disso, também foram realizados ensaios de DRX com amostras da incrustação, com o objetivo de comparar a morfologia dos cristais de carbonato aderidos aos corpos de prova.

METODOLOGIA

Os testes experimentais para estudo dos efeitos da aplicação de campo magnético na formação de incrustações carbonáticas foram conduzidos em uma bancada experimental pressurizada desenvolvida na Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). A bancada é composta por um *looping* experimental, constituído por um circuito aberto projetado para reproduzir os efeitos da incrustação carbonática a partir da mistura das soluções salinas de bicarbonato de sódio ($NaHCO_3$) e cloreto de cálcio ($CaCl_2$), sob condições controladas de temperatura e pressão, com possibilidade de injeção de dióxido de carbono (CO_2), distribuído em três ambientes: um laboratório e dois contêineres.

No laboratório são preparadas as soluções aquosas de bicarbonato de sódio e de cloreto de cálcio, hidratadas nas concentrações de 12,60 g/L e 7,30 g/L, respectivamente, com o uso de água deionizada, em tanques misturadores. Após o preparo, as soluções são transferidas para reservatórios, para solvatação dos íons.

Concluído o tempo de solvatação, as soluções são encaminhadas para dois reservatórios separados de 1000 L, localizados no contêiner1 e equipados com um sistema de monitoramento de temperatura e de aqueci-

ISBN: 978-65-5222-057-8

mento elétrico. No mesmo contêiner, encontram-se os sistemas de bombeamento de alta pressão, com capacidade de até 600 L/h, responsáveis pelo escoamento das soluções por linhas separadas, bem como o sistema de aquisição de dados, que monitora temperatura, pressão, pH e vazão, e envia ao sistema supervisório desenvolvido em *LabVIEW*. Em paralelo ao bombeio das soluções, pode ser realizada a injeção de CO_2, em estado líquido ou gasoso, conforme a pressão de teste desejada, a partir de cilindros localizados em uma central de gás. As linhas de CO_2 são ramificadas para uma injeção por igual em cada uma das linhas de soluções aquosas.

Em caso de adição de dióxido de carbono, a sua solubilização completa ocorre em tubulações em formato de serpentina, com comprimento adequado para garantir o tempo de solubilização necessário. A solubilidade é monitorada com auxílio de uma sonda de pH dedicada. Ao final, as duas soluções seguem em direção ao ponto de mistura.

No segundo contêiner localiza-se o ponto de mistura das soluções, seguido por uma bifurcação que divide o escoamento em duas linhas distintas, com pressão, temperatura, pH, composição química e vazão controladas e semelhantes. Em cada uma dessas linhas, a mistura passa por uma válvula agulha micrométrica que promove a despressurização e, consequentemente, o flash de CO_2. No trecho subsequente, de baixa pressão, a solução torna-se supersaturada, de modo a favorecer a formação de cristais de carbonato de cálcio.

No trecho de baixa pressão de cada linha, há duas células para posicionamento dos corpos de prova, separadas por um trecho reto de tubulação de aproximadamente 2 metros, utilizados para avaliação quantitativa e qualitativa da massa incrustada em suas superfícies durante os experimentos. Esses corpos de prova, de aço AISI 316L e formato cilíndrico bipartido, são sempre posicionados na mesma configuração em um envoltório feito em manufatura aditiva.

Para avaliar a influência do campo magnético na mitigação da incrustação carbonática, uma das linhas é exposta à ação de ímãs permanentes de neodímio (grade N42), fixados externamente à tubulação por meio de suportes impressos em manufatura aditiva, conforme mostrado na Figura 2. Cada suporte comporta até quatro pares de ímãs. A outra linha, sem tratamento magnético, é utilizada como controle.

Ao fim de cada teste, os corpos de prova são removidos das linhas e pesados. A comparação entre as massas inicial (Mi) e final (Mf) de cada um dos corpos permite quantificar a massa de carbonato de cálcio incrustada. Posteriormente, é feita a raspagem da camada incrustada para a análise qualitativa por DRX, visando verificar o efeito do campo magnético na morfologia dos cristais de carbonato quanto a composição de calcita, vaterita e aragonita.

ISBN: 978-65-5222-057-8

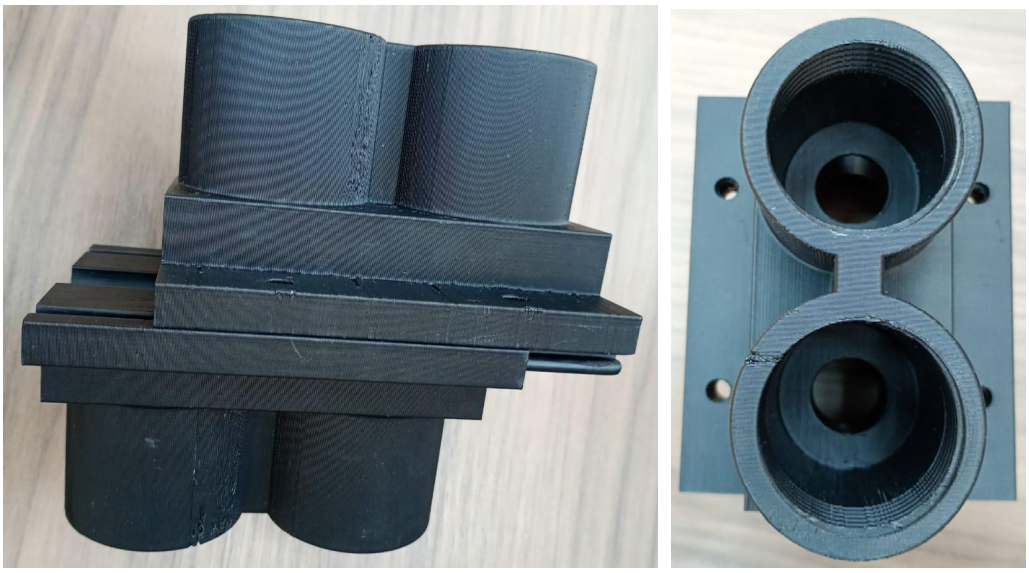


Figura 2: Vistas lateral e superior dos suportes utilizados para encapsulamento e fixação dos ímãs permanentes ao exterior da tubulação.

Seguindo a metodologia apresentada, foram planejados experimentos com o objetivo de avaliar os efeitos do tratamento magnético na massa aderida sob diferentes condições de escoamento. Para uma vazão de 450 L/h, foi calculado um número de Reynolds igual a 7735, indicando um regime turbulento. Para os testes com vazão de 100 L/h, o número de Reynolds obtido foi 1718, resultando em um escoamento em regime laminar. Ambos cenários foram avaliados com injeção de CO_2, em fase gasosa, em paralelo às soluções salinas. Além do mais, os testes foram replicados com as soluções em temperaturas de 25 °C, 40 °C e 60 °C. Os suportes do dispositivo magnético foram equipados com quatro pares de ímãs dispostos em topologia Norte-Norte, posicionados após a válvula de despressurização local que ocasiona o *flash* de CO_2, totalizando um produto BV de 2044 G.m/s para os testes a 450 L/h e de 454 G.m/s para 100 L/h. A Figura 3 indica o posicionamento dos ímãs permanentes no *looping* experimental.

Como descrito anteriormente, cada linha foi equipada com duas células, localizadas em pontos simétricos, responsáveis por acomodar os corpos de prova. As células posicionadas na Região 1, logo após a válvula de despressurização local, foram denominadas V1 e N1. As células da Região 2, por sua vez posicionadas ao fim do trecho despressurizado, foram nomeadas como V2 e N2. Para fins de padronização dos experimentos, o tratamento magnético foi aplicado apenas à linha com as células V1 e V2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

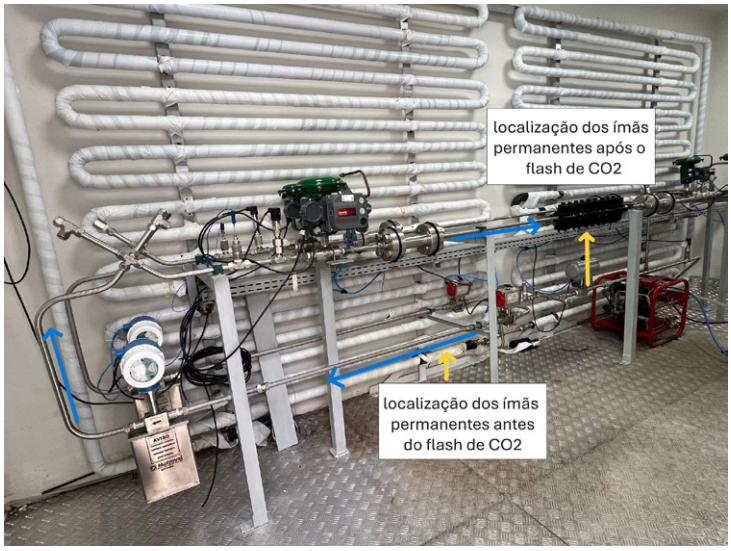


Figura 3: Indicação dos locais onde os ímãs permanentes foram posicionados.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Cada par de ímã utilizado gerou uma densidade de fluxo magnético de aproximadamente 0,3 T nas paredes internas da tubulação. No entanto, em virtude da topologia adotada, o campo magnético resultante é aproximadamente nulo no centro da tubulação. A Figura 4 apresenta a distribuição do campo magnético no interior da tubulação, obtida por meio da modelagem numérica da configuração experimental no *software*Ansys Fluent.

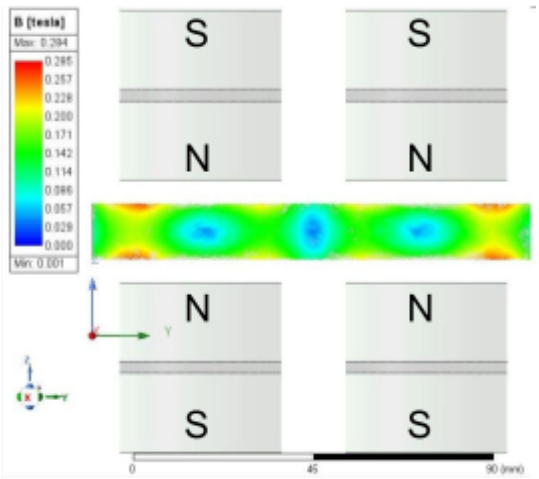


Figura 4: Distribuição do campo magnético resultante, no interior da tubulação, para quatro pares de ímãs em topologia Norte-Norte.

A fim de verificar o possível efeito do campo magnético no fenômenode incrustação, as massas de $CaCO_3$ depositadas nos corpos de prova foram

ISBN: 978-65-5222-057-8

analisadas em pares, comparando-se a deposição nos corpos de prova das células da Região 1 (V1 e N1) e da Região 2 (V2 e N2). Ressalta-se que, devido ao posicionamento do dispositivo magnético entre as células V1 e V2, apenas a massa aderida aos corpos de prova V2 sofreu influência do tratamento magnético.

Assim, a Figura 5 apresenta os resultados de massa de $CaCO_3$ depositada tanto na Região 1 quanto na Região 2, para a condição de regime laminar de escoamento, à pressão de 15 bar. Com base na figura mencionada, nota-se que as células das Regiões 1 e 2 não apresentaram diferenças estatisticamente significativas de massa depositada. Além disso, não foi possível observar, nas condições de 25 °C e 40 °C, uma influência sistemática do campo magnético na redução de massa depositada nos corpos de prova V2, quando comparado aos demais corpos de prova. Todavia, à 60 °C, em particular, é possível notar um aparente indício de redução de massa em V2 decorrente da ação magnética.

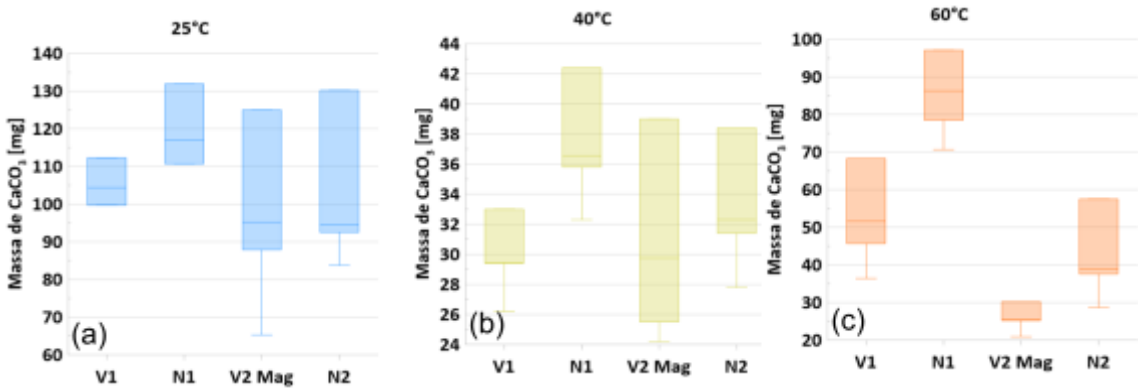


Figura 5: Comparação entre as massas de $CaCO_3$ aderidas aos corpos de prova da linha com tratamento magnético (V1 e V2) e de controle (N1 e N2), em regime laminar, 100 L/h, para (a) 25 °C, (b) 40 °C e (c) 60 °C.

Quanto aos testes sob regime turbulento, por sua vez, os resultados também indicam que não há uma diferença significativa e sistemática de massa de carbonato de cálcio depositada nas Regiões 2 em relação à Região 1, conforme indicado na Figura 6. No entanto, pode-se verificar, ainda na Figura 6, que, em consequência do regime de escoamento turbulento, há uma maior variação de massa incrustada entre as células. Contudo, ao comparar apenas par V2–N2 para verificar possíveis influências do tratamento magnético na redução de incrustação, não foi possível observar uma atuação estatisticamente robusta e conclusiva em nenhuma das condições estudadas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

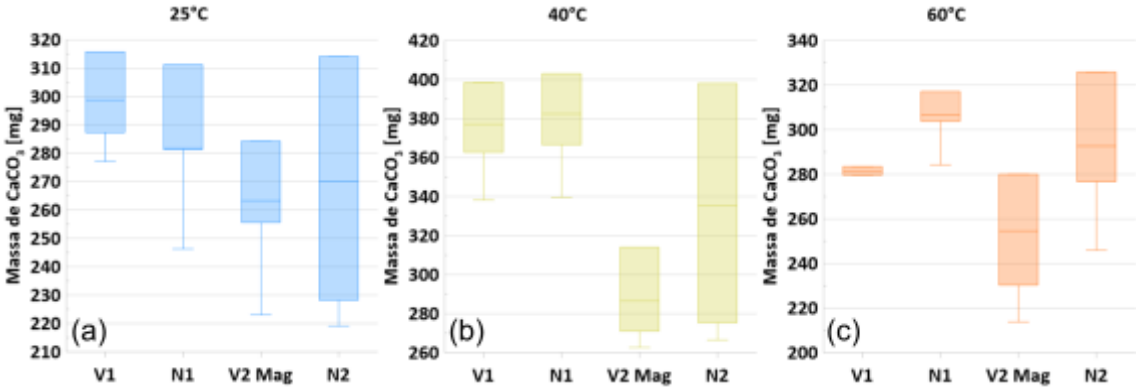


Figura 6: Comparação entre as massas de $CaCO_3$ aderidas aos corpos de prova da linha com tratamento magnético (V1 e V2) e de controle (N1 e N2), em regime turbulento, 450 L/h, para (a) 25 °C, (b) 40 °C e (c) 60 °C.

Com o objetivo de verificar a influência do campo magnético na morfologia dos cristais de carbonato de cálcio, coletou-se amostras da massa aderida às superfícies dos corpos de prova para submetê-las à análise por DRX. A Figura 7 explicita as proporções de calcita, aragonita e vaterita obtidas com as amostras oriundas dos testes em regime turbulento com vazão de 450 L/h, em função da temperatura.

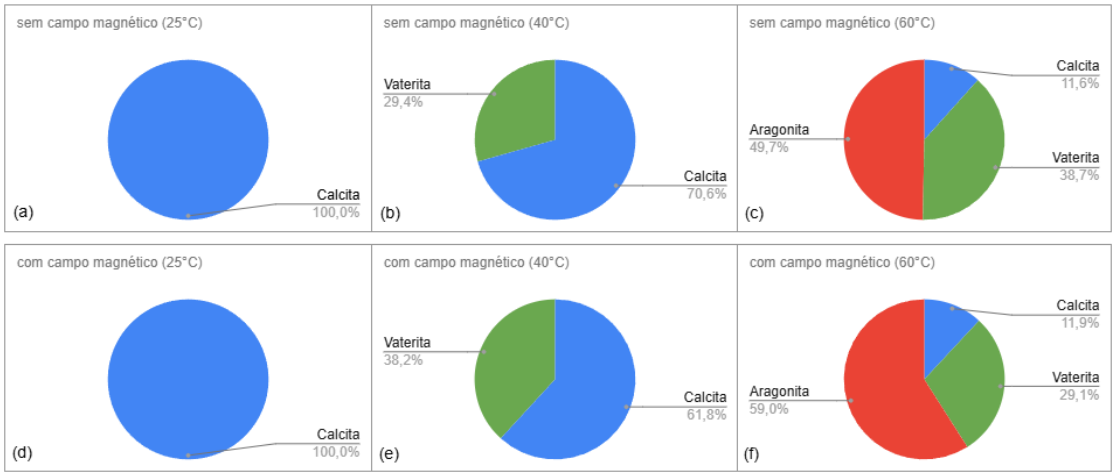


Figura 7: Resultados da análise por DRX com $CaCO_3$ aderido aos corpos de prova com e sem exposição ao campo magnético, em condição de regime turbulento, 450 L/h, em diferentes temperaturas.

Com base nos itens (a) e (d) da Figura 7, nota-se que, à temperatura de 25 °C, não há qualquer alteração na composição morfológica dos cristais de $CaCO_3$ em decorrência da aplicação do campo magnético, ainda que o resultado do DRX tenha indicado uma maior cristalinidade na amostra exposta ao campo magnético, isto é, a presença de cristais maiores e com um arranjo mais bem definido.

ISBN: 978-65-5222-057-8

As comparações à 40 °C e à 60 °C, no entanto, sugerem uma mudança na composição morfológica do $CaCO_3$ devido ao uso do aparato magnético. Por meio dos itens (b) e (e) da Figura 7 é possível notar que para a temperatura de 40 °C há um aumento de cerca de 48% na proporção vaterita/calcita da amostra tratada magneticamente, em comparação à amostra de controle. Já os itens (c) e (f) registram, para 60 °C, um salto de 49,7% para 59,0% de presença de aragonita, enquanto a calcita manteve-se abaixo dos 12%.

Os resultados destacados sugerem que, para as condições de escoamento descritas, a exposição da mistura de $NaHCO_3$ e $CaCl_2$ ao campo magnético apresenta-se como uma potencial alternativa aos métodos de mitigação de incrustação carbonática, ao atuar na formação dos cristais de carbonato, propiciando a formação, em maiores taxas, de suas fases vaterita e aragonita, menos estáveis e com menor força de adesão.

Nos experimentos executados em regime laminar não houve deposição de massa de carbonato suficiente para permitir a análise por DRX, impossibilitando, portanto, a verificação da proporção polimórfica dos cristais aderidos à superfície dos corpos de prova.

CONCLUSÕES

Com a bancada experimental desenvolvida, alcançou-se a simultaneidade nas condições de escoamento de ambas linhas, tornando possível estudar o efeito do campo magnético sobre a formação dos cristais de carbonato de cálcio. Contudo, a complexidade do processo de incrustação carbonática permanece sendo um desafio devido à influência de um conjunto grande de variáveis envolvidas, a saber: o pH, a temperatura, a vazão, a pressão, a presença de CO_2, a intensidade do campo magnético aplicado ao escoamento e o tempo de exposição.

O presente estudo avaliou os efeitos do tratamento de incrustações de $CaCO_3$ com campo magnético na variação de massa e de composição morfológica em experimentos conduzidos sob duas condições distintas: em regime laminar, com vazão de 100 L/h, e em regime turbulento, 450 L/h, ambos sob pressão de 15 bar mediante injeção de dióxido de carbono em fase gasosa. Ambas os cenários foram replicados para as temperaturas de 25 °C, 40 °C e 60 °C. A partir dos resultados de massa obtidos para os testes laminares e turbulentos, foi possível concluir, através de análise estatística, que não houve variação relevante de deposição de massa causada pelo tratamento magnético. Entretanto, em relação à análise por DRX, diferenças significativas foram observadas nos experimentos em regime turbulento, indicando a influência do campo magnético na morfologia dos cristais de carbonato de cálcio.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALABI, A.; Chiesa, M.; Garlisi, C. (2015). Advances in Anti-scale Magnetic Water Treatment. **Environ. Sci.: Water Res. Technol.**. 1. 408-425, 2010.

ALDEIA, W. et al. Experimental Study of the Effect of Magnetic Field Associated with Inhibitor in Calcium Carbonate Scale Formation. **Society of Petroleum Engineers**, 2022.

ALIMI, Fathi *et al.* Influence of magnetic field on calcium carbonate precipitation. **Desalination**, v. 206, n. 1-3, p. 163-168, 2007.

COSTA, Z. S. et al. Influence of magnetic field on barium sulfate incrustation from aqueous solutions. **Heliyon**, v. 5, n. 7, p. e02032, 2019.

COTO, B. et al. Effects in the solubility of CaCO3: Experimental study and model description. **Fluid phase equilibria**, v. 324, p. 1–7, 2012.

ESMAEILNEZHAD, E. et al. Characteristics and applications of magnetized water as a green technology. **Journal of Cleaner Production**, v. 161, p. 908-921, 2017.

HELAL, A. A. et al. Evaluating chemical-scale-inhibitor performance in external magnetic fields using a dynamic scale loop. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 2019.

KNEZ, S.; POHAR, C. The magnetic field influence on the polymorph composition of $CaCO_3$ precipitated from carbonized aqueous solutions. **Journal of Colloid and Interface Science,** v. 281, n. 2, p. 377–388, 2005.

KOZIC, V., HAMLER, A., BAN, I., & LIPUS, L. C. Magnetic water treatment for scale control in heating and alkaline conditions. **Desalination and Water Treatment**, *22*(1–3), 65–71, 2010.

SAYED, A. A. M. et al. Elucidating the memory effects of magnetic water treatment via precipitated phase changes of calcium carbonate. **Eng**, v. 6, p. 26, 2025.

VAZQUEZ, O.; Fursov, I.; Mackay, E. Automatic optimization of oilfield scale inhibitor squeeze treatment designs. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 2016.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RECOMENDAÇÃO DE DESIGN DE ALTERNATIVAS PARA PROJETOS CONCEITUAIS DE POÇOS: RETREINO E AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DOS MODELOS DA SAVIA

Luiz Fernando Fonsêca Pinheiro de Lima[1], Ygor César Nogueira Sousa[2], Marilia Ribeiro da Silva[3], Felipe Lima de Oliveira[4], Antonio Carlos Ramos Junior[5], Marcello Marques[6]

[1]Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife, lffpl@cesar.org.br, [2]Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife, ycns@cesar.org.br, [3]Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife, mrs2@cesar.org.br, [4]Petrobras, flimao@petrobras.com.br, [5]Petrobras, antonio.ramos@petrobras.com.br, [6]Petrobras, marcello.marques@petrobras.com.br

RESUMO

A conceituação de poços é uma etapa essencial no ciclo de vida dos projetos de exploração e produção de petróleo e gás, envolvendo decisões complexas sobre configurações de perfuração e completação. Para apoiar os projetistas nesse processo, o uso da inteligência artificial tem se mostrado uma opção eficiente para gerar recomendações, especialmente com o uso de modelos baseados em aprendizado de máquina combinados com regras de negócio. A Seleção de Alternativas Via Inteligência Artificial (SAVIA) é uma ferramenta construída para esse propósito e vem evoluindo, desde sua implementação inicial em 2022 dentro do programa Startups Internas da Petrobras. Este artigo detalha a evolução da SAVIA, trazendo resultados do processo de retreinamento dos modelos de aprendizado de máquina a partir da atualização da base de dados que incluiu projetos executados entre 2023 e 2024. Durante o processo de retreinamento, além dos modelos utilizados anteriormente, o modelo XGBoost foi introduzido no processo de experimentação. No processo, os hiperparâmetros dos modelos foram otimizados utilizando ferramentas como Optuna e foram realizados ajustes nas métricas de avaliação para capturar o desempenho dos modelos em bases de dados desbalanceadas. Os resultados obtidos indicam avanços importantes na geração de recomendações de configurações mais precisas e customizadas para os projetistas, com potencial para otimizar a gestão dos projetos de poços, especialmente no que diz respeito a recomendação de completações que atingiu resultados com 78% de acurácia a partir de um modelo selecionado por meio da métrica macro F1-score, considerando o desbalanceamento dos dados.

Palavras-chave: inteligência artificial, aprendizado de máquina, otimização de modelos, perfuração de poços, completação de poços.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A conceituação de poços é uma etapa estratégica e essencial no ciclo de vida dos projetos de exploração e produção de petróleo. Esse processo envolve um conjunto complexo de decisões técnicas, econômicas e operacionais que buscam definir as configurações ideais para a perfuração e completação de poços, considerando variáveis como contexto geológico, características do reservatório, direcionadores estratégicos e curva de produção. Essa etapa é fundamental para garantir a viabilidade e a eficiência dos projetos, além de mitigar riscos e otimizar custos. A Transformação Digital (TD) por meio de dados e Inteligência Artificial (IA) impulsionam inovações significativas no setor de óleo e gás, visando otimizar processos e auxiliar na tomada de decisões.

Diversos estudos colaboram com a evolução da TD dentro do setor. Agbaji (2021) discute como dados e IA transformam o processo de exploração e produção, incluindo desafios de viés algorítmico e segurança cibernética. D'Almeida et al. (2022) abordam o uso de sensores e IA para monitoramento inteligente de poços em tempo real. Al-Kaabi et al. (2023) apresentam avanços em perfuração inteligente com foco em automação e análise em tempo real. Zhuang et al. (2024) apresentam um modelo multiobjetivo com redes neurais e algoritmos evolutivos para o posicionamento e parâmetros de poços. Já Ismailov et al. (2025) otimizam o posicionamento de plataformas, reduzindo custos e impactos ambientais, com um framework de aprendizado de máquina.

Apesar da conceituação e seleção de alternativas de perfuração e completação serem fases críticas do ciclo de vida de projetos de poços, este é um escopo ainda pouco explorado nos trabalhos de TD em óleo e gás. A conceituação e seleção de alternativas exigem precisão técnica e um planejamento integrado, e devem considerar as particularidades e complexidades distintas dos projetos *onshore* ou *offshore*. A perfuração de poços tem como objetivo estabelecer um caminho seguro e controlado para acessar o reservatório de hidrocarboneto, viabilizando a produção ou a injeção de fluidos, utilizando técnicas e equipamentos que garantem a estabilidade e segurança das operações. A completação envolve a preparação do poço para produção ou injeção, incluindo a instalação de equipamentos e sistemas de controle e monitoramento do fluxo de fluidos.

Considerando os desafios da etapa de conceituação e seleção de alternativas, Ramos Junior et al. (2024) apresentaram a ferramenta SAVIA (Seleção de Alternativas Via Inteligência Artificial), desenvolvida para gerar recomendações de configurações de perfuração e completação em projetos de poços para a fase de seleção de alternativas. A solução utiliza técnicas de decisão baseadas em fluxos de regras e aprendizado de máquina, demonstrando que a IA pode contribuir significativamente para otimizar o processo de conceituação de poços. No entanto, lacunas foram identificadas, como a necessidade de automação de processos manuais, melhoria no desempenho dos modelos de aprendizado e evolução das métricas de avaliação para contemplar o desbalanceamento de classes presentes na base de dados utilizada.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Diante disso, este trabalho apresenta uma evolução da solução SAVIA, abordando as lacunas observadas e detalhando melhorias realizadas. Os esforços foram direcionados para o retreinamento dos modelos de aprendizado de máquina, adicionando o modelo *eXtreme Gradient Boosting* (XGBoost) no pipeline de experimentação, e utilizando técnicas de otimização dos hiperparâmetros, através de ferramentas como Optuna (AKIBA, 2019). Além disso, foram realizados ajustes nas métricas de avaliação para lidar com a natureza desbalanceada da base de dados. As seções subsequentes deste artigo discutem em detalhes essas iniciativas e os resultados obtidos, destacando os avanços que potencializam a geração de recomendações mais precisas e customizadas para os projetistas de poços.

METODOLOGIA

Esta seção recapitula alguns conceitos apresentados por Ramos Junior et al. (2024) ao descrever a estruturação dos modelos da SAVIA para resolver o problema da recomendação de alternativas de configuração de perfuração e completação de poços. Além disso, descreve o processo de retreinamento e avaliação de resultados da SAVIA, detalhando pontos como a obtenção e preparação dos dados da base de treinamento e métricas de avaliação de desempenho utilizadas na seleção dos modelos.

Conforme apresentado por Ramos Junior et al. (2024), as recomendações da SAVIA são tratadas em três componentes conceituais, diâmetros de perfuração, extensões de perfuração e tipos de completação. O componente de diâmetros de perfuração corresponde aos diâmetros de revestimento e perfuração de cada uma das fases em polegadas. Por existir uma quantidade limitada de diâmetros possíveis, o problema foi resolvido utilizando modelos de classificação. O componente de extensões de perfuração corresponde à extensão final de cada fase em metros. Como não se conhece a priori a quantidade de fases, o problema foi resolvido utilizando modelos de multi-regressão. O componente de tipos de completação corresponde ao tipo de completação do poço. Por existir uma quantidade limitada de completações possíveis, o problema foi resolvido utilizando modelos de classificação.

As recomendações da SAVIA derivam de duas abordagens, denominadas como Similaridade e MUFASA (Modelo Unificado por FASes Acumulativo). Essas abordagens se diferenciam na fase de preparação de features de entrada dos modelos conforme apresentado por Ramos Junior et al. (2024), mas é importante saber que ambas tratam os três componentes conceituais de recomendação e, para isso, utilizam técnicas consolidadas de aprendizado de máquina com foco em classificação e regressão.

Apesar da SAVIA ser composta por duas abordagens, entende-se que os resultados devem ser analisados de forma agnóstica à abordagem, visto que em qualquer momento é possível conectar ou desconectar soluções distintas por meio de IA.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Dessa forma, ao discutir os resultados da SAVIA é importante saber que o melhor resultado obtido entre o MUFASA e Similaridade está sendo apresentado. Além disso, o modelo treinado na primeira versão da SAVIA será sempre apresentado como SAVIA V1, já os modelos treinados neste trabalho serão apresentados como SAVIA V2a e SAVIA V2b, onde SAVIA V2b se refere especificamente a um experimento realizado com a abordagem do MUFASA.

Para realizar a análise comparativa dos resultados da SAVIA, foram utilizados os modelos baseline apresentados por Ramos Junior et al. (2024), para se ter um grupo de controle ao comparar os resultados de modelos da SAVIA. Os modelos baseline introduzidos pelo autor são chamados de Baseline Popularidade e Baseline Árvore. É importante destacar que modelo popularidade recomenda as configurações mais utilizadas pelos projetistas e o modelo de árvore considera uma série de regras conhecidas e pré-definidas pelos projetistas para a tomada de decisão.

O processo de obtenção dos dados para estruturar o conjunto de treinamento foi mesmo apresentado por Ramos Junior et al. (2024), ao discutir o processo de ETL (do inglês, Extract, Transform and Load). O conjunto de dados foi dividido por amostragem de acordo com o ano de criação do projeto do poço, considerando 80% dos dados para treinamento e 20% para teste. Diferente dos modelos baseline e SAVIA V1, no treinamento da SAVIA V2a e V2b não foram realizadas a etapa de agregação de dados sintéticos à base de treinamento. Ou seja, a base da SAVIA V2 utilizou somente os dados de projetos de poços offshore reais. É importante ter em mente a existência de diferenças entre as bases de treinamento para a etapa de avaliação e comparação de resultados dos modelos.

O treinamento dos modelos foi implementado utilizando a ferramenta Optuna. Essa ferramenta dá suporte ao processo de configuração de experimentos para testar diferentes hiperparâmetros para o mesmo modelo, e testar diferentes modelos simultaneamente. Ao concluir os experimentos, o Optuna retorna os melhores modelos de acordo com as métricas configuradas na função objetivo. Com essa ferramenta, uma série de modelos foram testados, como o Support Vector Machine (SVM), Decision Tree, Gradient Boosting, Random Forest, Light Gradient-Boosting Machine (LGBM) e o XGboost (HASTIE; TIBSHIRANI; FRIEDMAN, 2009; BROWNLEE, 2021). Vale ressaltar que o modelo XGBoost foi incluído no pipeline somente no treinamento da SAVIA V2a e V2b.

A seleção e análise dos resultados dos modelos para as componentes completação e diâmetros de perfuração, se deu pela métrica de acurácia para a SAVIA V1 e SAVIA V2a. A acurácia é uma métrica que possui uma escala de valor percentual variando entre 0% e 100%, de modo que, quanto maior o valor da acurácia, melhor o desempenho do modelo. Já para a SAVIA V2b, que trata especificamente o pipeline do MUFASA, a seleção do modelo se deu pela métrica do macro F1-score. Essa métrica foi adicionada com o objetivo de selecionar o modelo com a melhor generalização por classes presentes na base de dados, equilibrando a precisão e a revocação. Da mesma forma que a acurácia, a escala do F1-score macro também se dá entre 0% e 100%, de modo que, quanto maior o valor da métrica, melhor o desempenho do modelo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Quanto à seleção e análise dos resultados dos modelos para a componente extensão de perfuração, se deu pela métrica do Erro Médio Absoluto (MAE), uma vez que esta tem maior relevância para a análise dos resultados no contexto desse trabalho. Diferente da acurácia e do macro F1-score, essa métrica não se dá por escala percentual. A unidade de medida da métrica é a mesma da variável alvo presente na base de dados. Ou seja, neste trabalho o MAE é dado em metros, e sua avaliação deve levar em consideração que um valor menor indica melhor desempenho. Vale destacar que, o modelo retorna as extensões por fases, no entanto a visualização da métrica MAE considera o desempenho do modelo no contexto geral e não por fases.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção apresenta uma discussão sobre os resultados obtidos no processo de retreinamento da SAVIA após a atualização da base de dados de treinamento. Esse processo foi iniciado com a adição de 223 novos projetos de poços *offshore* planejados entre o período de novembro de 2022 a junho de 2024, totalizando uma base de dados com 1366 projetos, em que 1092 registros fazem parte da base de treinamento e 274 fazem parte da base de teste. Os resultados comparativos do desempenho dos modelos, baseline e SAVIA, para cada uma das componentes de recomendação são apresentados nas Figuras 1, 2 e 3.

A Figura 1 apresenta um comparativo dos modelos utilizados para o componente de diâmetros de perfuração. Pelos resultados obtidos, o modelo baseline de popularidade apresentou uma acurácia de 51,5%, enquanto o baseline árvore obteve uma acurácia inferior, com 43,3%. Já a SAVIA V1 destacou-se com uma acurácia de 60,1%, superando ambos os baselines. Embora as versões SAVIA V2a e V2b tenham mostrado desempenhos inferiores à SAVIA V1, com acurácias de 56% e 47,3%, respectivamente. Ambas ainda superaram pelo menos um dos resultados dos modelos baseline. Acredita-se que a atualização da base de treinamento adicionou uma variabilidade maior nos dados, explicando a queda no desempenho dos modelos.

Como apresentado na metodologia, o modelo da SAVIA V2b foi selecionado utilizando a métrica macro F1-score. Essa métrica busca considerar o desbalanceamento dos dados, sem favorecer as classes majoritárias. Como resultado, espera-se que o modelo selecionado seja capaz de aprender de forma equilibrada todas as classes presentes na base de dados. Os resultados mostram espaço para melhorias na performance da acurácia da SAVIA V2b em comparação com a SAVIA V1. No entanto, visto que o modelo foi selecionado a partir da métrica macro F1-score, é possível afirmar que o modelo oferece previsões mais precisas para todas as classes presentes na base. Isso ressalta a eficácia contínua do modelo SAVIA na previsão do diâmetro de perfuração.

ISBN: 978-65-5222-057-8

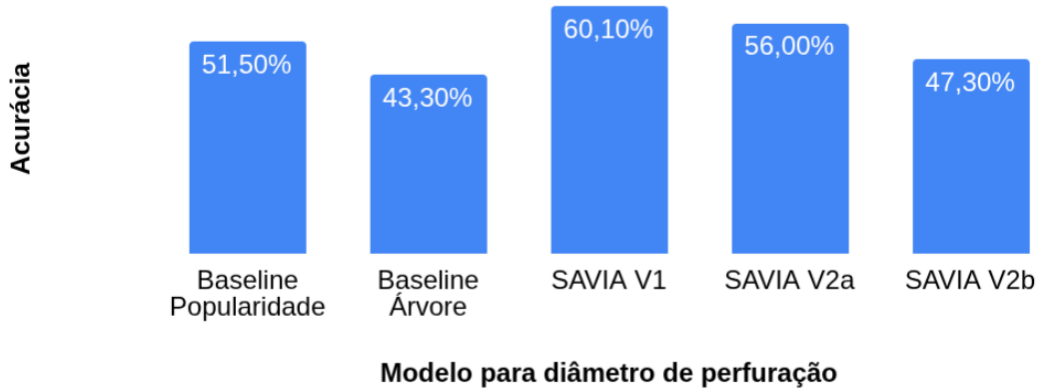


Figura 1: Comparativo da acurácia dos modelos para a componente diâmetros de perfuração.

A Figura 2 apresenta um comparativo dos modelos utilizados para o componente de extensões de perfuração. Pelos resultados obtidos, o modelo baseline de popularidade apresentou um MAE de 344 metros, enquanto o baseline árvore obteve um desempenho inferior, com um MAE de 458 metros. Em contraste, a SAVIA V1 destacou-se com um MAE de 209 metros, superando ambos os modelos baseline de forma expressiva. Apesar da SAVIA V2a e SAVIA V2b terem apresentado um desempenho inferior em relação à SAVIA V1, com MAE de 210,8 e 213,4 metros, respectivamente, ambas ainda se mostraram mais eficazes que os modelos baseline, demonstrando a eficácia contínua do modelo SAVIA na minimização do MAE para a previsão da extensão da perfuração.

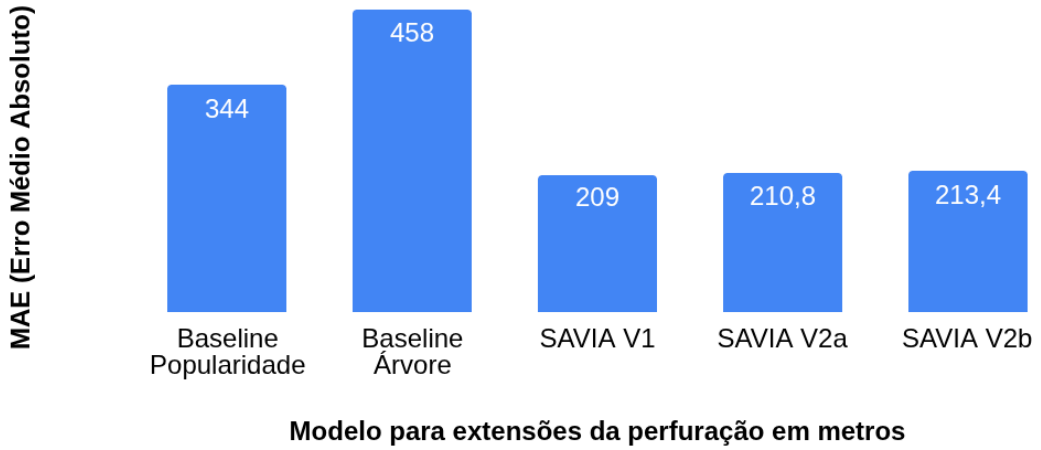


Figura 2: Comparativo do Erro Médio Absoluto (MAE) dos modelos para a componente extensão de perfuração dada em metros.

A Figura 3 apresenta um comparativo dos modelos utilizados para o componente de complementação. Pelos resultados obtidos, o modelo baseline de popularidade obteve uma acurácia de 40,3%, enquanto o baseline árvore alcançou uma acurácia de 55,4%. Em contraste, a SAVIA V1 apresentou uma acurácia de 65,5%, superando ambos os modelos baseline de forma expressiva. As versões SAVIA V2a e SAVIA V2b mostraram acurácias ainda mais elevadas,

ISBN: 978-65-5222-057-8

com a SAVIA V2a atingindo 85% e a SAVIA V2b alcançando 78,1%. Embora a SAVIA V2b tenha apresentado um desempenho inferior em relação à SAVIA V2a, seus resultados ainda são melhores do que os dos baselines e a SAVIA V1.

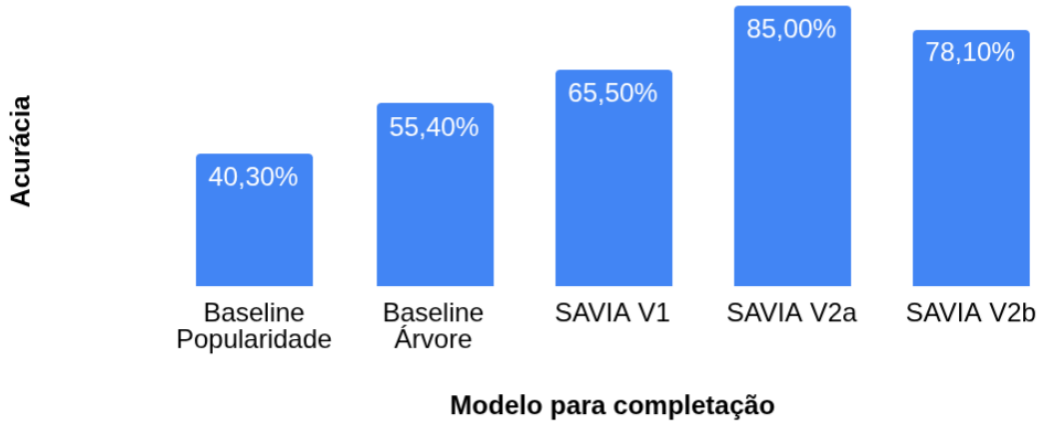


Figura 3: Comparativo da acurácia dos modelos para completação.

A Figura 4 apresenta um gráfico com o percentual de registros para cada uma das completações existentes na base de dados. A análise da proporção de completações presentes na base de dados revela um desbalanceamento significativo entre as diferentes categorias. As categorias C01 e C02 juntas representam 63,18% da base de dados, enquanto os 36,82% restantes são divididos entre 10 completações representadas por proporções muito menores e ainda desbalanceadas entre si.

Este desbalanceamento pode impactar significativamente na generalização dos modelos de classificação para as completações presentes nos 36,82% da base de dados, uma vez que modelos treinados em dados desbalanceados tendem a favorecer as classes majoritárias. É importante considerar o tratamento do balanceamento dos dados em análises futuras para garantir que os modelos sejam treinados de maneira a considerar adequadamente todas as classes, melhorando assim sua precisão e eficácia na previsão das diferentes categorias de completação.

Além disso, foi possível observar durante a análise das métricas dos modelos da SAVIA da versão V2, que ambos os pipelines do MUFASA e Similaridade ainda necessitam de melhorias consideráveis para prever os diâmetros de perfuração. No entanto, o Similaridade ainda se saiu melhor que o MUFASA nos modelos de classificação. Ao prever os diâmetros de perfuração apresentou uma vantagem em relação a acurácia de 6,5% e para prever completações apresentou uma vantagem de 8,7%. Já o MUFASA desenvolveu a capacidade de gerar melhores recomendações para extensão de perfuração com uma diferença do MAE de 411,8 metros em relação ao Similaridade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

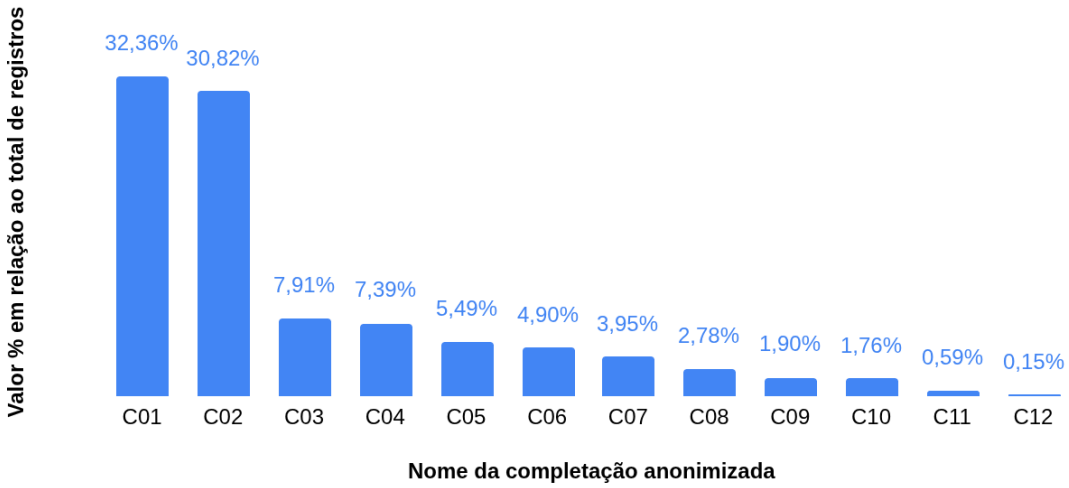


Figura 4: Proporção de instâncias por classe de completação presentes na base de dados.

CONCLUSÕES

Apesar de ainda existir espaço para melhorias dos modelos, os projetistas de poços usuários da aplicação afirmaram, em rodadas de testes, que as recomendações geradas pela SAVIA representam um marco significativo de transformação digital, por meio de IA, na etapa de conceituação e seleção de alternativas em projetos de poços *offshore*. A SAVIA trouxe eficiência e sustentabilidade nas operações, pois otimiza o tempo investido em etapas do projeto. Além disso, a solução final permite que o usuário edite as recomendações, isso garante que o conhecimento dos especialistas seja incorporado no aprendizado da SAVIA em trabalhos futuros.

Os resultados demonstraram que, mesmo após a atualização da base de dados para retreino dos modelos, o desempenho da SAVIA, na versão V2a e V2b, ainda se mantêm superior em comparação aos modelos baseline, confirmando a eficácia da IA na recomendação de alternativas de perfuração e completação. Além disso, a análise do componente diâmetro de perfuração, mostra que, apesar do desempenho da SAVIA V2b ser inferior à SAVIA V1, o resultado deve ser observado como uma alternativa de superação do desafio de desbalanceamento dos dados. Dado que a seleção do modelo se deu a partir da métrica macro F1-score em vez da métrica de acurácia.

Para futuros trabalhos, os objetivos incluem: I) a investigação de abordagens adicionais para tratar o problema de desbalanceamento de dados; II) explorar técnicas para atribuir maior relevância aos projetos mais novos; e III) estruturar um pipeline de retreino periódico para considerar a atualização da base de dados com projetos recentes, incluindo aqueles que foram editados pelos projetistas. Acredita-se que com esses objetivos, a SAVIA trará melhores resultados, assegurando que as recomendações permaneçam relevantes frente às inovações tecnológicas do setor.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à equipe da Petrobras e ao Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife (CESAR) pela colaboração na realização deste trabalho. Reconhecem também o apoio do CENPES (Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello) no processo de inovação e transformação digital da engenharia de poços. Os autores expressam agradecimentos especiais aos engenheiros de poços Carolina Bertholdo da Cunha, Daniel Breno Menezes Guerra e Mauricio Moreira de Sousa, cuja contribuição e compartilhamento de regras de negócio foram essenciais para definir e validar o escopo da solução proposta. Além disso, agradecem os cientistas de dados Francisco Braulio Silva de Oliveira que orientou o time e esteve à frente da ideação da solução junto a Petrobras, Adriana Casadei, Bernardo Ferreira da Costa Russo, Tâmara Porfíro e Wagner Silva de Oliveira que contribuíram com a construção do ETL da base de treinamento e o desenvolvimento dos modelos de Árvore e Similaridade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGBAJI, A. L. An Empirical Analysis of Artificial Intelligence, Big Data and Analytics Applications in Exploration and Production Operations. **International Petroleum Technology Conference**, 2021. DOI: https://doi.org/10.2523/IPTC-21312-MS.

AKIBA, T.; SANO, S.; YANASE, T.; OHTA, T.; KOYAMA, M. Optuna: A Next-Generation Hyperparameter Optimization Framework. **Proceedings of the 25th ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining**, ACM, New York: p. 2623-2631, 2019. DOI: https://doi.org/10.1145/3292500.3330701.

AL-KAABI, A. M.; ALSAADI, M.; MAHMOUD, M. Intelligent Drilling and Completion: A review. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 226, p. 1-17, 2023. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2023.111331.

BROWNLEE, J. **Ensemble Learning Algorithms for Machine Learning**. 1. ed. Melbourne: Machine Learning Mastery, 2021. Disponível em: https://machinelearningmastery.com/ensemble-learning-algorithms-with-python. Acesso em: 23/05/2025.

D'ALMEIDA, A. L.; BERGIANTE, N. C. R.; DE SOUZA FERREIRA, G. et al. Digital Transformation: A Review on Artificial Intelligence Techniques in Drilling and Production Applications. International Journal of Advanced Manufacturing Technology, v. 119, p. 5553-5582, 2022. DOI: https://doi.org/10.1007/s00170-021-08631-w.

HASTIE, T; TIBSHIRANI, Rt; FRIEDMAN, J. The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction. 2. ed. New York: Springer, 2009. Disponível em: https://web.stanford.edu/~hastie/ElemStatLearn/. Acesso em: 23/05/2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ISMAILOV, Sh. Z.; SHMONCHEVA, Y. Y.; JABBAROVA, G. V. Machine Learning Optimization of Cluster Pad Structure and Well Design**. SOCAR Proceedings**, n. 1, p. 41-45, 2025. DOI: http://dx.doi.org/10.5510/OGP20250101041.

RAMOS J., A. et al. Well Design Process Supported by Artificial Intelligence. **Offshore Technology Conference (OTC)**, Houston, Texas, USA. 2024. DOI: https://doi.org/10.4043/35332-MS.

ZHUANG, X.; WANG, W.; SU, Y.; YAN, B.; LI, Y.; LI, L.; HAO, Y**.** Multi-Objective Optimization of Reservoir Development Strategy With Hybrid Artificial Intelligence Method. **Expert Systems with Applications**, v. 241, p. 122707, 2024. DOI: https://doi.org/10.1016/j.eswa.2023.122707.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CORN LEAF FIBER AS A SUSTAINABLE ADDITIVE FOR ENVIRONMENTALLY FRIENDLY DRILLING

Patricia Viera de Oliveira[1], Roberta Markiv Gimenes[1], Felipe Amancio Pedro[1], Cezar Otaviano Ribeiro Negrão[1]

[1] Federal University of Technology Parana /UTFPR/ Research Center for Rheology and Non-Newtonian Fluids (CERNN). patriciavieradeolivera@gmail.com

ABSTRACT

Drilling fluids with a lower environmental impact than conventional systems are desired, especially considering new and stringent environmental laws. This study investigates corn leaf fibers, an agricultural by-product, as a sustainable additive in water-based drilling fluids (WBF). The objective is to evaluate the impact of these natural fibers on fluid density and rheological behavior and their potential to enhance drilling efficiency while supporting waste disposal —the use of biodegradable, eco-friendly, and non-toxic materials in drilling operations. Natural fibers are renewable, abundant in nature, low-cost, and offer an interesting solution that supports circular economy practices and incentivizes the use of agricultural waste into value-added materials. The current study incorporated dried corn leaf fiber powder (CLFP) of varying sizes and concentrations into a water-base fluid. The effects of adding fibers on fluid density and rheological properties were systematically analyzed. Additionally, particle size distribution using granulometric techniques was determined, and scanning electron microscopy (SEM) was used to analyze the fibers' morphology and surface characteristics. The incorporation of CLFP into WBFs altered their rheological and viscoelastic properties. While all formulations retained shear-thinning and non-Newtonian behavior, adding CLFP reduced the storage modulus (G') and yield stress, weakening the gel structure. WBF1(1% CLFP) exhibited the lowest viscoelastic performance, whereas WBF3 (4% CLFP) maintained moderate elasticity and structural resilience. Additionally, the addition of CLFP slightly increased the fluid density. Future studies should explore different CLFP concentrations, other natural fibers, and particle treatments to optimize drilling fluid performance. CLFP is low-cost, eco-friendly, and easy to prepare, making it a promising sustainable additive.

Keywords: natural fiber additives, water-based drilling fluids, rheological properties, biodegradable materials

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Drilling fluids play a critical role in drilling operations by performing several essential functions. They have the functions of suspending and transporting cuttings, cooling the bit and drill string, maintaining wellbore stability, providing lubrication, cleaning the borehole, enhancing drilling rate, contributing to rock fragmentation, ensuring effective penetration of productive layers, reducing corrosion activity, preventing blockages, and avoid adverse effects on the porosity and permeability of the reservoir (DAVOODI et al., 2023; LI et al., 2015; MORARIU; TEODORESCU; BERCEA, 2022).

Typical drilling fluid consists of the base fluid, various solid materials, or chemical additives chosen carefully to avoid drilling problems and ensure good drilling performance. Among the most used additives are viscosity modifiers, filtration control agents, and partial loss treatments, representing 15 to 30% of the entire expense of the drilling process (AL-HAMEEDI et al., 2020). Also, these common chemical additives have an overall negative environmental impact and are expensive (AMANULLAH, 2007.).

The oil and gas industry must change its practices to reduce the environmental impact of drilling waste, which is considered the second largest volume of waste. Government and environmentalists are more concerned about the pollution caused by drilling fluids through the drilling process to extract hydrocarbon from geological reservoirs (KANIA et al., 2015). Moreover, the adoption of more sustainable additives and the use of renewable sources can help companies comply with these regulatory requirements and meet societal expectations for sustainability (AZEVEDO et al., 2025)

From an economic and environmental perspective, several studies have explored using food waste and agricultural by-products as alternative additives for drilling fluids (AGWU, AKPABIO, 2018). Examples include the work of Azevedo et al. (2025), the use of biomass ashes as a thickening agent in formulations, and açaí ash increasing the plastic viscosity by 30% and yield point by 28%. Also, the filtrated volumes ranged from 5.2 to 7 ml compared to $CaCO_3$ 7.3 mL (AZEVEDO et al., 2025). Balogun et al. (2022) studied aloe vera as a drilling mud additive. Aloe Vera contributed to improved rheological properties, including increased apparent viscosity, plastic viscosity, and gel strength. Filtration tests also enhanced performance, with significantly lower fluid losses. The additive exhibited compatibility with different particle sizes and mud compositions, maintaining consistent effectiveness. Hossain and Wajheeuddin (2016) used grass samples with varying particle sizes and concentrations to improve the bentonite drilling fluid's viscosity, gel strength, and filtration. These observations recommend using grass as a rheological modifier, filtration control agent, and pH control agent to substitute toxic materials from drilling fluids (HOSSAIN; WAJHEEUDDIN, 2016). Yang et al. (2024) explored the interaction mechanism of natural rubber latex (NRL) and bentonite suspensions. In addition, 0.5 w/v% NRL increased the critical yield stress, strengthened the structural strength between the bentonite particles, and facilitated the compatibility of pressure loss and flow efficiency. Moreover, NRL

ISBN: 978-65-5222-057-8

can improve the rheological properties of WBDF at high temperatures (<150 °C) and form a dense blocking layer by bridging and sealing the pores and cracks of the filter cake, which ultimately reduces the permeability of the cake and the filtration loss of WBDF (YANG et al., 2024). Al-Hameedi et al. (2019) investigated using potato peel powder (PPP) in water-based mud. This bio-enhancer additive did not affect mud weight but impacted the rheological properties by maximizing the plastic viscosity and minimizing the yield. These findings show that agro-waste and natural materials can be an alternative to conventional chemical additives, reducing the amount of non-biodegradable waste disposed to the environment, avoiding personnel safety, and minimizing the drilling cost (AL-HAMEEDI, 2019).

In this context, many other non-toxic waste materials hold significant potential for recycling and utilization in the oil and gas industry. This study highlights corn leaf fiber powder (CLFP), a biodegradable waste product, as an environmentally friendly additive in water-based drilling fluids. Specifically, this work aims to explore the incorporation of CLFP into the drilling fluid formulation and evaluate its effects on rheological behavior and fluid performance.

METHODOLOGY

Fluid Formulation

The formulation of Water-Based Fluid (WBF) was prepared using 7 % volume of American Petroleum Institute (API) bentonite and water. The materials were mixed using an IKA T25 digital Ultra-Turrax disperser at 5000 rpm.

Corne leaf fiber preparation

Corn leaf fibers are collected locally and dried using an oven at 50 °C for 5 hours. When dried, the fiber materials were crushed into a fine powder using a grinder and sieved thoroughly at 0.106 mm to 0.075 mm. After the incorporation of the corn leaf fibers into the WBF, 1%, 2%, and 4% of CLFP were used for WBF 1, 2, and 3, respectively. Then, the analyses of morphology and particle size determination were accomplishment.

Morphology and particle size determination

The morphology of corn leaf fibers powder (CLFP) was analyzed using Scanning Electron Microscopy (SEM, Zeiss, model EVO MA 15) at an acceleration voltage of 20 kV. The powder particles were dispersed on metal stubs with double-sided carbon adhesive tape and coated with gold under vacuum. The distributions were measured with a Microtrac S3500 particle-size analyzer.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Rheological Properties

The solution viscosity was measured using the rheometer Haake Mars III (Haake Co, Germany) to check whether the rheological properties were affected by the addition of CLFP. The concentric cylinder geometry CC25 ME Ti was employed, with an internal diameter of 25.08 mm, length of 37.6 mm, and gap of 1.06 mm.

The sample was first pre-sheard at a constant shear rate of 510.90 s^{-1} for 120s, keeping the temperature at 25°C. Constant shear rates of 5.11, 10.22, 51.89, 102.18, 170.30, 340.60, 510.90, and 1021.8 s^{-1} were then imposed for 120 seconds to obtain the material flow curve.

The oscillatory test was performed with a parallel-plate geometry P35 Ti S L (with a gap of 0.6 mm) at 25°C. A amplitude sweep test was used to determine the samples' linear viscoelastic regime (LVE).

Density

The density of the fluids was determined using a stainless-steel pycnometer. Firstly, the volume of the pycnometer was measured using distilled water, and then the same volume was filled with drilling fluid. These analyses were made using a Shimadzu analytical balance model ATY224R. The density was calculated using the equation (01):

$$\rho = M_2 - M_1 / V \quad (01)$$

Where: M_1 (mass of the empty pycnometer (g)), M_2 (mass of the pycnometer with fluid (g)), V (actual volume of the pycnometer (25 cm^3)), ρ (density of the fluid (g/cm^3)).

RESULTS AND DISCUSSION

Figure 1 shows the morphology of corn leaf fiber powder (CLFP). It is shaped like hollow spheres with different shapes. It has an irregular shape and high polydispersity. There is some roughness and irregularities, which may be a consequence of the grinding process used. The particle size of corn leaf fiber powder (CLFP) was 110.8 ± 67.96 μm, determined using granulometric analyses, figure 2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

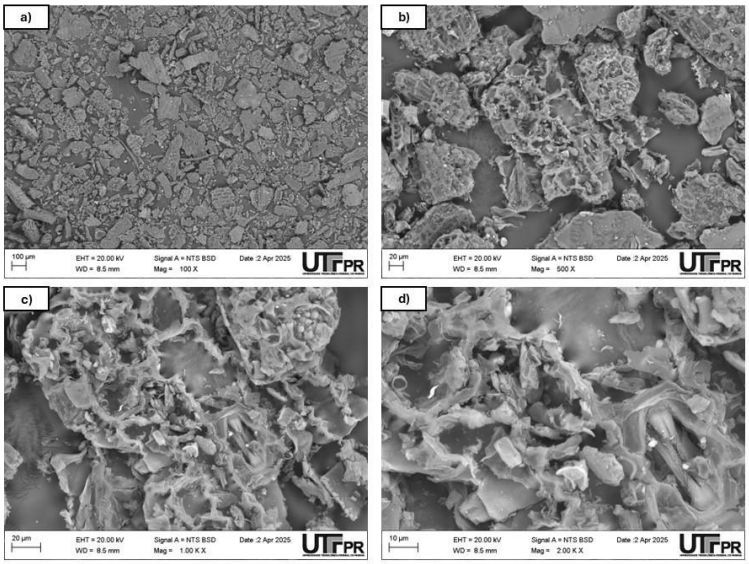


Figure 1: Scanning electron microscopy of the image of corn leaf fibers powder (CLFP) magnifications (a)100 x (b)500 x (c)1.00 K x (d)2.00 K x

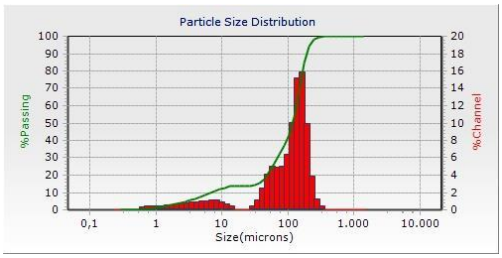


Figure 2: Particle size distribution of CLFP.

Rheology is considered the most important property of drilling fluids, which directly reflects the ability of drilling fluids to carry, suspend, and transport drill cuttings from the wellbore to the surface. In addition, drilling fluids should have excellent shear-thinning behavior, i.e., high viscosity at rest to carry drill cuttings but low viscosity at high shear rates to be rapidly pumped into the wellbore (LI et al., 2015). Figure 3 shows the viscosity of water-based fluids (WBF, WBF 1, WBF 2, and WBF 3) as a function of shear rate. All samples exhibited typical shear-thinning behavior, characterized by a sharp decrease in viscosity with increasing shear rate. Among the samples, the base fluid (WBF) showed the highest viscosity, followed by WBF 3. Overall, the rheological profiles confirm that the formulations suit drilling applications.

ISBN: 978-65-5222-057-8

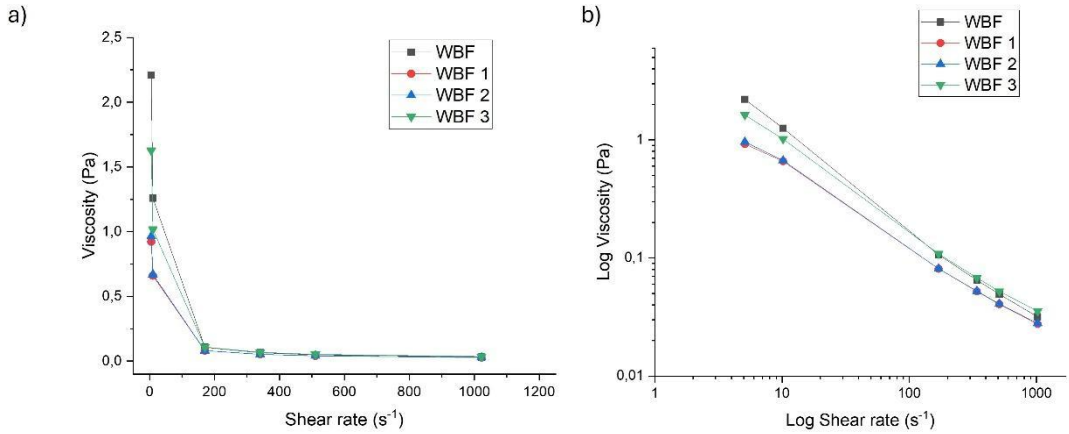


Figure 3: a) Viscosity as a function of shear rate for WBF and WBF1 to WBF. (b) Log–log plot of viscosity versus shear rate for the same formulations.

Figure 4 shows the shear stress versus shear rate curves for the water-based drilling fluids (WBF, WBF 1, WBF 2, and WBF 3), fitted using the Herschel–Bulkley model. All fluids exhibited pseudoplastic behavior with measurable yield stress (τ_0), confirming their non-Newtonian characteristics. Table 1 shows calculated parameters for a Herschel–Bulkley model. Among the samples, WBF showed the highest yield stress (τ_0 = 10.75 Pa), indicating strong internal structure and high resistance to flow initiation, followed by WBF 3 (7.30 Pa). In contrast, WBF 1 and WBF 2 exhibited lower yield stresses (3.33 Pa and 3.81 Pa, respectively). The consistency index (K) varied among the fluids, with WBF 1 showing the highest value (0.86 Pa·s^{-1}), indicating greater viscosity contribution after yielding. Flow behavior indices (n) ranged from 0.48 to 0.59, consistent with shear-thinning behavior in all cases. The model fit was excellent for all fluids, with R^2 values above 0.997, reinforcing the reliability of the rheological characterization.

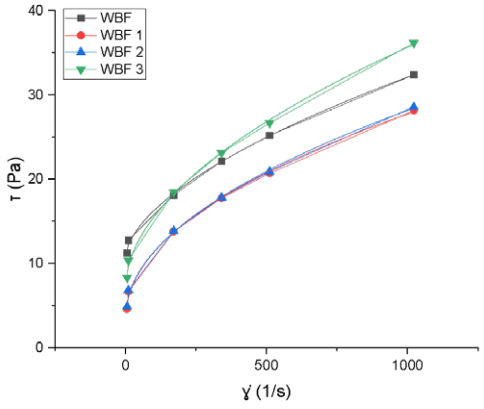


Figure 4: Shear stress as a function of shear rate for water-based drilling fluids (WBF, WBF 1, WBF 2, and WBF 3).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 1: Rheological Herschel-Bulkley model for water-based drilling fluids (WBF, WBF 1, WBF 2, and WBF 3) at 25°C with their calculated parameters and statistical.

Model	Herschel- Bulkley			
Plot	WBF	WBF 1	WBF 2	WBF 3
τ_0 (Pa)	10,7517 ± 0,49561	3,32687 ± 0,81742	3,81089 ± 0,69973	7,3024 ± 0,73831
K (Pa·s^{-1})	0,36819 ± 0,10748	0,85837 ± 0,28314	0,72723 ± 0,21906	0,68757 ± 0,20202
n	0,58802 ± 0,04096	0,48474 ± 0,04519	0,50836 ± 0,04155	0,53853 ± 0,04084
Adj. R-Square	0,99684	0,99586	0,99655	0,99673

The rheological behavior of water-based fluids WBFs and their based formulation with corn leaf fibers powder (CLFP) (WBF1, WBF2, WBF3) was investigated through oscillatory shear tests, as depicted in Figure 5. The results indicate that the base WBF exhibits the highest storage modulus (G') at low shear stresses, signifying a more robust initial gel structure than the WBF 1, 2, and 3. Upon the addition of CLFP, a general trend of decreasing G' was observed, with WBF1 showing the most pronounced reduction in gel strength. For all tested fluids, G' predominantly exceeded the loss modulus (G") across a wide range of lower shear stresses, characteristic of viscoelastic gel-like behavior. These findings highlight that using CLFP as an additive alters the viscoelastic profile of the WBF.

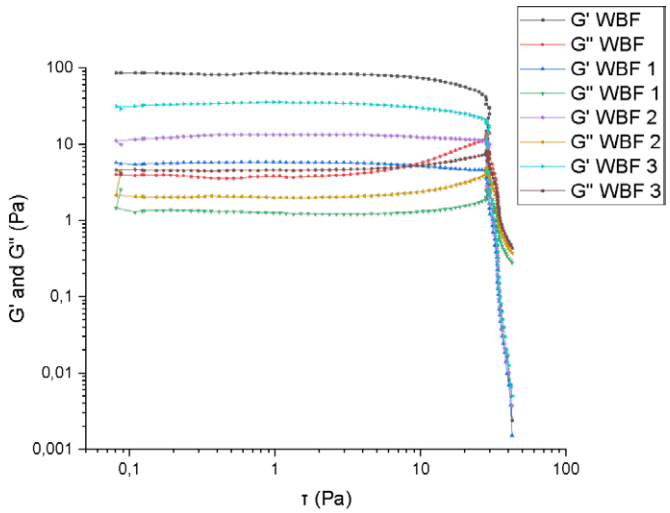


Figure 5: Storage modulus (G') and loss modulus (G") as a function of shear stress (τ) for water-based drilling fluids (WBF, WBF 1, WBF 2, and WBF 3).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 2 shows parameters obtained from amplitude sweep tests used to characterize the linear viscoelastic region (LVR) of WBF and formulations containing CLFP (WBF1–WBF3). The base fluid (WBF) exhibited the highest LVR plateau modulus (G' = 83.33 Pa), indicating a well-structured gel network that begins to deviate from linear behavior at a relatively low strain (γ = 0.1211). In contrast, the addition of CLFP significantly reduced the gel strength, particularly in WBF1, which showed the lowest G' (5.649 Pa) and lower yield stress (τ = 0.8162 Pa). Interestingly, WBF2 demonstrated a broader LVR (γ = 0.4277) despite having a moderate G' value, suggesting increased flexibility before structure breakdown. The critical strain and stress values also reflect the differences in structural robustness among the samples, with WBF3 maintaining a relatively high G' (33.58 Pa) and reaching crossover (G' = G") at 7.257 Pa, indicating good elasticity and resilience. The addition of CLFP altered the viscoelastic profile of the base fluid, decreasing the elastic modulus and modifying the extent of the linear viscoelastic domain.

Table 2: Parameters obtained from amplitude sweep tests for the water-based fluid (WBF) and formulations containing corn leaf fiber powder (WBF1–WBF3).

Sample	LVR Plateau (G') [Pa]	End LVR (γ)	End of LVR (τ) [Pa]	Critical value (γ)	Critical value (τ) [Pa]	Crossover(G'=G") [Pa]
WBF	83.33	0.1211	9.012	0.4614	23.86	13.89
WBF 1	5.649	0.1553	0.8162	4.866	11.71	2.472
WBF 2	12.70	0.4277	5.099	2.996	16.92	4.785
WBF 3	33.58	0.1224	3.754	2.779	23.47	7.257

The density results of the formulations show that the base water-based fluid (WBF) had a density of 0.99 g/cm³. For the formulations WBF 1, WBF 2, and WBF 3, the density remained constant at 1.02 g/cm³. The incorporation of CLFP increased the density compared to the original WBF; however, increasing the concentration of CLFP did not lead to further changes in density.

CONCLUSION

Therefore, the results show that the incorporation of CLFP in WBF significantly altered their rheological and viscoelastic properties. However, the fluids maintained desirable shear-thinning behavior and non-Newtonian characteristics. Adding CLFP in WBF reduced the gel strength and storage modulus (G'), especially in WBF1, indicating a disruption of the internal structure. WBF2 showed greater structural flexibility, while WBF3 retained more elastic behavior with higher G' and critical stress. Furthermore, CLFP slightly

ISBN: 978-65-5222-057-8

increased fluid density, but further additions beyond a specific concentration did not lead to additional density changes.

These results highlight the potential of corn leaf fiber powder (CLFP) as a sustainable, cost-effective additive to modulate the performance of water-based drilling fluids. CLFP is widely available, easy to collect and prepare, and an environmentally friendly alternative to conventional chemical additives. Further studies should investigate the effects of different CLFP concentrations and evaluate surface treatments to optimize rheological and structural performance.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors acknowledge the financial support provided by Petrobras and thank the Multi-User Center for Materials Characterization - CMCM of UTFPR-CT, for SEM analyses. The authors also thank the Rheology Laboratory (LabREO) – Campus Curitiba of the Federal University of Technology – Paraná (UTFPR) - for the support and infrastructure.

BIBLIOGRAPHIC REFERENCES

AL-HAMEEDI, Abo Taleb et al. Environmental friendly drilling fluid additives: can food waste products be used as thinners and fluid loss control agents for drilling fluid?. In: **SPE Asia Pacific Health, Safety, Security, Environment and Social Responsibility Symposium?**. SPE, 2019. p. D021S005R004.

AMANULLAH, Md. Screening and evaluation of some environment-friendly mud additives to use in water-based drilling muds. In: **SPE Health, Safety, Security, Environment, & Social Responsibility Conference-North America**. SPE, 2007. p. SPE-98054-MS

AZEVEDO, Marcondes LS et al. Biomass ashes as a new additive for eco-friendly drilling fluids: chemical characterization and evaluation of rheological and filtration properties. **Petroleum Science and Technology**, p. 1-15, 2025.

AGWU, Okorie E.; AKPABIO, Julius U. Using agro-waste materials as possible filter loss control agents in drilling muds: A review. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 163, p. 185-198, 2018

BAGUM, Monuara et al. An experimental study to develop an environmental friendly mud additive of drilling fluid using Aloe Vera. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 211, p. 110135, 2022.

DAVOODI, Shadfar et al. Synthetic polymers: A review of applications in drilling fluids. **Petroleum Science**, v. 21, n. 1, p. 475-518, 2024.

ISBN: 978-65-5222-057-8

HOSSAIN, M. Enamul; WAJHEEUDDIN, Mohammed. The use of grass as an environmentally friendly additive in water-based drilling fluids. **Petroleum Science**, v. 13, p. 292-303, 2016.

KANIA, Dina et al. A review of biolubricants in drilling fluids: Recent research, performance, and applications. **Journal of petroleum science and engineering**, v. 135, p. 177-184, 2015.

LI, Wai et al. Laboratory investigations on the effects of surfactants on rate of penetration in rotary diamond drilling. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 134, p. 114-122, 2015.

LI, Mei-Chun et al. Cellulose nanoparticles as modifiers for rheology and fluid loss in bentonite water-based fluids. **ACS applied materials & interfaces**, v. 7, n. 8, p. 5006-5016, 2015.

MORARIU, Simona; TEODORESCU, Mirela; BERCEA, Maria. Rheological investigation of polymer/clay dispersions as potential drilling fluids. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 210, p. 110015, 2022.

YANG, Jun et al. Natural rubber latex as a potential additive for water-based drilling fluids. **Petroleum Science**, v. 21, n. 4, p. 2677-2687, 2024.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AUTOMATIC DETECTION OF RELEVANT EVENTS IN OIL WELLS USING NUMERICAL DERIVATIVES AND RULE-BASED SEGMENTATION

Andressa Celestino Araujo da Silva[1], Igor de Melo Nery Oliveira[1], Eduardo Toledo de Lima Junior[1], Thales Miranda de Almeida Vieira[1], Lucas Gouveia Omena Lopes[1], Pedro Esteves Aranha[2]

[1]Federal University of Alagoas, andressa.silva@ctec.ufal.br, igornery@lccv.ufal.br, limajunior@lccv.ufal.br, thalesv@gmail.com, lucas.lopes@lccv.ufal.br, [2]Petrobras, pearanha@petrobras.com.br

ABSTRACT

Anomaly detection in oil wells is a complex task, particularly when it comes to identifying critical events that impact well operations. This study proposes an automated methodology for segmenting relevant events from multivariate time series in oil wells, optimizing the subsequent detection of anomalies in Inflow Control Valves (ICVs) by isolating periods of significant signal variation. The methodology employs a rule-based algorithm that processes sensor data through derivation, Gaussian smoothing, and peak detection. Decision rules, based on signal stability around peaks and temporal proximity filters, accurately segment the events. With an initial focus on classifying ICV anomalies, statistical features are extracted from these key intervals. The algorithm's evaluation demonstrated its efficiency in segmenting important events, correctly delineating operational intervals with abrupt changes. The main contribution of this study is the significant reduction in data complexity and bias, achieved by excluding non-variant segments, resulting in a refined dataset. These promising results not only validate the effectiveness of the approach in data preparation but also highlight its potential for future work. Specifically, it paves the way for the use of these characterized segments in binary classifiers, aiming for accurate classification not only of ICV anomalies but also of other events that manifest through significant variations in well data.

Palavras-chave: DATA PREPROCESSING, OIL WELLS, ANOMALIES, DATA SEGMENTATION.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Anomaly detection in oil wells is a complex task, especially when it comes to identifying critical events that affect well operations. Although the oil industry increasingly relies on pressure and temperature sensor data for monitoring, traditional anomaly detection methods often struggle with the high dimensionality and complexity of this data, which is influenced by factors such as system aging, equipment conditions, and operational variations (MACHADO; MUNARO; MARQUES, 2025).

To address these challenges, machine learning techniques have been increasingly applied in well production monitoring. Various models are explored in this context, each with its own advantages and limitations. For example, while Decision Trees (DT) are recognized for their interpretability and strong performance, as highlighted by Alharbi et al. (2022), more complex classifiers such as Random Forest (RF) and Adaptive Boosting (AdaBoost) have also been applied with varying degrees of success in anomaly detection, as discussed by Turan and Jaschke (2021). A key challenge in this process, however, arises from the very nature of the data. As stated by Silva (2016), production data are often an extensive time series, and classifying a large volume of observations becomes a computationally expensive task. Processing time is directly proportional to the length of the series, making it essential to eliminate unnecessary observations to reduce costs and optimize performance.

Following this line of simplifying and improving detection, this work proposes an automated approach to identify relevant events in oil wells as a fundamental initial step. Our premise is that, over the well's lifecycle, events marked by significant changes in pressure and temperature occur. The dataset used to evaluate the method consisted of real data provided by the industry, focused on spurious closures of Intelligent Completion Valves (ICV) in oil production and injection wells. Finally, the proposed approach was evaluated in two main stages. First, the method's ability to correctly identify and delimit relevant events was analyzed, using documented events in the dataset as a reference. Additionally, promising future applications of the developed algorithm will be presented, especially as a preprocessing step to enhance classifier performance in anomaly detection, which will be the focus of subsequent investigations.

METHODOLOGY

The methodology proposed in this study consists of sequential steps aimed at identifying relevant events in multivariate time series data collected from sensors installed in oil wells. The main focus of this work is the detection of abrupt variations in the signals through an algorithm developed using statistical analyses and decision rules, followed by the classification of these events as either normal operations or anomalies using binary classifiers. One of the primary objectives of the approach is to reduce the amount of

ISBN: 978-65-5222-057-8

irrelevant data—particularly those stemming from periods of low variability—which contribute little to the identification of anomalous patterns and may introduce bias into machine learning models. This methodology thus enables the automatic extraction and segmentation of only the most informative intervals from an operational standpoint, making the classification process more efficient and reliable. The following sections detail each step of the methodology.

Dataset description and preprocessing

As highlighted by Pal and Prakash (2017), the initial stage of data preparation, known as preprocessing, encompasses a series of procedures. This stage includes exploratory data analysis, visualization through plots to identify patterns, removal of missing or frozen values, and resampling of time series observations to ensure uniformity and representativeness of the dataset.

This study employed real-world data provided by the industry, covering information from seven oil wells — including both production and injection wells — and recording both normal operational conditions and occurrences of spurious closures of Flow Control Valves (ICVs), which are intelligent components of the completion system. The dataset consists of 10 instances of multivariate time series data, collected from sensors and valves installed along these different wells.

Crucially, to ensure the anomaly's representativeness across various operational scenarios, each of the seven wells included in the study contains at least one instance of an ICV spurious closure. The number of variables monitored over time per well/instance ranges between 17 and 30, depending on the well, including readings of parameters such as pressure, temperature, and valve position. Tab. 1 provides a detailed breakdown of these instances, including additional information such as monitoring duration, time series length, and the type of operation recorded.

Table 1: Composition of the normal well operation dataset

WELL	FUNCTION	DATASET TYPE	TIME	SIZE	VARIABLES
A	Injector	Normal only	180d23h48m00s	1082230	28
		With anomalies	23h45m00s	2851	21
		With anomalies	23h46m00s	2853	19
		With anomalies	1d23h58m00s	5757	19
B	Producer	Normal only	180d23h45m30s	900582	17
		With anomalies	1d23h55m30s	5752	20
C	Producer	Normal only	60d23h51m00s	615271	28
		With anomalies	1d23h52m00s	5745	20
		With anomalies	1d23h47min00s	5735	20

ISBN: 978-65-5222-057-8

D	Injector	Normal only	62d23h49m00s	181419	17
		With anomalies	1d23h47m00s	5735	19
E	Injector	Normal only	101d20h47m00s	293375	30
		With anomalies	2d23h59m30s	8640	33
F	Injector	Normal only	142d23h51m30s	411824	30
		With anomalies	2d16h00m30s	7682	32
G	Injector	Normal only	221d23h55min00s	403003	27
		With anomalies	2d17h48min00s	7878	29

Proposed approach

The proposed algorithm aims to automatically identify and isolate relevant events in time series data from oil wells. The following outlines the steps of the process, from signal preprocessing to the generation of a structured dataset for anomaly classification.

- **Calculation of the Time Series Derivative**

To highlight abrupt variations in the signal from each sensor, the first step consists of calculating the derivative of the time series. If *X(t)* represents the sensor value at time *t*, the discrete derivative *X′(t)* can be approximated by:

$$X'(t) \approx \frac{X(t+\Delta t) - X(t)}{\Delta t} \quad (1)$$

where *Δt* is the time interval between consecutive samples. This operation enhances rapid change points, such as sharp drops or spikes, which serve as early indicators of relevant events.

- **Gaussian Smoothing and Primary Peak Detection**

However, the derived time series $X'(t)$ may contain high-frequency noise. To mitigate this and prevent false detections, a Gaussian filter is applied:

$$X_s''(t) = X'(t) * G(t,\sigma) \quad (2)$$

where $*$ denotes convolution and G(t,σ) is the Gaussian kernel defined by:

$$G(t,\sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}} \quad (3)$$

In this study, σ=6 is used. The smoothing process makes peaks in the derivative series sharper and more defined, facilitating robust detection. With the smoothed series $X_s''(t)$, the find_peaks function from the SciPy library is used to identify maximum peaks (indicating the end of a sharp drop or the beginning of a rise) and minimum peaks (suggesting abrupt declines). These peaks serve as initial markers of significant variations.

ISBN: 978-65-5222-057-8

- **Identification of Low-Variability Periods**

With the indices of the minimum and maximum peaks already determined, the next step focuses on determining the initial and final indices of each time interval, eliminating periods that contribute little to the anomaly analysis. The process begins by locating indices that exhibit low variability before the minimum peaks and after the maximum peaks, which were identified in the previous step. Signal stability is assessed using the standard deviation (std) calculated over a moving window of N_w = *40* samples (corresponding to a 20-minute window). A segment is considered to exhibit low variability if its standard deviation falls below a threshold ϵ_{STD}(defined here as $1x10^{-7}$).

For a sub-series $X_{sub}(i)$ de N_w samples:

$$std(X_{sub}) = \sqrt{\frac{1}{N_w - 1}\sum_{j=1}^{N_w} (x_j - x)^2 < \epsilon_{STD}} \quad (4)$$

The indices that satisfy this low-variability condition and are strategically positioned before and after the peaks are stored and indicate the start and end points of intervals with abrupt changes

- **Decision Rules for Event Segmentation**

Even with the points defined in the previous step, the precise delimitation and refinement of relevant events are governed by a set of decision rules, applied sequentially to ensure robust segmentation. After the initial identification of peaks (minima and maxima) in the smoothed derivative series, and of low-variability points preceding and succeeding them, the boundaries of each potential event are established as follows:

- **Start of Variability**: A timestamp indicating the onset of signal change is validated only if it occurs *before* the corresponding minimum peak.

- **End of Variability**: A point indicating the return of the signal to stability is validated only if it occurs *after* the corresponding maximum peak.

This logic ensures that the captured segment truly encompasses the transition from a stable state into an event (culminating at the minimum peak) and the transition from the event's peak (maximum) back into a stable state.

Next, to further refine the selection and avoid the segmentation of excessively short or spurious events (which could be noise or minor fluctuations), a filtering condition based on the temporal proximity between sequential events is introduced. If a timestamp marking the end of variability of one event E_1 is immediately followed by a timestamp marking the start of variability of a subsequent event E_2, and the temporal distance ΔT (E_{1end},E_{2start}) between them is less than a proximity threshold T_{prox} (set at 1500 samples), both points (E_{1end} and E_{2start}) are discarded.

ISBN: 978-65-5222-057-8

The temporal distance is calculated as:

$$\Delta T(E_{1end}, E_{2start}) = index(E_{2start}) - index(E_{1end}) \quad (5)$$

If $\Delta T < T_{prox}$, os pontos são descartados.

This rule is crucial to eliminate situations where the signal briefly returns to a low-variability state only to immediately begin a new fluctuation, ensuring that only distinct and significant operational events are isolated. The remaining pairs of start and end points, after applying all these decision rules, define the "new intervals," which represent the final and robust segments of relevant events to be used in the subsequent analysis steps.

- **Statistical Feature Extraction from Relevant Intervals**

Each segment (S_k) identified as a relevant event is then characterized by a vector of statistical features. Let $X_k(t)$ be the time series of the sensor within segment S_k, with t ranging from $t_{start,k}$ to $t_{end,k}$. The extracted features include:

- Absolute Difference (Amplitude):

$$\Delta X_{k,a} = \left| X_k(t_{end,k}) - X_k(t_{start,k}) \right| \quad (6)$$

- Relative Difference:

$$\Delta X_{k,r} = \frac{\left| X_k(t_{end,k}) - X_k(t_{start,k}) \right|}{X_k(t_{start,k})} \quad (7)$$

- Event Duration:

$$\Delta t_k = t_{end,k} - t_{start,k} \quad (8)$$

- **Event Dataset Generation**

Finally, each detected relevant event is converted into an instance in the final dataset. It is worth noting that each original sensor signal (feature) present in each of these event segments has undergone all the previous processing steps (derivation, smoothing, segmentation, and boundary refinement). Consequently, each resulting instance is a vector, composed not only of crucial metadata such as well ID, event start and end timestamps, and the predominantly involved sensors, but also of a set of statistical attributes derived from each of these original features within the event. Figure 1 presents the detailed flowchart of the methodology developed in this work, highlighting the main phases of the process.

ISBN: 978-65-5222-057-8

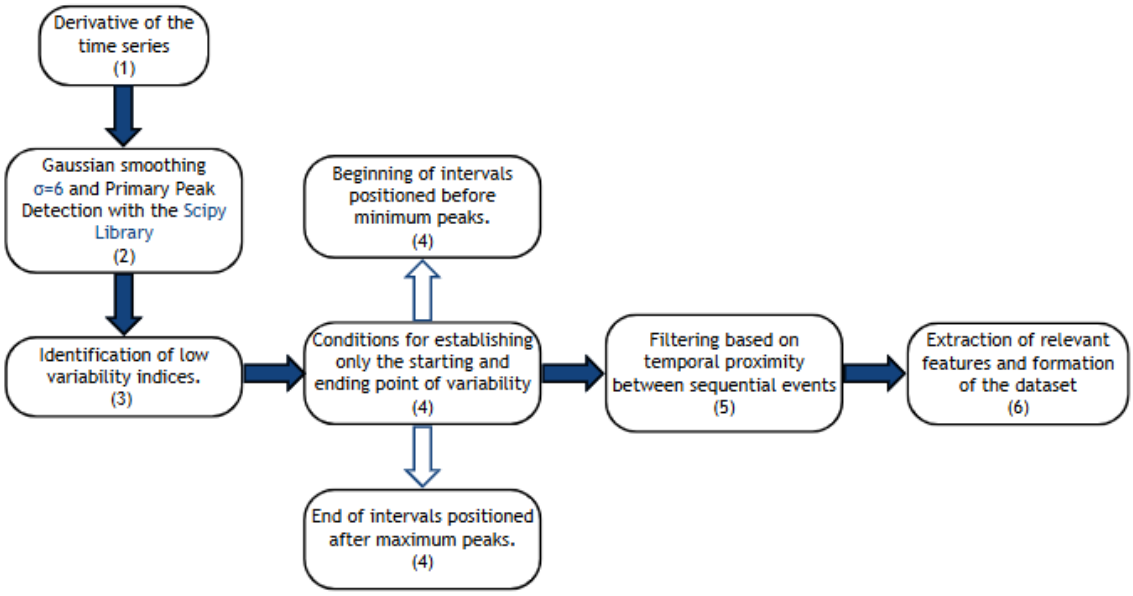


Figure 1: Flowchart containing the steps of the proposed methodology

Inflow Control Valve (ICV)

The initial focus for the design and development of the event detection and segmentation algorithm proposed in this work was, therefore, the identification and subsequent classification of anomalies specifically related to ICVs in oil wells. This strategic choice was largely due to the distinctive nature with which failures in these devices manifest in sensor data. Typically, an anomalous event in an ICV is characterized by abrupt and pronounced variations in sensor readings (such as pressure, temperature, and flow rate), which suddenly emerge after a period of relative operational constancy or stability. This characteristic pattern – a state of equilibrium followed by a sudden and significant change – is a strong indicator of a possible ICV anomaly. Consequently, the algorithm steps detailed previously were designed to efficiently capture these behaviors.

RESULTS AND DISSEMINATION

This section presents the results obtained from applying the proposed approach for identifying and segmenting important events in time series data from oil wells. For the initial analysis, the method focused exclusively on pressure sensors, as they exhibit the most significant and immediate variation during anomalies in the Inflow Control Valve (ICV), serving as the primary indicator for detection.

The performance of the method was validated using a real-world industrial dataset, which includes 10 cases of spurious ICV closures distributed across

ISBN: 978-65-5222-057-8

seven different wells (A–G). Table 2 summarizes the results of this evaluation, demonstrating the method's performance in two key aspects: (1) its ability to accurately segment known anomalies, and (2) its sensitivity in identifying relevant operational events during normal operating periods.

Table 2: Result of segmentation in the intervals of the studied anomaly.

WELL	ANOMALY	IMPORTANT SEGMENTED	ORIGINAL SIZE	SIZE OF IMPORTANT EVENTS
A	3	60	1082230	127734
B	1	21	900582	90450
C	2	28	615271	89886
D	1	17	181419	53400
E	1	26	293375	39266
F	1	26	411824	104385
G	1	24	403003	184364

The results, summarized in Table 2, validate the effectiveness of the proposed approach in two main areas: the accuracy in detecting relevant events and the efficiency in data reduction.

First, the analysis confirms the method’s ability to accurately identify target events. The approach achieved a 100% success rate in detection, as all 10 cases of ICV closure anomalies, distributed across the seven wells, were correctly segmented as important events. In addition to the anomalies, the method also proved efficient in identifying a large number of other relevant operational maneuvers that occurred during normal operating periods.

Another significant outcome was the reduction in data dimensionality, which supports the methodology as an effective pre-processing tool. Combining the data from all wells, the original dataset consisted of 3,887,704 points. After applying the method, only the intervals corresponding to important events were retained, totaling 689,485 points. This represents a reduction of approximately

ISBN: 978-65-5222-057-8

82% in total data volume, eliminating long periods of low variability that are computationally costly and offer little informative value.

Going further, another key development of this methodology—one to be explored in future work—is the extraction of features from the segmented intervals. The ultimate goal is to develop a classifier capable of automatically distinguishing whether a detected event is truly an anomaly (such as an ICV failure) or merely a normal operational variation (such as a valve adjustment). To achieve this, the segmentation stage presented in this work is a crucial prerequisite. By accurately isolating the segments of interest, the feature extraction and subsequent classification processes can operate on focused and relevant data, thereby maximizing classification accuracy.

For a qualitative analysis of the performance, Figure 2 illustrates the application of the algorithm to one of the spurious ICV closure events. The plot displays a time series of well pressures, where the shaded area represents the segmentation of a relevant event, and the “ICV anomaly” series indicates the onset of the anomaly as documented by the operations team. A clear correspondence can be observed between the algorithm’s detection and the actual event, demonstrating the approach’s ability to identify relevant intervals, with the anomaly representing a highly significant segment.

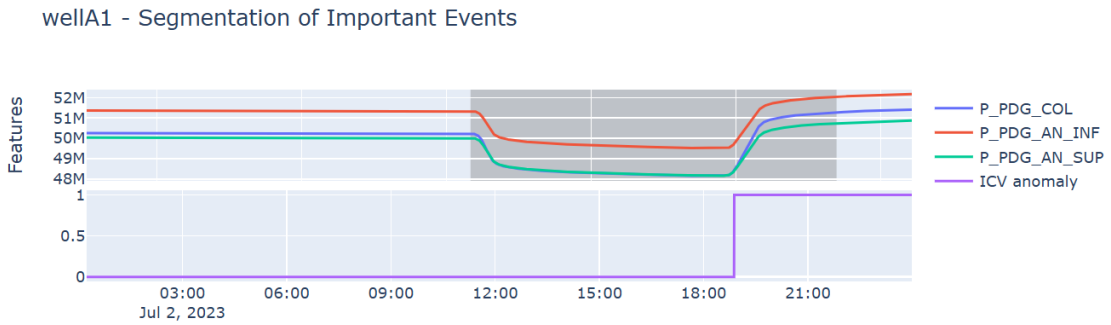


Figure 2: Application of the algorithm in one of the ICV spurious closure events.

CONCLUSIONS

The results of this study demonstrate the successful performance of the proposed algorithm. The analysis validated the identification of 100% of the ICV anomalies while simultaneously detecting hundreds of other events during normal operation periods. The potential of this methodology was confirmed by its ability to achieve an approximate 82% reduction in data complexity, by excluding low-variability segments and focusing the analysis solely on the most informative intervals. Additionally, it helps minimize the bias that long periods of signal stability could introduce into subsequent models.

Thus, the goal of future studies will be to apply this event segmentation and characterization technique as a robust pre-processing step for binary classifiers, aiming for the effective and accurate classification of ICV anomalies.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to thank PETROBRAS for the financial and technical support.

REFERENCES

Alharbi et al. (2022). Explainable and Interpretable Anomaly Detection Models for Production Data. SPE Journal, vol. 27, pp. 349–363, 2022.

E. M. Turan and J. Jaschke, Classification of undesirable events in oil well operation. In: 2021 23rd International Conference on Process Control (PC), Strbske Pleso, Slovakia, pp. 157-162, 2021.

Fragoso, R.C.P., Cavalcanti, G.D.C., Pinheiro, R.H.W. & Oliveira, L.S. (2021). Dynamic selection and combination of one-class classifiers for multi-class classification, Knowledge-Based Systems, vol. 228, 2021. https://doi.org/10.1016/j.knosys.2021.107290.

Machado, A.P.F., Munaro, C.J., Ciarelli, P.M. (2025). Enhancing one-Class classifiers performance in multivariate time series through dynamic clustering: A case study on hydraulic system fault detection, Expert Systems with Applications, vol. 286, 2025. https://doi.org/10.1016/j.eswa.2025.128088.

Pal, A., & Prakash, P. K. S. (2017). Practical Time Series Analysis: Master Time Series Data Processing, Visualization, and Modeling Using Python. Packt Publishing., 2017.

Silva, Angelo Maggioni e. *Classificação de Séries Temporais baseada em Análise de Recorrência e Extração de Características*. 2016. Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Master's dissertation.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RHEOLOGICAL EVALUATION OF WATER-BASED DRILLING FLUIDS WITH BINARY AND TERNARY HYDROCOLLOID BLENDS

Fabian Ramos Maldonado[1], Isabel Hernández Montoya[2], Nezia de Rosso[3], Cezar Ribeiro Negrão[4]

[1]*Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos não Newtonianos (CERNN), e-mail:* fabianm@alunos.utfpr.edu.br
[2]*UTFPR, CERNN, e-mail:* mariaisabelmontoya@alunos.utfpr.edu.br
[3]*UTFPR, CERNN, e-mail:* nezia.rosso@gmail.com
[4]*UTFPR, CERNN, e-mail:* negrao@utfpr.edu.br

RESUMO

Fluidos de perfuração à base de água requerem propriedades reológicas precisas para garantir desempenho ideal sob condições variáveis de cisalhamento, permitindo o transporte eficiente dos recortes e a estabilidade do poço. Misturas de hidrocoloides oferecem uma solução ecológica para modular essas propriedades. Este estudo investiga o comportamento reológico de fluidos de perfuração base água formulados com água salgada, bentonita, cloreto de potássio, bicarbonato de sódio e duas misturas de hidrocoloides: uma mistura binária composta por goma xantana e goma guar, e uma mistura ternária que incorpora carboximetilcelulose (CMC) de alta viscosidade. Foram caracterizadas propriedades de escoamento e viscoelasticidade para avaliar sua adequação às aplicações em perfuração. A mistura binária apresentou forte comportamento pseudoplástico (*shear-thinning*), facilitando o escoamento em altas taxas de cisalhamento. Testes viscoelásticos e de rampa de tensão revelaram uma ampla região linear e uma resposta predominante sólida, com um ponto de escoamento definido, indicando uma rede interna bem estruturada. A mistura ternária demonstrou consistência reduzida e maior fluidez, mantendo um perfil similar de pseudoplasticidade. Testes viscoelásticos indicaram uma transição mais suave do comportamento elástico para o viscoso, enquanto a rampa de tensão mostrou um ponto de escoamento menos definido. A mistura binária proporciona uma estrutura em gel, enquanto a mistura ternária oferece maior fluidez e flexibilidade estrutural no fluido de perfuração. Essas diferenças destacam o potencial das misturas de hidrocoloides para ajustar finamente o desempenho dos fluidos de perfuração à base de água conforme requisitos operacionais específicos.

Palavras-chave: Propriedades reológicas, fluido de perfuração à base de água, misturas de hidrocoloides, pseudoplasticidade, viscoelasticidade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Os hidrocoloides, quando dissolvidos em meios aquosos, apresentam um comportamento reológico característico. Isso ocorre porque as moléculas dos hidrocoloides, de acordo com sua estrutura e conformação, geram diferentes tipos de interação na água. Essa interação é influenciada por parâmetros como a concentração, temperatura, pH, presença de sais no solvente, entre outros (Lapasin; Pricl, 1995a). Quimicamente, os hidrocoloides são formados por cadeias longas, sendo assim polímeros de alto peso molecular que possuem a capacidade de formar dispersões em água, originando sistemas coloidais com diferentes estruturas. Cada molécula polimérica dissolvida de um hidrocoloide interage fortemente por meio de ligações de hidrogênio com as moléculas de água ao seu redor, assim como com outras moléculas vizinhas do próprio hidrocoloide (Grisel *et al.*, 2015; Lapasin; Pricl, 1995b). Devido à tendência dessas grandes macromoléculas hidrofílicas de se sobreporem e se unirem em redes entrelaçadas, a maioria dos hidrocoloides tem a capacidade de atuar como modificadores de viscosidade e espessantes em meios aquosos, mesmo em concentrações relativamente baixas. A presença de muitos grupos hidroxila (-OH) em suas estruturas aumenta significativamente a afinidade pela adsorção de água, o que os torna hidrofílicos. Em concentrações suficientemente elevadas, os hidrocoloides se entrelaçam, formando redes tridimensionais que alteram suas propriedades reológicas (estrutura de gel) (Razavi; Irani, 2019). Quando moléculas de diferentes hidrocolóides interagem, elas formam associações por meio de interações intermoleculares. No caso da goma xantana e da goma guar, suas estruturas e tamanhos distintos levam à formação de estruturas híbridas com propriedades modificadas que nenhum dos hidrocolóides conseguiria alcançar individualmente. Esse fenômeno é conhecido como sinergia. Ele se manifesta em propriedades físicas, como aumento da viscosidade ou maior resistência do gel, além do que seria esperado de cada hidrocolóide isoladamente alone (Hayati; Ching; Rozaini, 2016; Ramos; Hernández, 2020). No entanto, conforme relatado por Grisel, Aguni, et al. (Grisel *et al.*, 2015), mudanças no comportamento reológico desses sistemas podem surgir devido às diferenças nas conformações estruturais dos hidrocolóides, principalmente em relação ao peso molecular e à distribuição das cadeias laterais tanto na goma xantana quanto na goma guar. O mecanismo subjacente à sua interação ainda não está completamente claro, pois a interação da goma xantana com diferentes galactomananas (como a goma guar e a goma de alfarroba – LBG) pode ser explicada por múltiplos mecanismos, o que adiciona complexidade ao sistema. Estudos anteriores relataram que misturas binárias e ternárias de GX e GG com até 50% de GX apresentam regiões de alto comportamento viscoelástico (Ramos-Maldonado; Hernández-Montoya; Rojas-Reyes, 2023). As proporções ideais de gomas para interações sinérgicas são de aproximadamente 80:20 de goma guar para goma xantana (Phillips; Williams, 2009). Dessa forma, os fluidos de perfuração inhibidos desenvolvidos neste estudo foram formulados com o propósito de investigar os efeitos sinérgicos entre diferentes hidrocolóides, visando compreender de que maneira essas interações influenciam o comportamento viscoelástico e a estabilidade reológica dos sistemas aplicados à perfuração.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

As seguintes matérias-primas foram utilizadas neste estudo para a formulação de soluções aquosas e de fluido de perfuração à base de água: goma xantana 200 mesh, fabricada pela Deosen Biochemical Ltd. (China) e fornecida pela Labsynth Ltda (Brasil); goma guar 200 mesh, também fornecida pela Labsynth Ltda; carboximetilcelulose de sódio Denvercel PPS 6000, adquirida da Denver Especialidades Químicas (Brasil); bentonita Bentonil API, fornecida pela Clariant (Brasil); além de cloreto de sódio grau industrial (sem adição de iodo), cloreto de potássio grau purificado e bicarbonato de sódio, todos adquiridos da Cloroquímica (Brasil).

Os fluidos de perfuração foram preparados com 0,55% em peso de hidrocolóides na formulação. A mistura binária foi composta por 20% de goma xantana (GX) e 80% de goma guar (GG), enquanto a mistura ternária foi formulada com 20% de GX, 60% de GG e 20% de carboximetilcelulose (CMC).

A preparação dos fluidos de perfuração seguiu o procedimento estabelecido pela norma API 13A para fluidos inibidos à base de água. Inicialmente, 358 g de salmoura (com concentração de 42 g/L de NaCl) foram colocados em um misturador Hamilton Beach HMD-200. Com a agitação ligada, foram adicionados sequencialmente o cloreto de potássio, o bicarbonato de sódio e a bentonita, respeitando-se tempos de adição previamente definidos. Em seguida, o hidrocoloide foi incorporado à mistura, mantendo-se a agitação por 20 minutos e realizando-se a limpeza periódica do recipiente. A amostra preparada foi então armazenada por 16 horas em recipiente fechado. Antes das análises reológicas, a amostra foi homogeneizada por 5 minutos.

As análises reológicas, tanto rotacionais quanto oscilatórias, foram realizadas utilizando o reômetro Haake MARS-III com geometria de cilindros concêntricos (CC26), composto por cilindro de 26 mm de diâmetro e copo ranhurado de 27 mm de diâmetro. Os testes foram conduzidos sob as seguintes condições:

Curva de escoamento: As curvas foram obtidas em 15 diferentes taxas de cisalhamento, variando de 1020 a 0,01 s^{-1}. Para cada taxa, foram coletadas 120 leituras (1 por segundo). O software do reômetro forneceu os dados de taxa de cisalhamento, tensão de cisalhamento e viscosidade aparente. O comportamento reológico dos fluidos foi ajustado ao modelo da lei da potência ou modelo de Cross com base nos dados experimentais obtidos:

Lei de potência: $$\eta = k\dot{\gamma}^{n-1} \quad (1)$$

Modelo de Cross: $$\eta = \eta_{\infty} + \frac{\eta_0 - \eta_{\infty}}{1 + (\lambda_{Cr}\dot{\gamma})^n} \quad (2)$$

Onde η é a viscosidade em uma determinada taxa de cisalhamento. Na Eq. 1, k é o índice de consistência [mPa·s^n] e n é o índice de comportamento de escoamento (n<1 corresponde a um comportamento pseudoplástico, n>1

ISBN: 978-65-5222-057-8

corresponde a um comportamento dilatante, e n=1 corresponde a um comportamento Newtoniano). Na Eq. 2, η_0 e η_∞ são os valores assintóticos da viscosidade nas taxas de cisalhamento zero e infinita respectivamente [mPa·s], λ_{Cr} é uma constante com dimensão de tempo [s] e n é uma constante adimensional que indica o grau de dependência da viscosidade em relação à taxa de cisalhamento na região pseudoplástica. Um valor de n igual a 0 indica comportamento Newtoniano e com n tendendo a 1, o comportamento é crescentemente pseudoplástico. O recíproco da constante de tempo, $1/\lambda_{Cr}$, corresponde a uma taxa de cisalhamento crítica que fornece um indicador útil do início do afinamento por cisalhamento.

Rampa de tensão de cisalhamento controlada: O teste consistiu no aumento logarítmico da tensão de cisalhamento de 0,01 a 50 Pa, com 20 pontos de dados registrados por década e medições realizadas a cada 10 segundos, totalizando 74 pontos coletados. A variável de resposta medida foi a deformação. Para análise dos resultados obtidos, a tensão de cisalhamento e a deformação foram convertidas para um diagrama log/log e o ponto de escoamento foi determinado pelo método da interseção de tangentes.

Varredura de amplitude: A varredura de amplitude com deformação controlada foi realizada a 25 °C em uma faixa de deformação (γ) entre 0,1 e 1000 %, com uma frequência angular constante (ω) de 6,28 rad/s (f = 1 Hz), sendo coletados 10 pontos de dados por década.

Varredura de frequência: A varredura de frequência foi realizada a 25 °C em uma faixa de frequência angular (ω) entre 100 e 0,1 rad/s, com deformação constante (γ) de 1 %. Foram coletados 6 pontos por década. O software do reômetro forneceu o módulo elástico (G') e módulo viscoso (G").

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Na Figura 1 são apresentados os dados experimentais obtidos para determinar a curva de viscosidade dos fluidos de perfuração inibidos preparados com três hidrocolóides diferentes: goma xantana (GX), goma guar (GG) e carboximetilcelulose (CMC), uma mistura binária composta por GX-GG e uma mistura ternária composta por GX-GG-CMC. Em todos os casos, observa-se um comportamento pseudoplástico, no qual a viscosidade diminui à medida que a taxa de cisalhamento aumenta. As linhas pontilhadas representam os modelos reológicos que melhor se ajustam a cada fluido.

Para o fluido preparado com GX, o modelo que melhor descreve o comportamento reológico é o modelo da lei da potência, pois ambos apresentam uma diminuição logarítmica da viscosidade em função da taxa de cisalhamento. Os parâmetros obtidos para esse modelo indicam valores de consistência de 5542,7 mPa·s^n, respectivamente, e um expoente n de 0,171 com um coeficiente de determinação $R^2 > 0,999$ confirmando a boa qualidade do ajuste.

ISBN: 978-65-5222-057-8

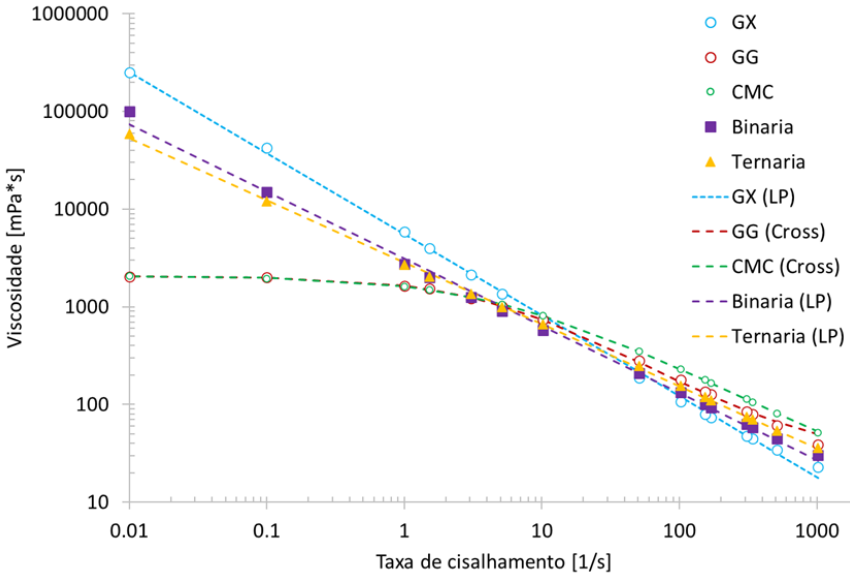


Figura 1. Curva de viscosidade para os fluidos de perfuração preparados com GX, GG e CMC, assim como as misturas binária e ternária. Nas linhas pontilhadas, são mostrados os modelos de viscosidade adequados para cada fluido (Lei de Potência ou Modelo de Cross).

Por outro lado, os fluidos com GG e CMC, exibem uma região newtoniana em baixas taxas de cisalhamento, caracterizada por uma viscosidade constante. Em seguida, observa-se a redução da viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento. Diante desse comportamento, o modelo de Cross foi o que melhor se ajustou aos dados experimentais dessas formulações, como é observado na Tabela 1. No caso da GG e CMC, os parâmetros do modelo Cross indicam uma viscosidade zero-shear (η_0) de 2060,9 mPa·s e 2089,5 mPa·s respectivamente. Além disso, os tempos característicos de relaxamento do modelo de Cross (λ_{Cr}) para a GG de 0,21 e para a CMC de 0,19 s mostram que os fluidos apresentam uma resposta mais rápida às deformações aplicadas, associada a uma estrutura menos coesa. Os altos valores de R^2 (> 0,994) confirmam que o modelo de Cross é altamente representativo para descrever esse comportamento. Respeito ao comportamento das misturas binária e ternária, observa-se uma tendência semelhante àquela apresentada pela goma xantana, sendo o modelo da lei da potência o mais adequado para descrever o escoamento desses fluidos (Khalil; Mohamed Jan, 2012). Isso é particularmente relevante, considerando que a proporção de GX é relativamente baixa em ambas as misturas. Os parâmetros reológicos obtidos para o modelo da lei da potência indicam valores de consistência de 3109,3 mPa·s^n e 2866,7 mPa·s^n, e índices de comportamento de escoamento (n) de 0,313 e 0,365 para as misturas binária e ternária, respectivamente. Os elevados coeficientes de determinação (R^2 = 0,9968 e R^2 = 0,9991) confirmam a qualidade do ajuste e reforçam a adequação do modelo para essas formulações. Esses resultados sugerem a ocorrência de um comportamento sinérgico na estrutura do fluido, promovido pela interação entre os hidrocolóides. A combinação dos diferentes polímeros parece favorecer a formação de uma rede estrutural que contribui para as propriedades reológicas observadas, mesmo quando a goma xantana está presente em menor proporção.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1. Coeficientes dos modelos de Lei de Potência e Cross para os fluidos de perfuração preparados com GX, GG, CMC e as misturas binária e ternária.

Modelo	Parâmetro	GX	GG	CMC	Binária	Ternária
Lei de Potência	$k\ [mPa*s^n]$	5542,7	1046,1	1103,6	3109,3	2866,7
	$n\ [adim]$	0,171	0,607	0,642	0,313	0,365
	R^2	0,9996	0,6966	0,7039	0,9968	0,9991
Cross	$\eta_0\ [mPa*s]$	---	2060,9	2089,5	---	---
	$\eta_\infty\ [mPa*s]$	---	28,48	6,77	---	---
	$\lambda_{Cr}\ [s]$	---	0,21	0,19	---	---
	$n\ [adim]$	---	0,849	0,722	---	---
	R^2	---	0,9998	0,9999	---	---

Em estudos anteriores realizados (Ramos Maldonado, 2020), foi observado que hidrocolóides que apresentam viscosidades elevadas em baixas taxas de cisalhamento (acima da ordem de 10^5 mPa·s) podem manifestar a presença de uma tensão limite de escoamento (*yield stress*). Considerando que as misturas binária e ternária apresentaram viscosidades nessa faixa, foi realizada uma rampa de tensão de cisalhamento em função da deformação, com o objetivo de investigar o surgimento desse comportamento nos sistemas formulados. A rampa de tensão de cisalhamento em função da deformação é mostrada na Figura 2. Nesta curva, a tensão limite de escoamento pode ser identificado no ponto em que a deformação aumenta subitamente ou ocorre uma mudança significativa na inclinação da curva. Observa-se que o fluido preparado com GX, assim como as misturas binária e ternária, apresenta valores definidos de tensão limite de escoamento, de aproximadamente 12,2 Pa, 14,0 Pa e 7,0 Pa, respectivamente. Por outro lado, no fluido formulado com GG, não se verifica uma alteração pronunciada na inclinação da curva, o que indica a ausência de um comportamento típico de escoamento plástico. No caso da CMC, observa-se uma leve mudança na inclinação entre 0,6 e 2 Pa, embora essa transição não ocorra de forma linear. Esse comportamento sugere uma possível interação entre a CMC e os aditivos presentes no sistema. Sabe-se que a CMC, por ser um polieletrólito aniônico, pode interagir com argilas como a bentonita, promovendo a formação de estruturas físicas (Menezes *et al.,* 2010). Embora, neste caso, a estrutura gerada pareça ser frágil, essa interação pode ter contribuído para a variação observada no comportamento reológico. A mistura binária apresentou um aumento na tensão limite de escoamento, possivelmente associado a um efeito sinérgico entre os hidrocolóides, mesmo com uma proporção reduzida de goma xantana na formulação. Esse resultado indica que pequenas quantidades de GX podem exercer influência significativa na estrutura do fluido quando combinadas com outros polímeros. No caso da mistura ternária, comportamento viscoplástico é particularmente relevante. Como mostrado na Figura 2, observa-se uma leve inflexão na curva em torno de 2 Pa, seguida por um aumento logarítmico da deformação a partir de aproximadamente 7 Pa, sugerindo a presença de uma tensão limite de escoamento. A primeira inflexão pode estar associada à presença da CMC, cuja interação com a bentonita, embora possível, parece ser menos expressiva devido à sua menor contribuição relativa na mistura. Esses resultados reforçam a complexidade das interações estruturais entre

ISBN: 978-65-5222-057-8

os hidrocolóides e os demais componentes do sistema,evidenciando como a combinação de diferentes macromoléculas pode influenciar de maneira marcante as propriedades reológicas dos fluidos formulados.

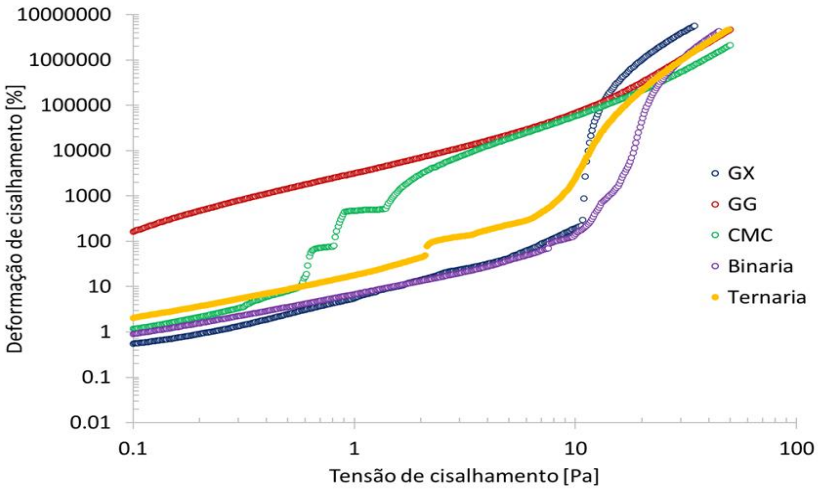


Figura 2. Rampa de tensão de cisalhamento controlada para os fluidos de perfuração preparados com GX, GG, CMC e as misturas binária e ternária.

Os ensaios de amplitude com deformação controlada foram realizados para determinar o comportamento viscoelástico por meio dos módulos elástico (G') e viscoso (G") dos fluidos preparados com GX, GG, CMC e as misturas binária e ternária. Conforme mostrado na Figura 3, todos os fluidos apresentaram uma região linear viscoelástica em baixos níveis de deformação, com valores praticamente constantes de G' e G" entre 0,1% e 10%. No entanto, foram observadas diferenças significativas nos valores dos módulos dentro desse intervalo. O fluido preparado com GX apresentou comportamento predominantemente elástico, com G' significativamente maior que G", registrando valores aproximados de 18 Pa para G' e 4,5 Pa para G", respectivamente. Em contraste, o fluido formulado com GG exibiu comportamento majoritariamente viscoso, com G" superior a G', com valores em torno de 4,9 Pa para G" e 3,6 Pa para G'. Já o fluido com CMC mostrou um perfil semelhante ao da GG, com G" também superior a G', apresentando cerca de 5,3 Pa para G" e 3,5 Pa para G'. No caso das misturas, tanto a binária quanto a ternária apresentaram um comportamento mais equilibrado entre os módulos elástico e viscoso, refletindo uma estrutura interna mais complexa. A mistura binária registrou, em baixas deformações, valores de aproximadamente 6,9 Pa para G' e 5,0 Pa para G", indicando uma leve dominância do componente elástico. Observa-se ainda que esta mistura manteve estabilidade na razão G'/G" em uma faixa mais ampla de deformações, entre 10% e 100%, sugerindo uma maior resistência estrutural sob deformações crescentes. O ponto de cruzamento entre G' e G" (indicativo da transição do comportamento predominantemente elástico para viscoso) ocorreu em torno de 300% de deformação. Já a mistura ternária apresentou valores iniciais próximos aos da binária, com G' de cerca de 7,2 Pa e G" de 5,3 Pa, também evidenciando predominância elástica em baixas deformações. No entanto, diferentemente da mistura binária, observou-se um decréscimo

ISBN: 978-65-5222-057-8

contínuo de G' na faixa entre 10% e 100% de deformação, indicando uma perda gradual de estrutura. O ponto de cruzamento G'=G" foi identificado em uma deformação de aproximadamente 120%, revelando uma transição mais precoce para o comportamento viscoso. Esses resultados sugerem que a mistura ternária possui uma estrutura menos resistente a deformações intensas, possivelmente devido à natureza das interações entre os hidrocolóides presentes.

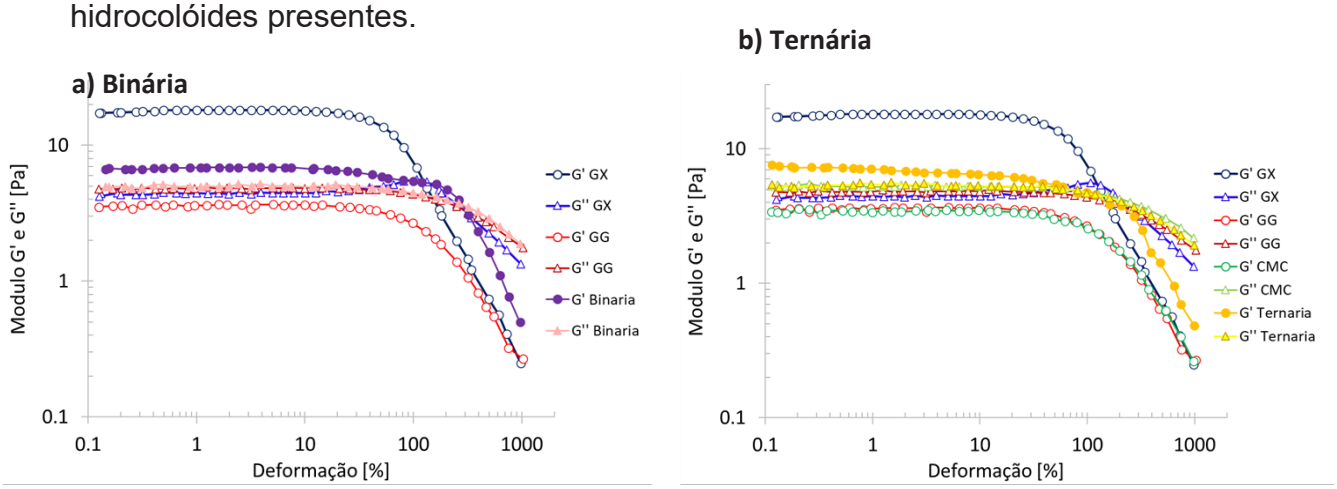


Figura 3. Comportamento viscoelástico em função da deformação dos fluidos de perfuração preparados com misturas binárias e ternárias.

Na Figura 4 é mostrado o comportamento dos módulos elástico e viscoso em função da frequência angular dos fluidos de perfuração. A GX apresentou comportamento predominantemente elástico em toda a faixa de frequência analisada. A relação entre o módulo de armazenamento (G′) e o módulo de perda (G″) manteve-se praticamente constante, com G′ sendo quase cinco vezes maior que G″ no fluido de perfuração, o que evidencia a predominância das propriedades elásticas nesse material. Em contraste, a GG e a CMC mostraram um perfil distinto. Em altas frequências, os módulos G′ e G″ foram similares, indicando um equilíbrio entre os comportamentos elástico e viscoso. O ponto de cruzamento entre G′ e G″ ocorreu em torno de 15 rad/s para a GG e 30 rad/s para a CMC marcando a transição entre os regimes elástico e viscoso. Abaixo dessas frequências, G″ passou a predominar, caracterizando um comportamento mais fluido. Esse ponto permite estimar o tempo de relaxamento (λ) segundo o modelo de Maxwell, sendo de aproximadamente 0,07 s para a GG e 0,03 s para o fluido com CMC. O baixo valor de λ sugere que a GG e CMC respondem rapidamente às deformações, comportando-se de forma suave sob esforços prolongados. Para a mistura binária, tanto G′ quanto G″ diminuem gradualmente à medida que a frequência também diminui. No entanto, não se observa cruzamento entre as curvas dos módulos dentro da faixa de frequência avaliada, mantendo-se o módulo elástico ligeiramente superior ao viscoso em todo o intervalo. Comportamento semelhante foi observado para a mistura ternária, embora a inclinação das curvas em função da frequência tenha sido um pouco mais acentuada, indicando uma maior dependência da resposta viscoelástica nessa formulação. Em ambos os casos, o fato de G′ se manter superior a G″ indica que os fluidos preparados com misturas binária e ternária, mesmo contendo baixa proporção de GX, apresentam um comportamento

ISBN: 978-65-5222-057-8

sinérgico na viscoelasticidade. Essa sinergia é particularmente relevante considerando que se trata de fluidos de perfuração inibidos, onde a presença combinada dos hidrocolóides contribui para uma maior estabilidade do comportamento viscoelástico em comparação com os fluidos preparados com um único hidrocolóide.

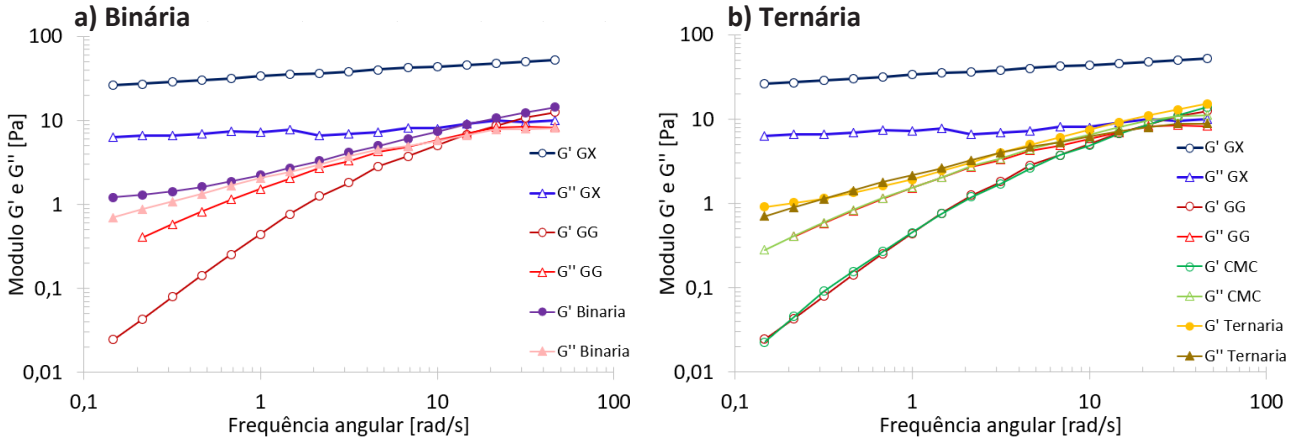


Figura 4. Comportamento viscoelástico em função da frequência dos fluidos de perfuração preparados com os hidrocolóides e as misturas binária e ternária.

CONCLUSÕES

Este estudo avaliou o comportamento reológico de fluidos de perfuração à base de água formulados com diferentes hidrocolóides, incluindo misturas binária (goma xantana e goma guar) e ternária (goma xantana, goma guar e carboximetilcelulose). Os fluidos apresentaram comportamento pseudoplástico, facilitando o escoamento em altas taxas de cisalhamento, o que é desejável para aplicações em perfuração.

A mistura binária mostrou uma estrutura em gel bem definida, evidenciada por um ponto de escoamento claro e uma resposta predominantemente sólida nas análises viscoelásticas, indicando uma rede interna coesa e resistente. Já a mistura ternária, ao incorporar a carboximetilcelulose, apresentou maior fluidez e flexibilidade estrutural, com uma transição mais suave do comportamento elástico para o viscoso e um ponto de escoamento menos definido, o que pode ser vantajoso para aplicações que requerem maior adaptabilidade do fluido.

Os resultados indicam que a combinação sinérgica dos hidrocolóides permite ajustar finamente as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração, possibilitando a customização conforme as necessidades operacionais específicas, seja priorizando estabilidade estrutural ou maior fluidez. Os modelos reológicos utilizados descreveram adequadamente o comportamento dos fluidos, confirmando a validade das abordagens experimentais.

Portanto, as misturas de hidrocolóides estudadas oferecem soluções ecológicas e eficazes para otimizar o desempenho de fluidos de perfuração à base de água, contribuindo para a estabilidade do poço e o transporte eficiente dos cascalhos durante a perfuração.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GRISEL, Michel *et al.* Impact of fine structure of galactomannans on their interactions with xanthan: Two co-existing mechanisms to explain the synergy. Food Hydrocolloids, [*s. l.*], v. 51, p. 449–458, 2015.

HAYATI, Ibrahim Nor; CHING, Cheong Wai; ROZAINI, Mohd Zul Helmi. Flow properties of o/w emulsions as affected by xanthan gum, guar gum and carboxymethyl cellulose interactions studied by a mixture regression modelling. Food Hydrocolloids, [*s. l.*], v. 53, p. 199–208, 2016.

KHALIL, Munawar; MOHAMED JAN, Badrul. Herschel-Bulkley rheological parameters of a novel environmentally friendly lightweight biopolymer drilling fluid from xanthan gum and starch. Journal of Applied Polymer Science, [*s. l.*], v. 124, n. 1, p. 595–606, 2012.

LAPASIN, Romano; PRICL, Sabrina. Rheology of Industrial Polysaccharides: Theory and Applications. Rheology of Industrial Polysaccharides: Theory and Applications, [*s. l.*], 1995a.

LAPASIN, Romano; PRICL, Sabrina. The polysaccharides: sources and structures. Rheology of Industrial Polysaccharides: Theory and Applications, [*s. l.*], p. 1–133, 1995b.

MENEZES, R.R. *et al.* Use of statistical design to study the influence of CMC on the rheological properties of bentonite dispersions for water-based drilling fluids. Applied Clay Science, [*s. l.*], v. 49, n. 1–2, p. 13–20, 2010.

PHILLIPS, G.; WILLIAMS, P. Handbook of Hydrocolloids. [*S. l.*]: Woodhead Publishing, 2009.

RAMOS, Fabian; HERNÁNDEZ, Isabel. Synergic Effects on the Viscosity of Sodium Carboxymethylcellulose in Mixtures with Xanthan, Guar and Tara Gum. Springer Proceedings in Materials, [*s. l.*], p. 113–117, 2020.

RAMOS MALDONADO, Fabian. Estudio del comportamiento reológico de la goma de celulosa, goma xantana y goma guar y sus interacciones en mezclas binarias y ternarias en disoluciones acuosas a diferentes condiciones del medio. 2020. 1–111 f. - Universidad Nacional de Colombia, Medellin, 2020.

RAMOS-MALDONADO, Fabian; HERNÁNDEZ-MONTOYA, Isabel; ROJAS-REYES, Néstor. Rheological modeling of cellulose gum, xanthan gum, and guar gum mixtures in aqueous solutions. DYNA, [*s. l.*], v. 90, n. 229, p. 66–74, 2023.

RAZAVI, Seyed Mohammad Ali; IRANI, Mahdi. Rheology of Food Gum. Reference Series in Phytochemistry, [*s. l.*], p. 1959–1985, 2019.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RHEOLOGICAL EVALUATION OF WATER-BASED DRILLING FLUIDS CONTAINING TETRAPOLYMER-AL_2O_3 NANOCOMPOSITE AT DIFFERENT AGING TEMPERATURES

Venâncio José dos Santos Neto[1], Felipe Travassos Oliveira[2], Luciana S. Spinelli[3]

1Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto de Macromoléculas Professora Eloísa Mano, vnancio.cnh@gmail.com, spinelli@ima.ufrj.br, 2Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Estado do Rio de Janeiro, felipefreitasrj8@hotmail.com, 3Programa de Engenharia da Nanotecnologia/Coordenação dos Programas de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, luspinelliferr@gmail.com

ABSTRACT

Aqueous drilling fluids are used in the drilling of wells in Brazil and around the world, in some phases of drilling where low temperatures are used, as they contain thermosensitive materials. Research is therefore needed to increase the thermal stability of the materials that make up these aqueous fluids. One of the advances in this respect has been the application of nanoparticles directly in the drilling fluid or as nanocargoes in composite materials, which help to preserve the fluid's properties in severe well conditions. Therefore, the aim of this work is to verify the maintenance of the rheological and gelling properties of water-based fluids containing tetrapolymer-$Al2O_3$ nanocomposites. The synthesis of the nanocomposites was carried out in previous work using two methodologies: in situ polymerization addition and post-polymerization addition. Both methodologies are adaptations of the AADA tetrapolymer synthesis found in the literature, which uses acrylamide, 2-acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid, dimethyl diallyl ammonium chloride and acrylic acid as monomers. Characterization of the nanocomposites using FTIR and MET confirmed their synthesis. The rheological evaluations of the water-based fluids containing the two types of nanocomposites were carried out in a Fann viscometer without aging and with aging at 70 and 90ºC in a rolling oven, following the API 13-1B standard. The presence of the $Al2O_3$ nanoparticle in the AADA tetrapolymer led to the maintenance of the rheological and gelling properties, especially after aging at both 70°C and 90°C, which improves the condition of the rheological properties of fluids containing pure AADA. The new material therefore helps to ensure that the water-based fluid can be reused in the well before its properties are drastically altered and it has to be disposed of.

Keywords: nanocomposite, aluminum oxide nanoparticle, drilling fluid

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Oil and gas remain the main global energy sources, with growing demand (GAO *et al*., 2018). Well drilling requires drilling fluids, which are multiphase systems classified as oil-based, water-based, or gas-based (BOURGOYNE *et al*., 1991; CAENN *et al*., 2011). Their functions include lubrication, bit cooling, cuttings suspension, and wellbore stabilization. Oil-based fluids have been widely used due to their effectiveness in inhibiting clay swelling (ABDUO *et al*., 2016; ALSABA *et al*., 2020), but their environmental impact has led to increasing interest in the development of water-based fluids.

The addition of polymers to fluid formulations aims to adjust the viscosity for the desired application; however, limitations at high temperatures and salinity are noticeable (ANAWE and JOHNSON, 2018; MEDHI *et al*., 2020). As an alternative to these limitations, new polymeric structures have been developed, such as the tetrapolymer formed by acrylamide, 2-acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid (AMPS), diallyldimethylammonium chloride (DADMAC), and acrylic acid (AADA), which exhibit high thermal resistance and desirable solubility (BRASIL *et al*., 2022).

Nanotechnology also stands out, through the application of nanoparticles such as nanosilica, iron oxide, and graphene oxide to improve fluid properties (JUNG *et al*., 2013; ISMAIL et al., 2016; RANA *et al*., 2020). Combinations of nanoparticles with polymer matrices have also been developed, such as (i) titanium dioxide with polyacrylamide, or (ii) nanosilica with N-isopropylacrylamide, improving the thermal and filtration properties of fluids (Sadeghalvaad and Sabbaghi, 2015; CHENG *et al*., 2022).

Thus, the objective of this work is to evaluate the performance of water-based drilling fluids doped with Al_2O_3 nanocomposite and AADA tetrapolymer, at different aging temperatures (70°C and 90°C).

METHODOLOGY

The nanocomposites were synthesized using two different nanoparticle concentrations (0.5% and 1% w/w) and two distinct incorporation methods (in situ addition and post-polymerization addition). For fluid formulation, a standard water-based formulation containing xanthan gum, hydroxypropylamide (HPA), lubricant, barite, NaOH, and defoamer was used, where the nanocomposite at 1% w/v was added as a new additive along with the conventional additives.

The products were added to water under vigorous stirring (15,000 RPM) using a Hamilton Beach mixer, with the nanocomposite being the first material stirred in water until complete dissolution (approximately 10 minutes). The solid additives

ISBN: 978-65-5222-057-8

were then added, each stirred for 10 minutes, followed by the liquid additives, each stirred for 5 minutes.

With the fluid prepared, it was evaluated following the API 13B-1 standard for density, using a mud balance, and rheological properties, using a FANN model 35A viscometer. These analyses were conducted before and after aging in a rolling oven to study the effect of temperature on fluid performance compared to the standard fluid and the fluid containing only the AADA tetrapolymer. The aging process aims to simulate the use of the fluid in the oil well, and for this purpose, the fluids were heated at 70°C and 90°C for 16 hours in a rolling oven.

Rheological evaluation was performed at different shear rates: 600, 300, 200, 100, 6, and 3 rpm. From these readings, apparent viscosity (μa), plastic viscosity (μp), yield point (yp), initial gel strength, and final gel strength were determined.

RESULTS AND DISCUSSION

The syntheses produced materials named according to the concentration and incorporation method, along with the term “env” for aged fluids, such as 0.5% in situ and 0.5% in situ env. Fluids containing these nanocomposites were formulated and first evaluated for density, followed by rheological parameters.

The density results (Table 1) showed that the addition of the new material did not significantly affect the fluid weight, remaining within the API-specified range (9 to 10 lb/gal). The same behavior was observed after aging of the fluids containing nanocomposites.

Table 1: Density values of fluids before and after aging at 70°C.

AMOSTRA	DENSITY (lb/gl)
0,5% *in situ*	9.3
0,5% *in situ aged*	9.3
0,5% post	9.2
0,5% post aged	9.2
1% *in situ*	9.2
1% *in situ aged*	9
1% post	9
1% post aged	9.5
Standard Fluid	8.9
Standard aged	9.3
AADA	9

ISBN: 978-65-5222-057-8

100 aged	9.3

Density is a critical parameter to ensure the proper maintenance of hydrostatic pressure in the well, preventing formation collapse. This stability is particularly relevant as it indicates that the new material does not compromise one of the fundamental properties for operational safety.
The results of the evaluated rheological parameters are presented in Figures 1 to 4.

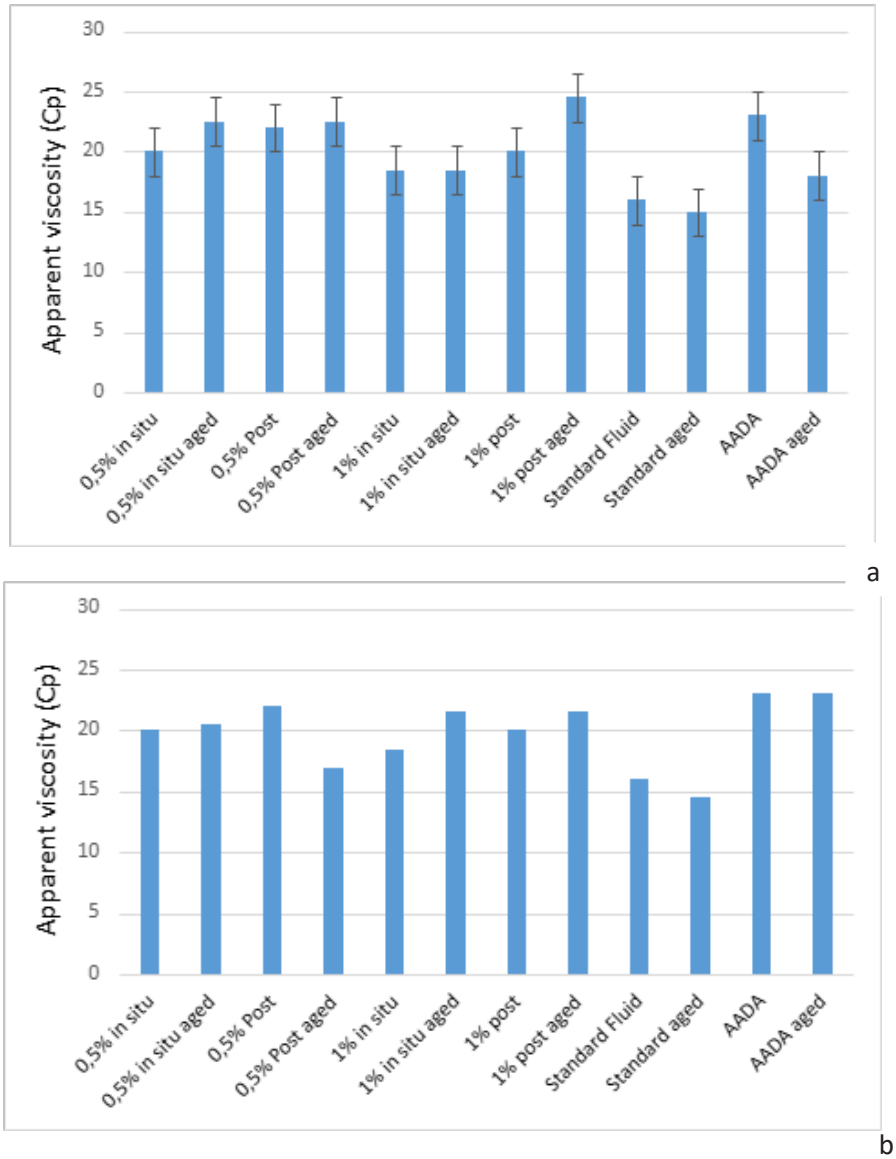


Figure 1: Apparent viscosity of fluids containing 1% w/v nanocomposites before and after aging at 70°C (a) and 90°C (b).

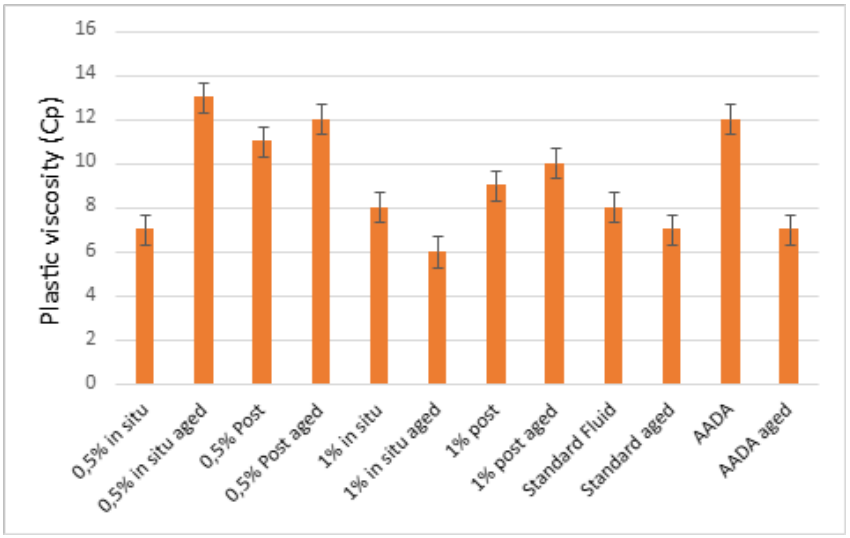
Figure 1a shows that, for most of the evaluated fluids, the presence of AADA and the incorporation of the nanofiller significantly increased the apparent viscosity compared to the standard (commercial) fluid. However, increasing the concentration of aluminum oxide in the nanocomposite did not result in significant

ISBN: 978-65-5222-057-8

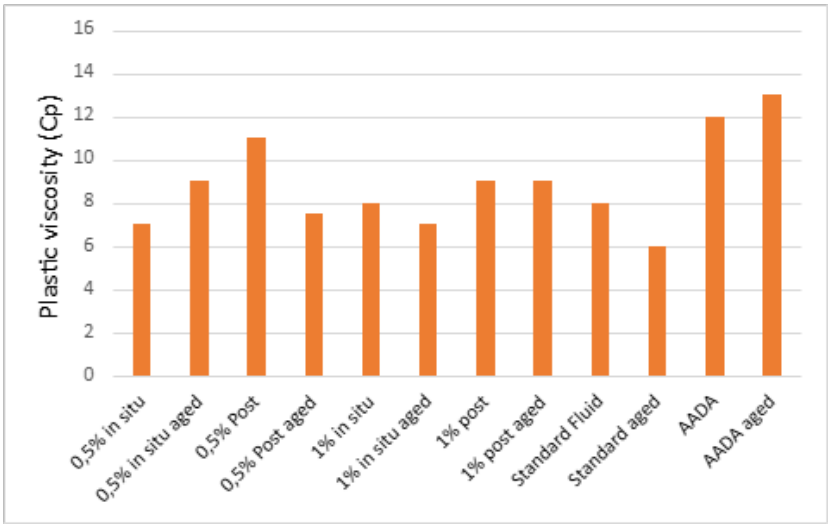
variations in this property. Indicating that even the lowest Al_2O_3 concentration (0.5% w/w) already exerts some influence on the rheological behavior of the fluids.

In the fluids without nanocomposite, aging caused a decrease in apparent viscosity, especially in the fluid containing the AADA tetrapolymer, where the value dropped from 23 cP to 18 cP. On the other hand, in the fluids containing nanocomposites — regardless of nanoparticle concentration — the viscosity remained stable after aging. This behavior demonstrates that the nanostructure contributes to viscosity preservation under heating.

After aging at 90°C (Figure 1b), the presence of the nanofiller did not enhance the action of the AADA tetrapolymer; in many cases, it maintained viscosity stability.



a

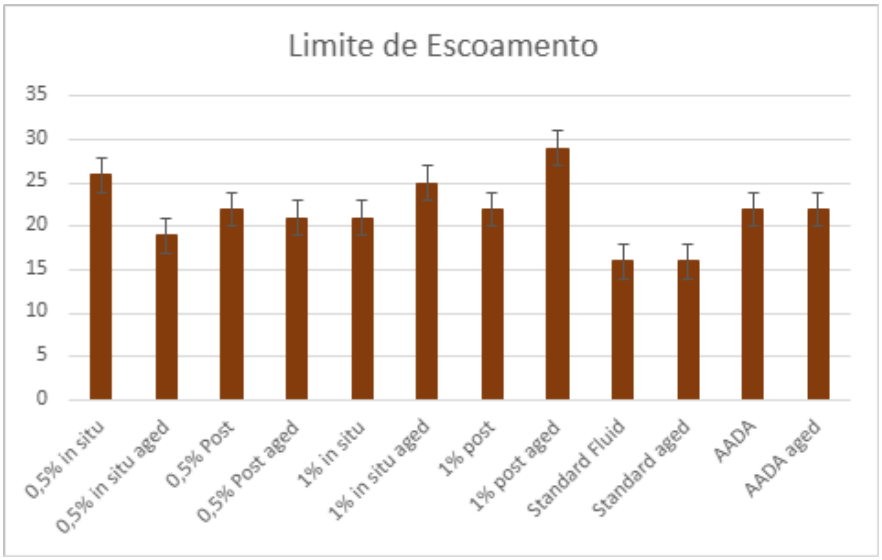


b

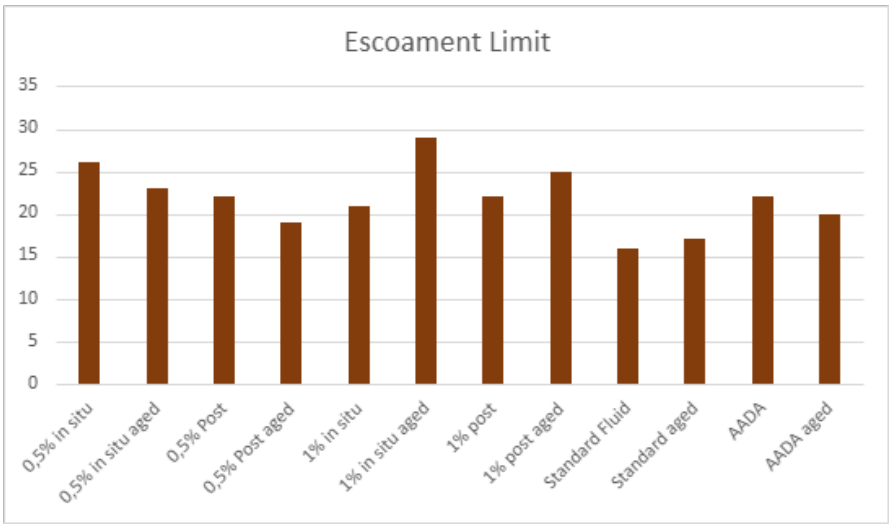
Figure 2: Plastic viscosity of fluids containing 1% w/v nanocomposites before and after aging at 70°C (a) and 90°C (b).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figure 2a presents the plastic viscosity results obtained through rheological tests. All samples showed performance within API specifications (PV ≥ 4). Comparing the fluids before aging, it is observed that the fluid with nanocomposite incorporated via in situ method exhibited a slightly lower plastic viscosity than the standard fluid. On the other hand, the fluid with post-reaction addition showed stability in plastic viscosity after aging. After aging at 90°C (Figure 2b), a behavior similar to that observed for apparent viscosity occurred, with a decrease in viscosity values; however, these remained within the limits established by API 13B.



a



b

Figure 3: Yield point of fluids containing 1% w/v nanocomposites before and after aging at 70° C (a) and 90°C (b).

The yield point is a parameter that indicates the fluid's resistance to initiate flow. According to the performance of the fluids shown in Figure 3, it is observed

ISBN: 978-65-5222-057-8

that aging did not significantly affect the fluid's resistance to flow. This behavior is noted in all samples; however, the fluids containing the nanostructured material and the tetrapolymer showed higher values compared to the standard fluid, indicating a greater capacity to transport cuttings from the bottom to the surface of the well, while the presence of the nanocomposite did not significantly enhance this property compared to the fluid with AADA. This occurred at both aging temperatures, 70°C and 90°C, with values showing a slight increase at the higher temperature.In order to evaluate whether the fluids would be capable of keeping the cuttings in suspension in the absence of shear, their gelation capacity was assessed at both aging temperatures (Figure 4).

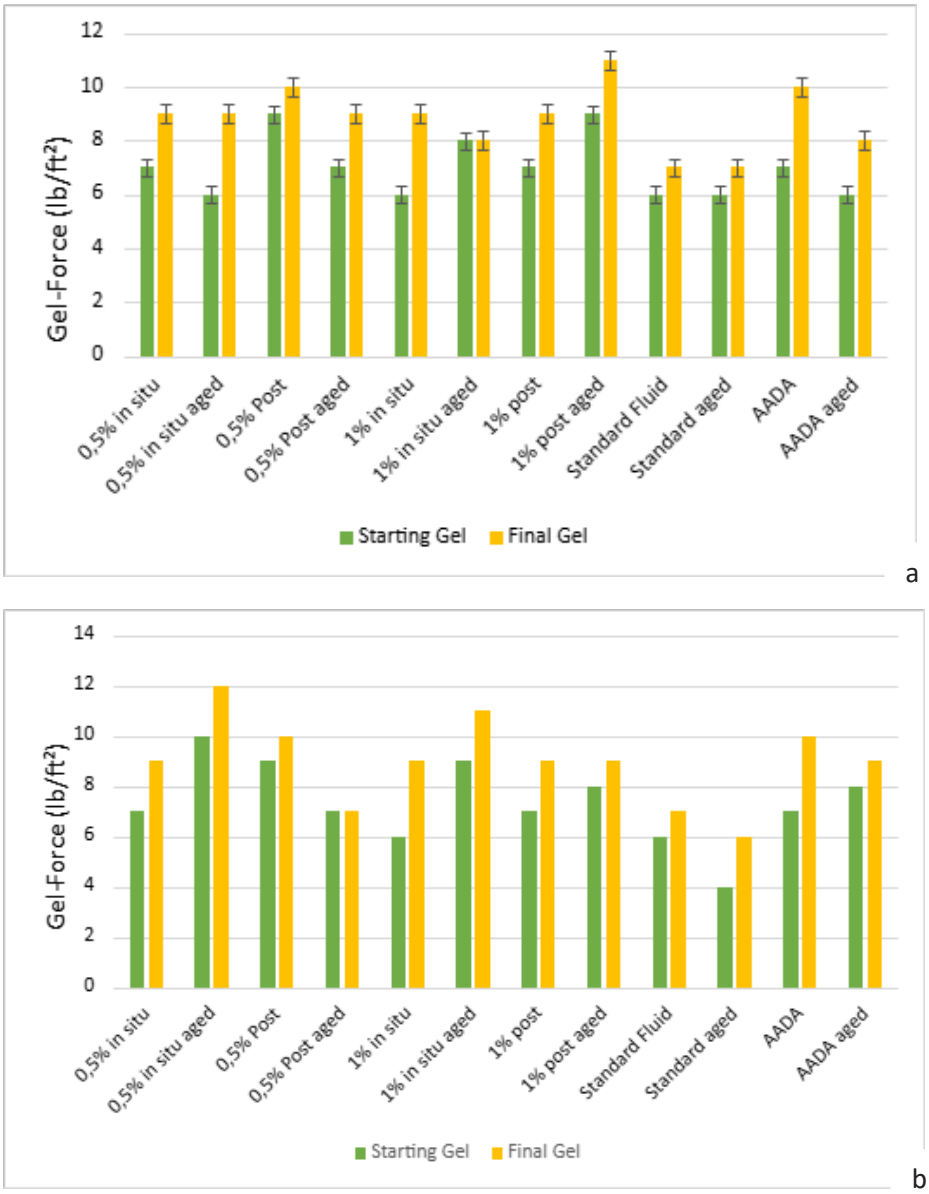


Figure 1: Values of gel-strength of 1% m/v nanocomposites fluids before and after 70°C (a) and 90°C (b) aging.

ISBN: 978-65-5222-057-8

The initial gel strength refers to the fluid's ability to quickly gel after the drill bit is turned off, and for this, values between 3 and 12 lb/100ft² are required according to the API. All the analyzed fluids meet this specification; however, the fluids containing the nanocomposite additive showed higher initial gel strength values compared to the standard fluid, indicating a greater ability to gel quickly.

The final gel strength determines the fluid's capacity to gel over a long period without shear, with the purpose of keeping rock cuttings suspended throughout the wellbore. According to the API, the final gel strength should be between 8 and 20 lb/100ft², which was achieved by all evaluated fluids. The fluids containing the nanocomposite material and AADA obtained higher final gel strength values than the standard fluid, meaning they form stronger gels. However, the fluids containing nanocomposites demonstrated greater stability after aging at both 70°C (Figure 4a) and 90°C (Figure 4b) compared to the fluid containing AADA, showing that the presence of the nanoparticle contributes more to maintaining this property.

In Figure 4b, we observe higher initial and final gel strength values in all fluids prepared with the nanocomposite. API standard 13B-1 states that the fluid should not have an initial gel strength higher than 12 lb/100ft², as it may strain the drill during restart. Therefore, the fluid formulated with 0.5% w/w nanocomposite is the only one that requires attention for being exactly at this limit, but it can still be used without issues. All fluids containing nanocomposites showed satisfactory values, mostly better than the fluid containing only the polymer.

CONCLUSIONS

The incorporation of nanocharges into the AADA tetrapolymer resulted in materials that, overall, improved the properties of water-based drilling fluids when compared to both the standard fluid and the fluid containing pure AADA. In many cases, the nanocharges enhanced the rheological properties; however, further evaluation of the nanocomposite concentration in the fluid formulation is needed, particularly at levels above or below 1% w/v. It is noteworthy that even a concentration as low as 0.5% w/v of nanoparticles yielded favorable results in terms of thermal and structural stability. This low concentration represents both efficiency and cost reduction in the formulation, with minimal compromise in fluid performance. Regarding the aging process, the systems studied with lower concentrations of aluminum oxide in the nanocomposites exhibited stability in apparent viscosity, plastic viscosity, and gel strengths.

ACKNOWLEDGMENTS

CNPq, CAPES, Petrobras.

BIBLIOGRAPHIC REFERENCES

ALSABA, M.; AL MARSHAD, A.; ABBAS, A.; ABDULKAREEM, T.; AL-SHAMMARY, A.; AL-AJMI, M.; KEBEISH, E. Laboratory evaluation to assess the

ISBN: 978-65-5222-057-8

effectiveness of inhibitive nano-water-based drilling fluids for Zubair shale formation. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 10, n. 2, p. 419–428, fev. 2020. DOI: 10.1007/s13202-019-0737-3.

ANAWE, P. A. L.; JOHNSON, F. A. Investigation of the effect of yttrium oxide ( ) nanoparticle on the rheological properties of water based mud under high pressure high temperature (HPHT) environment. **International Journal of Mechanical Engineering and Technology**, v. 9, n. 7, p. 545–559, 2018.

Bourgoyne Jr., A.T., Millheim, K.K., Chenevert, E.M. and Young Jr., F.S. Applied Drilling Engineering. **SPE Textbook Series**, v. 2. Society of Petroleum Engineers, Richardson. 1991.

BRASIL, R. F. et al. Synthesis and characterization of AM/AMPS/DMDAAC/AAC tetrapolymer for application in drilling fluid / Síntese e caracterização do tetrapolímero AM/AMPS/DMDAAC/AAC para aplicação em fluido de perfuração. **Brazilian Journal of Development**, v. 8, n. 2, p. 15042–15051, 25 fev. 2022. DOI: 10.34117/bjdv8n2-430.

CAENN, RYEN; DARLEY, H. C. H.; GRAY, GEORGE R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. ed. 6. Gulf Professional Publishing, 2011.

CHENG, L. et al. Preparation and action mechanism of temperature sensitive N-isopropylacrylamide/nanosilica hybrid as rheological modifier for water-based drilling fluid. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 219, 2022. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111096.

Gao, D., Li, Z., Liu, P., Zhao, J., Zhang, Y. & Li, C., 2018. A coordinated energy security model taking strategic petroleum reserve and alternative fuels into consideration. Energy, 145, 171–181, https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.097.

ISMAIL, A. R. et al. The novel approach for the enhancement of rheological properties of water-based drilling fluids by using multi-walled carbon nanotube, nanosilica and glass beads. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 139, p. 264–275, mar. 2016. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.01.036.

JUNG, C. M. et al. **High-Performance Water-Based Mud Using Nanoparticles for Shale Reservoirs**. Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, 12-14 August 2013. **Anais**... Em: UNCONVENTIONAL RESOURCES TECHNOLOGY CONFERENCE. Denver, Colorado, USA: Society of Exploration Geophysicists, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Engineers, 14 ago. 2013. DOI: 10.1190/urtec2013-106.

MEDHI, S. et al. Zirconium oxide nanoparticle as an effective additive for non-damaging drilling fluid: A study through rheology and computational fluid dynamics investigation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 187, p. 106826, 1 abr. 2020b. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106826.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RANA, A.; ARFAJ, M. K.; SALEH, T. A. Graphene grafted with glucopyranose as a shale swelling inhibitor in water-based drilling mud. **Applied Clay Science**, v. 199, p. 105806, 1 dez. 2020. DOI: 10.1016/j.clay.2020.105806.

SADEGHALVAAD, M.; SABBAGHI, S. The effect of the TiO2/polyacrylamide nanocomposite on water-based drilling fluid properties. **Powder Technology**, v. 272, p. 113–119, mar. 2015. DOI: 10.1016/j.powtec.2014.11.032.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CARACTERIZAÇÃO DA ACREÇÃO COM FLUIDOS GLICERINADOS E INIBIDORES POR MODELOS DE REGRESSÃO

Sóstenes Jerônimo da Silva[1], Michelli Karinne Barros da Silva[2], Joelson da Cruz Campos[3], Tiago Almeida de Oliveira[4], Ana Paula de Oliveira Sousa[5], Luciana Viana Amorin[6].

,[1]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/ sjs.jeronimo99@gmail.com,
[2]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/ michelli.karinne@gmail.com,
[3]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/joelsonmat@hotmail.com,
[4]Universidade Estadual da Paraíba- UEPB/PEFLAB, tadolive@servidor.uepb.edu.br,
[5]BK Consultoria e Serviços - anap.olsvs@gmail.com,
[6]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/ lvamorim@gmail.com.

RESUMO

Os problemas de instabilidade em poços de petróleo, especialmente a acreção, estão frequentemente associados a interações físico-químicas entre as rochas e os fluidos de perfuração, notadamente em formações com minerais expansíveis. Este estudo investigou a interação entre pellets de bentonita e fluidos glicerinados contendo diferentes inibidores. Os fluidos foram caracterizados como: F1 (sem inibidor), F2 (com KCl), F3 (com BDF 994, BDF 995 e KCl), F4 (com BDF 994 e KCl), F5 (com BDF 994), F6 (com BDF 995 e KCl) e F7 (com BDF 995). Os testes de acreção foram realizados em intervalos de 10 a 50 minutos. Para análise, aplicaram-se métodos estatísticos não paramétricos para comparação entre os fluidos e modelos de regressão linear e não linear para descrever a acreção ao longo do tempo. Foram ajustados sete modelos a cada conjunto de dados, avaliando-se a adequação pela análise dos resíduos. Os modelos que atenderam aos pressupostos foram comparados via Critério de Informação de Akaike (AIC), destacando-se o modelo quadrático como o mais adequado. Todos os coeficientes quadráticos estimados foram negativos, indicando um crescimento inicial da acreção seguido por declínio. O fluido F6 apresentou a queda mais acentuada após o pico (β_2 = -0,0710), evidenciando seu desempenho distinto. O teste de *Kruskal-Wallis* ($p < 0,001$), seguido pelo teste de Dunn, confirmou diferenças significativas entre fluido F6 e os fluidos F1, F5 e F7. Esses achados indicam que o fluido F6 tem potencial para reduzir a acreção em operações de perfuração, destacando-se como uma formulação promissora para mitigar problemas operacionais.

Palavras-chave: acreção, fluidos, comparação, regressão não linear.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A instabilidade de poços durante a perfuração representa um dos principais desafios enfrentados pela indústria do petróleo, especialmente em formações geológicas contendo argilominerais expansivos. Esse fenômeno é intensificado pela interação entre os fluidos de perfuração e os constituintes minerais da rocha, resultando em processos como hidratação, inchamento e dispersão, os quais comprometem a estabilidade da formação (ANDERSON, et al., 2010; VAN OORT, 2003).

Alguns materiais, como as esmectitas presentes em rochas como a bentonita, apresentam alta capacidade de absorção de água e variação volumétrica (FUENKAJORN e DAEMEN, 1996). Esse comportamento favorece acúmulo de cascalhos ao longo da coluna do poço, dificultando a circulação e aumentando o tempo não produtivo da operação. Entretanto, com o avanço das demandas ambientais, os fluidos à base de glicerina surgem como uma alternativa promissora aos fluidos convencionais. Apesar de apresentarem vantagens operacionais, como menor toxicidade e maior capacidade de inibição de argilas, esses fluidos também estão associados a fenômenos de aglomeração e acreção, cuja dinâmica ainda é pouco compreendida (PORMERLAU, 2009).

Nesse sentido, para elucidar o padrão de acreção ao longo do tempo, especialmente em comportamentos curvilíneos (crescimento seguido de decréscimo), a aplicação de modelos de regressão não linear oferece maior precisão (MOTULSKY e CHRISTOPOULOS, 2003; RATKOWSKY, 1990). Complementarmente, testes não paramétricos como Kruskal-Wallis e Dunn são indicados para comparar grupos com dados não normais (GIBBONS e CHAKRABORTI, 2010).

Essa abordagem integrada, aliando modelagem e testes comparativos, proporciona uma avaliação robusta e criteriosa dos efeitos dos fluidos sobre o fenômeno de interesse, contribuindo para o avanço do conhecimento técnico na área de perfuração de poços.

Este trabalho teve como objetivo analisar o comportamento de cada fluido proposto por meio de modelos de regressão não linear, visando descrever a dinâmica de acreção ao longo do tempo. Além disso, buscou-se comparar estatisticamente os fluidos entre si, a fim de identificar possíveis diferenças significativas no padrão de resposta observado.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

Dados

Este estudo investigou a interação entre pellets de bentonita e fluidos glicerinados contendo diferentes inibidores, em que foram observados 7 tipos de fluidos de glicerina caracterizados por F1, F2, F3, F4, F5, F6 e F7. Os dados foram obtidos por meio de experimentos realizados no Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração (Peflab).

Tabela 1: Caracterização dos fluidos.

Nomenclatura	Fluido de Glicerina	Acreção				
		10min	20min	30min	40min	50min
F1	Sem inibidor	75,67	79,92	78,61	71,77	64,86
F2	KCl	42,55	59,91	61,89	61,93	50,7
F3	BDF 994, BDF 995 e KCl	44,35	71,27	71,25	69,58	65,19
F4	BDF 994 e KCl	47,36	62,38	66,89	62,94	55,47
F5	BDF 994	80,2	83,39	77,26	72,88	66,35
F6	BDF 995 e KCl	15,88	51,76	54,41	58,91	44,17
F7	BDF 995	81,7	78,63	79,26	70,18	67,94

Fonte: Elaborado pelos autores.

A Tabela 1 apresenta os percentuais de acreção dos pellets ao longo do tempo (10 a 50 minutos) para cada fluido de glicerina estudado. Esses resultados evidenciam o efeito dos diferentes inibidores na contenção da acreção ao longo do tempo. Observa-se, em geral, um comportamento não linear nos percentuais de acreção, caracterizado por um crescimento inicial seguido de estabilização ou declínio nos valores. Esse padrão sugere a necessidade de uma abordagem estatística que capture adequadamente essa não linearidade nos dados.

Modelos de regressão não linear

Modelos de regressão são amplamente utilizados para descrever a relação entre uma variável resposta (Y) e uma ou mais variáveis explicativas (X). Quando a média da variável resposta pode ser expressa como uma combinação linear dos parâmetros, o modelo é classificado como linear. Por outro lado, modelos nos quais essa relação assume uma forma funcional não linear em relação aos parâmetros são denominados modelos de regressão não linear (SOUZA, 1998). A escolha de um modelo não linear, em geral, está fundamentada em conhecimento prévio sobre o comportamento do fenômeno em estudo, sendo recomendada quando a relação entre as variáveis não pode ser adequadamente representada por modelos lineares.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Neste estudo, foram avaliados sete modelos de regressão não linear comumente empregados na descrição de processos de crescimento, acúmulo ou transformação em sistemas físicos e biológicos. Os modelos considerados foram: *Exponencial, Agnesi, Mitscherlich, Bertalanffy, Weibull*, quadrático e cúbico.

A escolha dos modelos foi baseada em suas propriedades matemáticas e na aderência teórica ao comportamento observado nos dados. O modelo exponencial é amplamente utilizado para descrever processos com crescimento ou decaimento contínuo proporcional ao valor atual da variável resposta. O modelo de *Agnesi*, de forma sigmoidal (GENNARO, CASTILLO-TOLEDO e BENEDETTO, 2007), é útil para representar curvas com crescimento inicial rápido seguido de estabilização. O modelo de *Mitscherlich* é aplicado em contextos em que há crescimento decrescente com limite assintótico. O modelo de *Bertalanffy* é apropriado para descrever crescimento biológico com maturação retardada (MA, 2016). O modelo *Weibull*, com sua flexibilidade de forma, permite captar diferentes padrões de crescimento e saturação (LI, GRIFFITHS e CHEN, 2017). Já os modelos quadrático e cúbico, de natureza polinomial (HUANG e SHEN, 2004), são utilizados por sua simplicidade e capacidade de ajustar curvaturas distintas, embora possam não ter fundamentação teórica específica no fenômeno analisado.

Cada modelo foi ajustado aos dados observados por meio da estimação dos parâmetros utilizando o método dos mínimos quadrados não linear. Para esse fim, foi empregado o algoritmo de *Levenberg-Marquardt* (MORÉ, 2006), especificamente desenvolvido para estimar os parâmetros de modelos não lineares. A implementação foi realizada por meio da função *nlsLM*, disponível no pacote *minpack.lm* no ambiente *R* (ELZHOV, 2016.) Toda a análise estatística foi conduzida no software *R*, versão 4.4.2 (R DEVELOPMENT CORE TEAM, 2009).

Após o ajuste dos modelos de regressão não linear, é importante à avaliação dos pressupostos dos modelos, com o objetivo de assegurar a validade estatística das estimativas, conforme descrito por Chein (2019). Foram avaliados: (i) homocedasticidade, por meio do teste de *Breusch-Godfrey*, que verifica a constância da variância dos erros ao longo do domínio da variável explicativa; (ii) independência dos erros, utilizando o teste de *Durbin-Watson*, o qual detecta possíveis autocorrelações; (iii) normalidade dos erros, por meio do teste de *Shapiro-Wilk*, condição necessária para a aplicação de testes paramétricos sobre os coeficientes estimados. A adequação dos modelos foi condicionada à não violação desses pressupostos, garantindo a confiabilidade das inferências estatísticas realizadas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Seleção dos modelos

A seleção do modelo do melhor ajuste foi realizada com base no critério de informação de Akaike (AIC) (AKAIKE, 2003), o qual penaliza a complexidade do modelo ao considerar o número de parâmetros estimados, equilibrando qualidade do ajuste. O modelo com menor valor de AIC foi considerado o mais apropriado para representar o comportamento do fluido em questão. Essa abordagem permite identificar, de forma comparativa e objetiva, o modelo que melhor descreve a dinâmica de acreção observada em cada caso.

Teste de comparação

Considerando o número reduzido de observações por grupo e a ausência de garantia quanto à normalidade dos dados, optou-se pela aplicação direta de testes estatísticos não paramétricos (SIEGEL e CASTELLAN JR, 1975). Para a comparação entre os diferentes fluidos, foi utilizado o teste de *Kruskal-Wallis*, a um nível de 5% de significância, apropriado para avaliar diferenças entre três ou mais grupos independentes com base nas medianas.

A hipótese nula desse teste assume que todos os grupos apresentam medianas iguais. A rejeição dessa hipótese (valor-p < 0,05) sugere a existência de pelo menos um grupo com comportamento estatisticamente distinto dos demais.

Diante de um resultado significativo, procedeu-se com uma análise *post-hoc* por meio do teste de *Dunn*, que permite realizar comparações múltiplas entre pares de grupos. Para controle do erro do tipo I associado às múltiplas comparações, foi aplicada a correção de *Bonferroni* aos valores-p obtidos.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta secção será apresentado os resultados inerentes a análise feita, para a modelagem da regressão não linear, foram considerados sete modelos amplamente referenciados na literatura científica: *Exponencial, Agnesi, Metcherlich, Bertalanffy, Weibull*, quadrático e cúbico. Cada modelo foi ajustado individualmente aos dados de cada fluido. Na sequência, foram avaliados os pressupostos clássicos da análise de resíduos, em que os modelos que apresentaram violação de qualquer desses pressupostos foram excluídos da análise comparativa.

Para os modelos que atenderam aos critérios de validade, utilizou-se o Critério de Informação de *Akaike* (AIC) como medida de qualidade do ajuste. Com base nesse critério, observou-se uma predominância do modelo quadrático como o melhor ajuste para os diferentes fluidos. Diante disso, optou-se por adotar esse modelo de forma uniforme em todas as análises, o que também facilita a interpretação dos coeficientes e a comparação entre os fluidos. A equação geral do modelo é apresentada a seguir:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 x + \beta_2 x^2$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

Na equação apresentada, Y representa a variável resposta (acreção), enquanto x corresponde ao tempo de exposição e os $\beta's$os coeficientes do modelo.

A seguir é apresentado, na Tabela 2, os valores dos parâmetros estimados para cada um dos ajustes para os fluidos.

Tabela 2: Tabela dos coeficientes dos modelos ajustados.

Fluido	β_0	β_1	β_2
F1	69,1720	0,8959	-0,0199
F2	20,3400	2,7169	-0,0422
F3	20,1960	3,1543	-0,0459
F4	27,2540	2,4581	-0,0382
F5	78,6340	0,3760	-0,0126
F6	-23,7880	4,8969	-0,0710
F7	82,3080	-0,0147	-0,0058

Fonte: Elaborado pelos autores.

É possível observar na Tabela 2, os coeficientes quadráticos β_2 dos modelos ajustados, nota-se que todos apresentam valores negativos, indicando curvas com concavidade voltada para baixo, ou seja, com um comportamento de crescimento seguido por declínio na acreção. Em particular, os fluidos $F2$ $(\beta_2 = -0{,}0422)$ e $F4$ $(\beta_2 = -0{,}0382)$ apresentam curvaturas moderadas, sugerindo uma redução progressiva na acreção após atingirem o valor máximo. Já o fluido $F6$ destaca-se por apresentar o coeficiente quadrático mais acentuado $\beta_2 = -0{,}0710$, indicando uma queda mais abrupta da acreção ao longo do tempo após o pico. Esse comportamento sugere uma possível diferenciação do fluido $F6$ em relação aos demais, a ser investigada por meio de testes estatísticos na próxima etapa da análise.

O teste de *Kruskal-Wallis* foi aplicado para verificar se há diferenças significativas nas medianas dos valores de acreção entre os sete fluidos analisados. O resultado foi estatisticamente significativo, com valor de $p <$ $0{,}001$, indicando que pelo menos um dos fluidos apresenta comportamento distinto dos demais em relação à acreção.

Tabela 3: Comparação dos fluidos pelo Teste Dunn.

Comparações	Estatística Z	Valor - P
F1 - F6	3,0861	0,0426
F5 - F6	3,4255	0,0129
F6 - F7	-3,3330	0,0180

Fonte: Elaborado pelos autores.

ISBN: 978-65-5222-057-8

O teste de *Dunn* identificou que o fluido F6 se destaca estatisticamente dos demais, apresentando diferença significativa em relação aos fluidos F1, F5 e F7. Esses resultados indicam que o comportamento de acreção do fluido F6 é estatisticamente distinto, reforçando sua singularidade no conjunto avaliado.

A seguir, é apresentada na Figura 1 as curvas dos modelos estimados para cada uma das curvas.

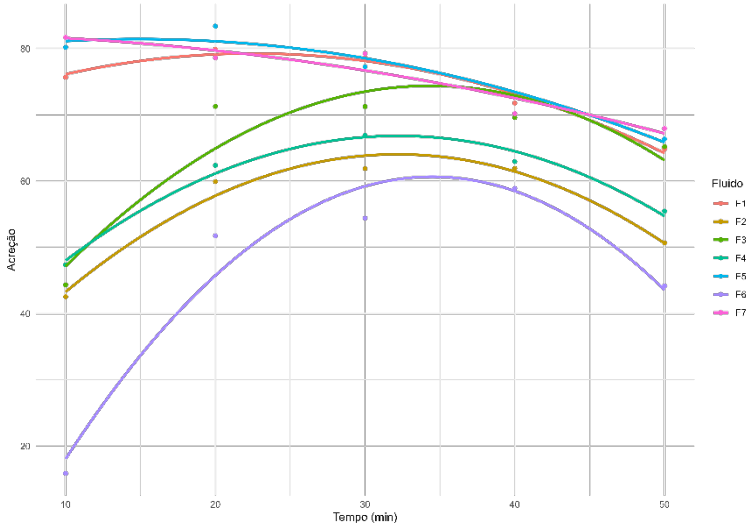


Figura 1: Curvas dos modelos quadráticos ajustados.

De acordo com Figura 1 as curvas ajustadas pelo modelo quadrático para os dados de acreção dos pellets ao longo do tempo, discriminadas por fluido. Em todos os casos, observa-se a presença de uma curvatura descendente, coerente com os coeficientes quadráticos negativos ($\beta_2 < 0$) identificados na Tabela 2, indicando um comportamento típico de crescimento inicial seguido de decréscimo.

O fluido F6 demonstra um padrão de acreção distinto, atingindo um pico de forma precoce, seguido por uma rápida diminuição. Esse comportamento corrobora os resultados numéricos e estatísticos anteriormente discutidos. Em contraste, fluidos como F1 e F5 apresentam maior estabilidade, com valores de acreção que se mantêm elevados por mais tempo e declinam de maneira mais gradual. Já o fluido F7 caracteriza-se por uma redução contínua e progressiva da acreção desde os momentos iniciais.

A boa aderência dos modelos ajustados aos pontos observados reforça a adequação do modelo quadrático adotado, permitindo uma representação satisfatória do fenômeno físico avaliado.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSÕES

Este estudo demonstrou a aplicabilidade de modelos de regressão não linear na descrição do comportamento de acreção de pellets submetidos a diferentes fluidos de glicerina. A avaliação de sete modelos distintos permitiu identificar o modelo quadrático como o mais adequado para representar os dados, com base no Critério de Informação de Akaike (AIC) e nos critérios clássicos de validação dos modelos.

A adoção de um modelo comum para todos os fluidos possibilitou a comparação direta entre os coeficientes estimados, destacando diferenças relevantes no comportamento de acreção, especialmente para o fluido F6, que apresentou padrão significativamente distinto dos demais. A aplicação de testes estatísticos não paramétricos, como o de *Kruskal-Wallis* e o post hoc de Dunn com correção de *Bonferroni*, reforçou essas evidências.

Os resultados ressaltam a importância da validação estatística rigorosa no ajuste e interpretação de modelos, garantindo que as inferências realizadas sejam confiáveis e fundamentadas. A abordagem adotada neste trabalho oferece um caminho metodológico sólido para estudos futuros envolvendo fenômenos com comportamento não linear, especialmente em contextos com dados limitados e variabilidade entre grupos experimentais.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à Petrobras pelo apoio técnico, institucional e financeiro essencial à realização deste estudo; ao CENPES e Peflab, pelo fornecimento dos dados experimentais que o embasaram; e à UFCG, por toda a estrutura acadêmica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AKAIKE, H. A new look at the statistical model identification. **IEEE transactions on automatic control**, p. n. 6, p. 716-723, 2003.

ANDERSON, R. L. et al. Clay Swelling - A Challenge in the Oilfield. **Earth-Science**, p. 201-216, 2010.

CHEIN, F. Introdução aos modelos de regressão linear: um passo inicial para compreensão da econometria como uma ferramenta de avaliação de políticas públicas, 2019.

E SOUZA, G. D. S. Introdução aos modelos de regressão linear e não-linear. São Paulo, 1998.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ELZHOV, T. V. et al. minpack.lm: R Interface to the Levenberg-Marquardt Nonlinear Least-Squares Algorithm Found in MINPACK, Plus Support for Bounds. R package version, 2016. Disponivel em: <https://CRAN.R-project.org/package=minpack.lm>.

FUENKAJORN, K.; DAEMEN, J. J. Sealing of Boreholes in Rock: An Overview. **ARMA North American Rock Mechanics Symposium**, 1996.

GENNARO, S. D.; CASTILLO-TOLEDO, B.; BENEDETTO, M. D. Non-linear control of electromagnetic valves for camless engines. **International Journal of Control v. 80, n. 11**, p. 1796-1813, 2007.

GIBBONS, J. D.; CHAKRABORTI, S. **Nonparametric Statistical Inference. 5th ed**. [S.l.]: CRC Press, 2010.

HUANG, J. Z.; SHEN, H. Functional coefficient regression models for non-linear time series: a polynomial spline approach. **Scandinavian journal of statistics, v.31, n. 4**, p. 515-534, 2004.

LI, T.; GRIFFITHS, W. D.; CHEN, J. Weibull modulus estimated by the non-linear least squares method: a solution to deviation occurring in traditional Weibull estimation. **Metallurgical and Materials Transactions A, v. 48**, p. 5516-5528, 2017.

MA, Q. Y. E. A. Comparison of non-linear models for determining the growth rhythm of stem height in Populus deltoides seedlings. **Material Science and Environmental Engineering**, 2016.

MORÉ, J. J. The Levenberg-Marquardt algorithm: implementation and theory. **Numerical analysis: proceedings of the biennial Conference held at Dundee, June 28 - july 1, 1977**, Berlin, Heidelberg, 2006. 105-116.

MOTULSKY, H.; CHRISTOPOULOS, A. **Fitting Models to Biological Data Using Linear and Nonlinear Regression: a practical guide to curve fitting**. Oxford University Press, 2003.

PORMERLAU, D. G. Glycerol based drilling fluids. **US** v. 143254, p. A1, 2009.

R DEVELOPMENT CORE TEAM. R: A Language and Environment for Statistical Computing, 2009. Disponivel em: <http://www.R-project.org>.

RATKOWSKY, D. A. **Handbook of Nonlinear Regression Models**. [S.l.]: Marcel Dekker, 1990.

SIEGEL, S.; CASTELLAN JR, N. J. **Estatística não-paramétrica para ciências do comportamento**. [S.l.]: Artmed Editora, 1975.

VAN OORT, E. On the Physical and Chemical Stability of Shales. **Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 38, n. 3-4**, p. 213-235, 2003.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA CRISTALINIDADE DA INCRUSTAÇÃO CARBONÁTICA POR ANÁLISE DRX

Marcus Vinícius Lisboa Motta[1], Eustáquio Vinícius Ribeiro de Castro[1], Bruno Venturini Loureiro[1], Adelmo Bertolde[1], Luila Abib Saidler[1], Lucas Antônio Silveira Silva[1]

[1]UFES - Universidade Federal do Espírito Santo, marcus@ucl.br

RESUMO

Incrustações correspondem a formação de compostos minerais resultantes de reações de precipitação em soluções aquosas supersaturadas e que representam um risco potencial à garantia de escoamento, principalmente para a produção de petróleo e gás. A formação de incrustações de carbonato de cálcio é influenciada por diversos aspectos, como vazão, concentração da solução, pH, temperatura, pressão e força iônica. Pela influência da temperatura, o carbonato de cálcio pode aparecer em três polimorfos distintos: calcita, vaterita e aragonita. Este trabalho apresenta a caracterização da estrutura cristalina da incrustação carbonática formada em um looping experimental, com a influência da temperatura sobre a precipitação de diferentes polimorfos do carbonato de cálcio. Os ensaios foram conduzidos sob condições controladas, com pH de 6,6, pressão de 100 bar, vazão de 450 L/h e injeção de dióxido de carbono líquido, em três temperaturas distintas, a saber: 25°C, 40°C e 60°C. As amostras coletadas foram analisadas por difração de raios X (DRX), permitindo a identificação das fases cristalinas predominantes em cada condição. Os resultados indicaram que, a 25°C, houve predominância da fase de calcita; a 40°C, observaram-se as fases de calcita e vaterita; e a 60° C, formaram-se principalmente aragonita e vaterita. As variações de fase em função da temperatura indicam que a dinâmica de nucleação e crescimento cristalino do $CaCO_3$ é fortemente afetada pelas condições termodinâmicas do sistema, sendo este um fator crítico no planejamento de estratégias de mitigação da incrustação em sistemas de transporte e processamento de fluidos.

Palavras-chave: carbonato de cálcio; incrustação; difração de raios x (drx); polimorfismo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Em química, a precipitação refere-se ao processo no qual uma substância transita da fase líquido ou em meio aquoso, para o estado sólido. Isso ocorre quando a solubilidade da substância é ultrapassada, resultando na formação de partículas sólidas que se separam da solução e se depositam no fundo do recipiente. O fenômeno da precipitação é frequentemente observado em reações químicas que envolvem íons em solução. Quando dois reagentes são misturados e formam um produto praticamente insolúvel, ocorre a precipitação. Em processos industriais, podemos chamar a formação do precipitado de incrustação, quando o mesmo adere à estrutura onde foi formado (Atkins, 2012).

A formação de incrustação, principalmente de carbonato de cálcio ($CaCO_3$), frequentemente resulta em inúmeros problemas técnicos em equipamentos industriais, como obstrução parcial ou total de tubulações, causando uma diminuição na taxa de fluxo, uma redução na transferência de calor em trocadores de calor, o travamento de válvulas e o entupimento de filtros, afetando a produção de petróleo e gás, usinas de energia térmica, estações nucleares, produção de papel e instalações de dessalinização (Chhim, 2020; Zhang, 2022; Koutsoukos, 2016; Alimi, 2007; Amjad, 2010). Os minerais de carbonato, na forma de deposição de calcita e de outras formações cristalográficas, são, portanto, um assunto de interesse vital devido aos seus efeitos colaterais no processamento industrial, sendo um problema persistente na garantia do fluxo e na operação contínua (Jaho, 2015). Vários estudos foram realizados por pesquisadores para avaliar técnicas adequadas que possam reduzir os problemas de incrustação enfrentados na indústria de petróleo e gás (Bhandari; 2016; Bazin, 2006; Halvorsen,2006).

A compreensão dos efeitos da temperatura sobre as formações polimórficas do carbonato de cálcio ($CaCO_3$) é essencial para o entendimento dos mecanismos de incrustação em sistemas industriais e naturais, especialmente em ambientes que simulam condições de reservatórios. O carbonato de cálcio pode cristalizar sob diferentes formas polimórficas, como calcita, aragonita e vaterita, cuja estabilidade e predominância são fortemente influenciadas por variáveis termodinâmicas, entre elas a temperatura. Essas fases apresentam distintas propriedades físico-químicas, que afetam diretamente a aderência, morfologia, solubilidade e tenacidade das incrustações.

Nesse contexto, a utilização da difração de raios X (DRX) como técnica analítica torna-se fundamental para a identificação e quantificação das fases cristalinas formadas sob diferentes condições térmicas. Os experimentos realizados em planta experimental, operando sob diferentes temperaturas, permitem simular os cenários encontrados em reservatórios petrolíferos e outros sistemas de produção, fornecendo dados representativos sobre o comportamento do $CaCO_3$ em situações reais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A análise comparativa das fases polimórficas formadas em diferentes temperaturas possibilita a correlação entre as condições operacionais e a predominância de uma determinada fase cristalina, o que pode subsidiar o desenvolvimento de estratégias preventivas e de mitigação da incrustação. Assim, o estudo das transformações estruturais do carbonato de cálcio em função da temperatura representa uma ferramenta relevante para o aprimoramento de modelos preditivos e para o controle eficiente de processos envolvendo precipitação mineral em ambientes complexos.

METODOLOGIA

Para estudar os efeitos da temperatura na formação de incrustações carbonáticas, foi utilizada uma bancada experimental pressurizada, desenvolvida no âmbito da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). A unidade experimental é composta por um sistema em *looping*, configurado como circuito aberto, projetado para simular, de forma controlada, as condições favoráveis à precipitação de carbonato de cálcio.

A bancada permite a mistura contínua de soluções de bicarbonato de sódio ($NaHCO_3$) e cloreto de cálcio ($CaC\ell_2$), promovendo a formação de incrustações em condições específicas de temperatura, pressão e vazão. O sistema conta ainda com um módulo de injeção de dióxido de carbono (CO_2), utilizado para ajustar o equilíbrio químico da solução e controlar o pH do meio, o que influencia diretamente na cinética de precipitação.

Os experimentos foram realizados em três ambientes integrados: um laboratório principal e dois contêineres climatizados e interligados, que abrigam os componentes do sistema de bombeamento, controle de temperatura, sensores de monitoramento e unidade de aplicação do campo magnético. Essa configuração modular proporciona flexibilidade na condução dos testes e assegura a repetibilidade das condições experimentais.

São preparados 1000L de soluções aquosas de bicarbonato de sódio e cloreto de cálcio nas concentrações de 12,60 g/L e 7,34 g/L, respectivamente. A dissolução é realizada em tanques misturadores utilizando água deionizada, a fim de garantir a pureza do meio reacional. Após a homogeneização, as soluções são transferidas para reservatórios específicos, onde ocorre o processo de solvatação dos íons, etapa essencial para assegurar a dissolução adequada durante os experimentos subsequentes.

Após o tempo de solvatação, as soluções são encaminhadas para dois reservatórios separados de 1000 L, localizados no Contêiner 1. Esses reservatórios estão equipados com sistemas de monitoramento de temperatura e aquecimento elétrico, assegurando a manutenção das condições

ISBN: 978-65-5222-057-8

operacionais desejadas. No mesmo contêiner, encontram-se os sistemas de bombeamento de alta pressão, com capacidade de até 600 L/h, responsáveis pelo escoamento das soluções por linhas independentes.

A bancada experimental conta com um sistema de aquisição de dados em tempo real, que realiza o monitoramento contínuo das variáveis de processo — temperatura, pressão, pH e vazão — com envio automático das informações a um sistema supervisório construído no software *LabVIEW*, instalado em oficina técnica adjacente. Adicionalmente, o sistema permite a injeção de CO_2, em estado líquido ou gasoso, de acordo com a pressão de teste estabelecida. A alimentação de CO_2 é realizada a partir de cilindros dispostos em uma central de gás, com linhas ramificadas que possibilitam a dosagem controlada do composto em cada uma das linhas de soluções aquosas.

As atividades experimentais utilizadas para gerar os dados é composta de um circuito aberto que reproduz o fenômeno da incrustação carbonática num cenário próximo da realidade da produção de petróleo. O experimento inicia com o bombeio, em separado, das soluções de bicarbonato de sódio e cloreto de cálcio, e, simultaneamente, com a injeção de CO_2 líquido ou gasoso nas soluções. Após o ponto de encontro das soluções com CO2 em alta pressão, a mistura passa por uma válvula agulha micrométrica que promove a despressurização e, consequentemente, o flash de CO_2, de modo a favorecer a formação de cristais de carbonato de cálcio nos corpos de prova, onde acontece a incrustação, Figura 1. No final de cada teste os corpos de provas são retirados, secados e armazenados em um dessecador para quantificar a massa de CaCO3 que depositou e para realizar as análises de caracterização da estrutura cristalina do material.

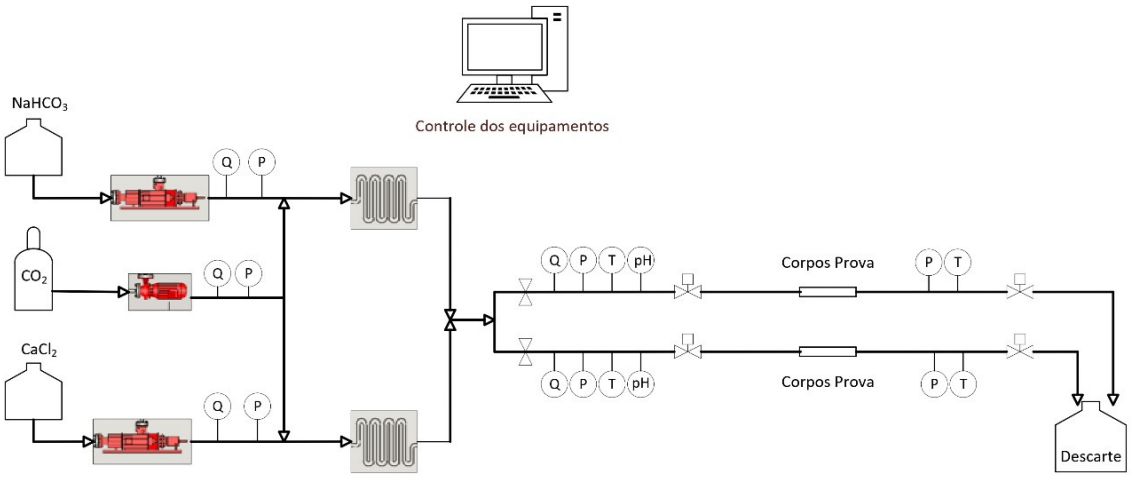


Figura 1 – Esquemático da unidade experimental.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os experimentos foram conduzidos sob três condições térmicas distintas: 25°C, 40°C e 60°C, mantendo-se constantes os demais parâmetros físico-químicos, tais como concentração de íons Ca^{2+} e HCO_3^{2-}, pH da solução e vazão. Após a secagem, as amostras de $CaCO_3$ dos corpos de prova foram submetidas à análise de difração de raios X (DRX), utilizando-se um difratômetro de varredura angular na faixa de 10° a 90° (2θ), com passo de 0,02° e tempo de contagem adequado para boa resolução dos picos, no equipamento Difratômetro de Raios-X da Bruker (Figura 2).

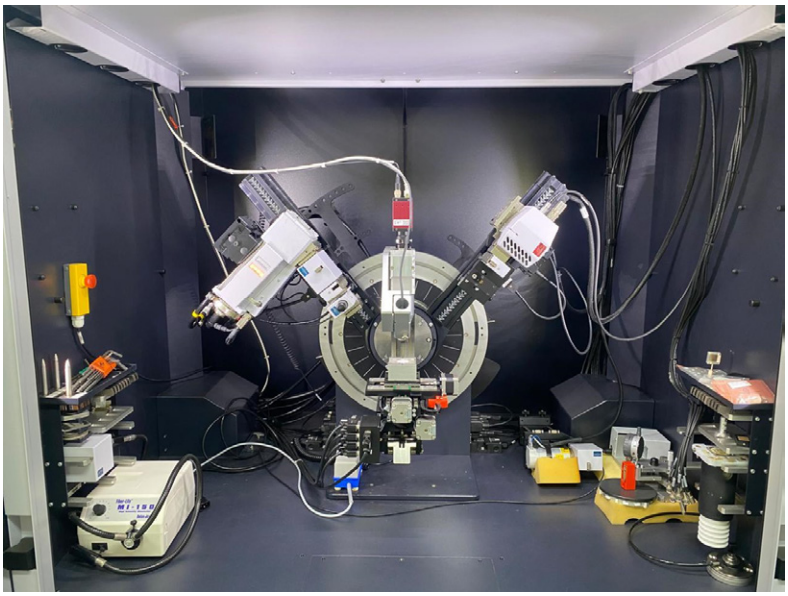


Figura 2 – Difratômetro de Raios-X da Bruker

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 3 mostra os difratogramas obtidos para a estrutura cristalina do carbonato de cálcio precipitado em diferentes temperaturas (25 ºC (A), 40 ºC (B) e 60 ºC (C)), sob pressão constante de 100 bar em atmosfera rica em CO_2. As análises foram conduzidas com o objetivo de avaliar a influência da temperatura nas fases cristalinas formadas, considerando o ambiente pressurizado como representativo de condições operacionais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

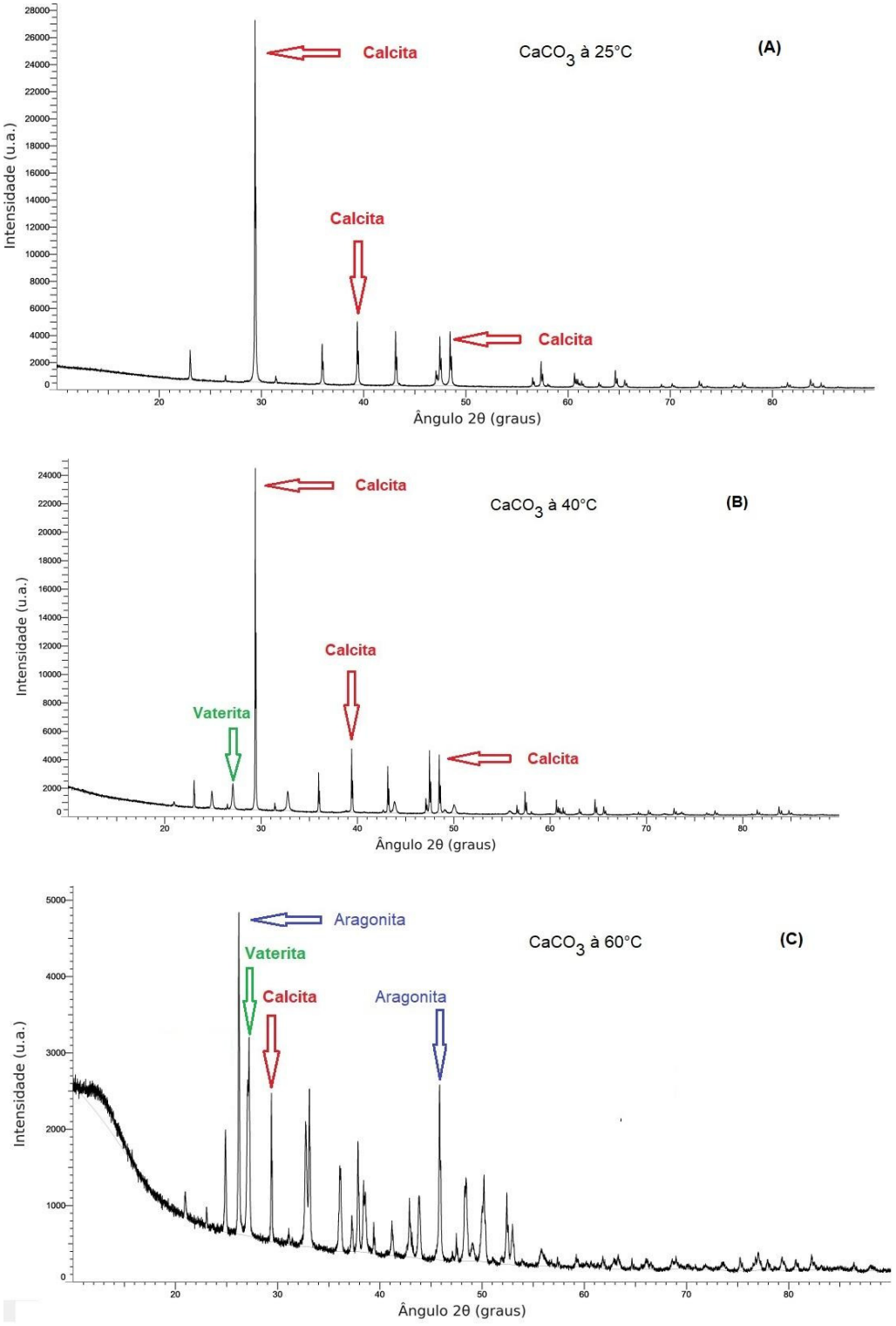


Figura 3 – Difratogramas de DRX do carbonato de cálcio (A) 25°C, (B) 40°C e (B) 60°C, sob pressão de 100 bar e atmosfera de CO2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os difratogramas de raios X revelaram variações significativas na proporção e na natureza das fases cristalinas do $CaCO_3$ formadas em cada condição. Em particular, observou-se a predominância de diferentes polimorfos — calcita, aragonita e vaterita — dependendo da temperatura do sistema, sugerindo que o controle térmico, mesmo sob altas pressões de CO_2, exerce papel determinante na termodinâmica e na cinética de nucleação e crescimento dos cristais.

Os difratogramas indicam uma tendência clara de redução da cristalinidade com aumento da temperatura. A 25 °C, observam-se picos de difração bem definidos e intensos, compatíveis com a presença de fases cristalinas bem desenvolvidas, predominantemente calcita. Com o aumento para 40 °C, nota-se uma diminuição na intensidade dos picos e um leve alargamento das bandas, sugerindo uma menor organização estrutural e possível coexistência de fases com menor grau de ordenamento. A 60 °C, o padrão de difração apresenta sinais significativamente enfraquecidos e sobrepostos a um nível elevado de ruído, o que indica uma redução acentuada na cristalinidade ou até mesmo a formação de material predominantemente amorfo.

Uma análise semiquantitativa do DRX apresenta as porcentagens de cada polimorfo à temperatura em análise. A Tabela 1 mostra os valores obtidos nas análises.

Tabela 1 – Análise semiquantitativa dos polimorfos em função da temperatura

Polimorfo	**25°C**	**40°C**	**60°C**
Calcita	100,0 %	70,6%	11,6%
Vaterita	0,0%	29,4%	38,7%
Aragonita	0,0%	0,0%	49,7%

CONCLUSÕES

A técnica de DRX permitiu identificar as fases cristalinas presentes nas amostras e verificar a influência da temperatura na formação de diferentes polimorfos do carbonato de cálcio, especialmente calcíta, aragonita e aterita. Os difratogramas obtidos foram comparados com padrões do banco de dados PDF (Powder Diffraction File).

Os resultados demonstraram que a temperatura exerce papel determinante na estabilização das fases cristalinas. A calcita foi a fase predominante nas amostras obtidas a 25 °C, enquanto a aragonita tornou-se mais significativa nas amostras produzidas a 60 °C. A presença de vaterita foi observada a 40 °C e 60°C. Essas variações sugerem que a temperatura atua como fator termodinâmico e cinético relevante na seleção do polimorfo cristalino durante o processo de precipitação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tais informações são relevantes para o entendimento dos mecanismos de nucleação e crescimento de cristais de carbonato de cálcio em sistemas industriais, contribuindo para o desenvolvimento de estratégias mais eficazes de controle da incrustação em equipamentos térmicos e linhas de transporte de fluidos.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradecemos à Petrobras pelo apoio financeiro, ao orientador e a todos os participantes do projeto que auxiliaram no dia a dia dos testes experimentais, por último aos revisores que contribuíram para melhorar a qualidade deste documento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALIMI, F. et al. Influence of magnetic field on calcium carbonate precipitation. **Desalination**. v. 206, ed. 1–3, p. 163-168, 2007.

AMJAD, Z. The Science and Technology of Industrial Water Treatment. **CRC Press**, 2010.

ATKINS, P.; JONES L. Princípios de Química: questionando a vida moderna e o meio ambiente. 5. ed. Porto Alegre: Bookman, 2012.

BAZIN, B.; KOHLER, N., and ZAITOUN, A. Some Insights into the Tube Blocking Test Method to Evaluate the Efficiency of Mineral Scale Inhibitors. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Society of Petroleum Engineers**, 2005.

BHANDARI, N. et al. Effect of Hydrodynamic Pressure on Mineral Precipitation Kinetics and Scaling Risk at HPHT. SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition**, Society of Petroleum Engineers**, 2016.

CHHIM, N. et al. Water Performance of green antiscalants and their mixtures in controlled calcium carbonate precipitation conditions reproducing industrial cooling circuits. **Water Research**, v. 186, p. 116–334, 2020.

HALVORSEN, E.N. et al. E.N. Scale inhibitor testing for multiphase pipelines in a subsea to shore development with a closed MEG-loop system. SPE International Oilfield Scale Symposium, **Society of Petroleum Engineers**, 2006.

JAHO, S. et al. Experimental investigation of calcium carbonate precipitation and crystal growth in one-and two-dimensional porous media. **Crystal Growth & Design**, 2015.

KOUTSOUKOS, P. G.; KAPETANAKI, E. Mixed Calcium Carbonate and Calcium Sulfate Scale. **Corrosion**, 2016.

ZHANG, Y. et al. Application of alternating electric field scale inhibition device in heat exchange station. International Journal of Heat and Mass Transfer. v. 185, 2022.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CLASSIFICAÇÃO DE FALHA REOLÓGICA EM FLUIDOS DE POÇO VIA MACHINE LEARNING

Samuel Uziel Bunyan Moura Pimentel[1], Joelson da Cruz Campos[2], Tiago Almeida de Oliveira[3], Michelli Karinne Barros da Silva[4], Waleska Rodrigues Pontes Da Costa[5], Luciana Viana Amorim[6]

[1]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/samuel.uziel@estudante.ufcg.edu.br,
[2]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/joelsonmat@hotmail.com,
[3]Universidade Estadual da Paraíba - UEPB/PEFLAB, tadolive@servidor.uepb.edu.br,
[4]Universidade Federal de Campina Grande -UFCG/PEFLAB/ michelli.karinne@gmail.com,
[5]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/warodriguespc@gmail.com,
[6]Universidade Federal de Campina Grande -UFCG/PEFLAB/ lvamorim@gmail.com.

RESUMO

Garantir o desempenho reológico adequado dos fluidos utilizados na engenharia de poços é essencial para a garantir a segurança e eficiência das operações de abandono do poço, uma vez que o fluido é utilizado como barreira de contenção evitando possíveis vazamentos. Este estudo concentrou-se na previsão de falha operacional relacionada ao índice de consistência, categorizada como variável binária (falha/não falha), utilizando algoritmos de *machine learning*. A base de dados foi composta por amostras submetidas a diferentes condições de temperatura e tempo, caracterizadas por atributos físico-químicos, densidade e pH. Modelos supervisionados de classificação incluindo Regressão Logística, Árvore de Decisão, *Random Forest*, *XGBoost*, *CatBoost*, *LightGBM* e *Extra Trees*, foram comparados quanto à sua capacidade de prever a condição de falha. O *Extra Trees* apresentou o melhor desempenho global, com acurácia 0,90, AUC de 0,94; *Recall* de 0,800; Especificidade de 0,917, precisão de 0,500 e *F1-score* de 0,615 e o coeficiente Kappa de 0,565. A análise dos atributos revelou que densidade e pH, foram determinantes na classificação dos estados operacionais do fluido. A aplicação dessas técnicas reforça o valor do *machine learning* como ferramenta preditiva no monitoramento e na formulação de fluidos de alta performance desenvolvidos para abandono de poço.

Palavras-chave: classificação binária, viscosidade, falha de fluido, abandono de poço, *machine learning*, propriedades reológicas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A desativação dos poços petrolíferos envolve muitas etapas, uma delas são os conjuntos solidários de barreiras (CSB). Uma desta barreiras é composta por um fluido, sendo consideradas como um tamponamento de poços (NORSOK D-010, 2012). A utilização deste fluido apresenta vantagens ambientais, uma vez que o fluido apresenta característica pouco tóxicas e biodegradável. O fluido pode passar por diversas mudanças na sua estrutura físico-química no fundo poço, devido a sua exposição a temperatura e ao tempo de permanência, dessa forma é de suma importância estudar o comportamento reológico do fluido, garantindo vedação e estabilidade dentro do poço (DA COSTA, 2024).

A reologia estuda a relação entre tensão e taxa de deformação, sendo essencial para avaliar o comportamento de fluidos de abandono de poços sob diferentes condições operacionais. O índice de consistência é um parâmetro-chave, pois representa a resistência ao escoamento e está diretamente ligado à capacidade do fluido de suspender sólidos e manter a estabilidade do poço, isso evitar as falhas operacionais. De acordo com Amorim (2003), a estabilidade reológica de fluidos hidroargilosos, especialmente os formulados com bentonita, pode ser comprometida por contaminantes como cálcio e magnésio, exigindo ações de proteção e recuperação com uso de aditivos específicos. Nesse contexto, compreender e prever a degradação reológica é fundamental para garantir o desempenho do fluido e a segurança da operação.

No caso de operações críticas como abandono de poços, a confiabilidade reológica do fluido se torna ainda mais importante. Nesses contextos, torna-se fundamental antecipar comportamentos indesejáveis por meio de estratégias preditivas. A aplicação de modelos de aprendizado de máquina (*machine learning*) tem se mostrado promissora na indústria do petróleo, oferecendo maior precisão na previsão de falhas, identificação de padrões ocultos e suporte à tomada de decisão em tempo real (ALJUBRAN, 2022).

Neste estudo, propõe-se o uso de algoritmos de *machine learning* para prever falhas reológicas em fluidos utilizados em abandono de poços com base em variáveis operacionais monitoradas experimentalmente, como temperatura, pH, densidade e tempo de exposição. O índice de consistência (K) foi utilizado como referência para a definição da falha, sendo transformado em uma variável binária (falha/não falha). A modelagem foi realizada com foco em classificação, e os resultados foram interpretados por meio de técnicas como a análise de importância SHAP, contribuindo para a explicabilidade dos modelos e destacando as variáveis mais críticas para a operação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

A modelagem seguiu os passos descritos por Géron (2022), na qual a aplicação de algoritmos de *machine learning* supervisionado para predição, segue uma série de etapas de pré-processamento, otimização de hiperparâmetros e métricas de avaliação. Neste estudo a variável resposta foi do tipo binária “falha/não falha”, obtida a partir do índice de consistência (K) que é a condição de falha operacional em fluidos de poço. A base de dados utilizada era composta por 176 amostras de fluidos, as quais foram submetidas a diferentes combinações de temperatura e períodos de exposição.

Dados

Sobre os dados utilizados neste trabalho, cada uma das amostras foi caracterizada via propriedades físico-químicas, como densidade e pH. O fluido à base de água foi caracterizado por meio de ensaios laboratoriais conduzidos após a exposição a temperaturas de 25 °C, 95 °C, 110 °C, 135 °C, 140 °C e 150 °C, ao longo de períodos de até 10 dias. Os resultados desses ensaios foram utilizados para categorizar a condição de falha de cada amostra, de modo que se considerou que havia ocorrido falha para as amostras em que se identificou redução das propriedades reológicas, com relação ao valor obtido para temperatura ambiente. Esse critério leva em consideração o fato de que a perda das propriedades reológicas compromete o desempenho do fluido, sobretudo quanto à garantia de suspensão dos sólidos após longos períodos de repouso. A formulação do fluido foi desenvolvida no Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES/PDDP/FCE), e todos os ensaios foram realizados no Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração (Peflab). As principais variáveis utilizadas foram: Temperatura, tempo de exposição (em dias), pH, densidade e índice de consistência (K).

Inicialmente, o conjunto total de dados foi dividido utilizando a estratégia treino e teste (GÉRON, 2022; HASTIE et al., 2009), reservando-se 70% das observações para a etapa de treinamento dos algoritmos e os 30% restantes exclusivamente para testar o desempenho preditivo final. Essa divisão evita qualquer possibilidade de contaminação entre os dados de treinamento e os de validação, garantindo resultados imparciais e realistas.

Modelos de classificação

Antes de aplicar os modelos, realizou-se um pré-processamento nos dados de treino. As variáveis contínuas passaram por uma etapa de padronização por meio da técnica conhecida como *Z-score* (*StandardScaler*), proporcionando que cada variável apresentasse média zero e desvio padrão unitário, o que melhora consideravelmente a eficiência e estabilidade dos algoritmos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Foram testados sete modelos de classificação supervisionada. A Regressão Logística foi adotada como modelo de referência, dada sua robustez, simplicidade interpretativa e ampla utilização em problemas de classificação binária em diferentes áreas do conhecimento, como medicina, ciências sociais e engenharia (HOSMER e LEMESHOW, 2000). Também foram considerados algoritmos baseados em árvores de decisão, incluindo Árvore de Decisão e *Random Forest* (BREIMAN, 2001), comumente utilizado por sua capacidade de reduzir a variância do modelo e lidar com dados ruidosos e desbalanceados.

Além disso, foram empregados algoritmos de *gradient boosting*, conhecidos por seu bom desempenho em tarefas supervisionadas: o *XGBoost*, proposto por Chen e Guestrin (2016), reconhecido por sua eficiência computacional e regularização interna; o *CatBoost*, desenvolvido por Dorogush, Ershov e Gulin (2018), projetado para lidar automaticamente com variáveis categóricas; e o *LightGBM*, de Ke et al. (2017), que utiliza histogramas e crescimento em profundidade para otimizar a velocidade de treinamento e uso de memória.

Esses modelos foram empregados para classificar as amostras como falha ou não falha, a partir de variáveis experimentais. O foco da análise esteve centrado na avaliação do desempenho preditivo e na interpretação dos modelos. Cada algoritmo foi ajustado por meio de uma busca sistemática pelos melhores hiperparâmetros, utilizando a técnica de *Randomized Search* com validação cruzada estratificada em cinco partições (*RandomizedSearchCV*, disponível na biblioteca *scikit-learn* em *Python*). Essa abordagem, conforme sugerido por Bergstra e Bengio (2012), permite uma exploração mais eficiente do espaço de hiperparâmetros em comparação com métodos exaustivos, otimizando o desempenho dos modelos de forma computacionalmente viável.

Métricas de avaliação

Para a avaliação comparativa dos modelos, foram empregadas diversas métricas, incluindo acurácia, área sob a curva ROC (AUC) a qual expressa a relação entre a taxa de verdadeiros positivos e a taxa de falsos positivos, *recall* (sensibilidade), especificidade, precisão, *F1-score* e coeficiente Kappa. Essas métricas foram selecionadas por proporcionarem uma visão abrangente do desempenho dos modelos, especialmente em contextos com classes desbalanceadas, como é o caso deste estudo. Conforme sugerido por Saito e Rehmsmeier (2015), o uso combinado dessas métricas é essencial para evitar interpretações equivocadas baseadas apenas na acurácia, que pode ser inflada em cenários com predominância de uma das classes. A seguir, o Quadro 1 apresenta uma síntese dessas métricas utilizadas, suas respectivas definições e fórmulas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Quadro 1 - Métricas de Avaliação dos Modelos de Classificação

Métrica	Descrição	Fórmula
Acurácia	Proporção de previsões corretas sobre o total de casos.	$\frac{VP + VN}{VP + VN + FP + FN}$
Recall (Sensibilidade)	Capacidade do modelo de identificar corretamente os positivos	$\frac{VP}{VP + FN}$
Especificidade	Capacidade do modelo de identificar corretamente os negativos	$\frac{VN}{VN + FP}$
Precisão	Proporção de previsões positivas corretas	$\frac{VP}{VP + FP}$
F1-Score	Média harmônica entre precisão e recall. Boa para dados desbalanceados.	$\frac{2\,.\,Precisão.\,Recall}{Precisão + Recall}$
Coeficiente Kappa	Mede a concordância entre as classificações do modelo e as reais, ajustando o acaso.	$\frac{P_0 - p_e}{1 - P_e}$

Em que, VP se trata dos verdadeiros positivos, VN os verdadeiros negativos, FP os falsos positivos, FN os falsos negativos; P_o proporção de concordância observada (acurácia) e p_e proporção de concordância esperada pelo acaso.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Apresentando os resultados do estudo, obtidos pela análise do comportamento do índice de consistência (K), considerando a influência das covariáveis. Dos 176 ensaios realizados, 159 (90,23%) não atingiram o critério de falha, enquanto 17 (9,66%) foram classificados com falha. Apesar do desbalanceamento entre as classes, os dados foram cuidadosamente monitorados ao longo dos ensaios e representam de forma fidedigna as ocorrências observadas na população de interesse. Assim, embora a assimetria na distribuição possa representar um desafio para alguns modelos preditivos, ela reflete a realidade do fenômeno estudado.

A modelagem prosseguiu com a aplicação dos seguintes modelos, *Extra Trees; Catboost;* Árvore de decisão*; Random Forest; XGBoost;* Regressão logística e *LightGBM.* Na Tabela 1 estão dispostas as métricas correspondentes a cada um dos modelos que foi ajustado.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1: Modelos ajustados para os dados de treino.

	Model	Acurácia	AUC	Sens.	Espec.	Precisão	F1-score	Kappa
1	*Extra Trees*	0,7167	0,9500	0,6500	0,8500	0,6000	0,6000	0,4800
2	*CatBoost*	0,6667	0,9000	0,6500	0,7500	0,5500	0,5667	0,3800
3	Árvore de decisão	0,8333	0,8250	0,9000	0,7500	0,8167	0,8467	0,6400
4	Random Forest	0,7833	0,8250	0,7500	0,8500	0,7000	0,7000	0,5800
5	*XGBoost*	0,8833	0,8000	1,0000	0,7500	0,8667	0,9133	0,7400
6	Regressão logística	0,7333	0,7500	0,8500	0,6500	0,7000	0,7333	0,4800
8	*LightGBM*	0,4333	0,5000	0,2000	0,8000	0,0667	0,1000	0,0000

Fonte: Elaborado pelos autores

Na Tabela 1, é possível observar que o modelo *Extra Trees* apresentou o melhor desempenho considerando a métrica AUC, com valor de 0,95. Além disso, o modelo *XGBoost* também se destacou, com ótimas métricas como acurácia = 0,88, sensibilidade = 1,00, *F1-score* = 0,913 e Kappa = 0,780, demonstrando excelente capacidade de discriminação. Embora o *Extra Trees* tenha sido o modelo escolhido por apresentar maior AUC, o *XGBoost* se mostra uma alternativa igualmente robusta e promissora.

Seguindo para a avaliação com os dados não utilizados no treinamento, a Figura 1 apresenta a curva ROC obtida no conjunto de teste para o modelo *Extra Trees*, selecionado como principal. Essa etapa tem como objetivo verificar o desempenho preditivo do modelo frente aos dados de teste.

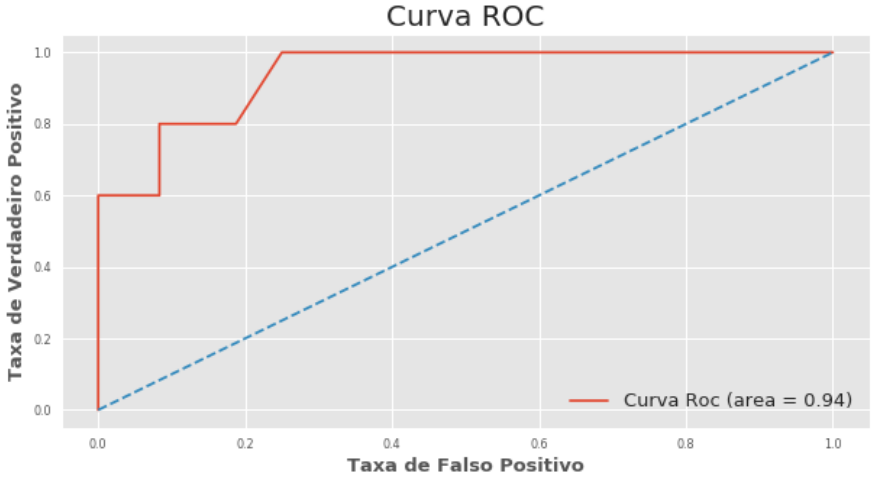


Figura 1: Curva ROC para o modelo *Extra trees* nos dados de teste.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Na Figura 1, é apresentado a relação entre os verdadeiros positivos e falsos positivos representando pela curva ROC. A área sob a curva (AUC), igual a 0,94, indica excelente capacidade discriminativa do modelo. Esses resultados demonstram que o *Extra Trees* é eficaz na previsão de falhas reológicas, sendo capaz de diferenciar adequadamente as classes mesmo em um cenário com desbalanceamento nos dados. Apesar da disparidade entre as proporções de falha e não falha, o modelo manteve desempenho robusto. Combinado com as demais métricas avaliadas, o *Extra Trees* se mostra adequado para os dados deste estudo.

Em complemento à curva ROC, as curvas de densidade dos escores de risco estimados pelo modelo, apresentadas a seguir na Figura 2, evidenciam a capacidade de separação entre as classes.

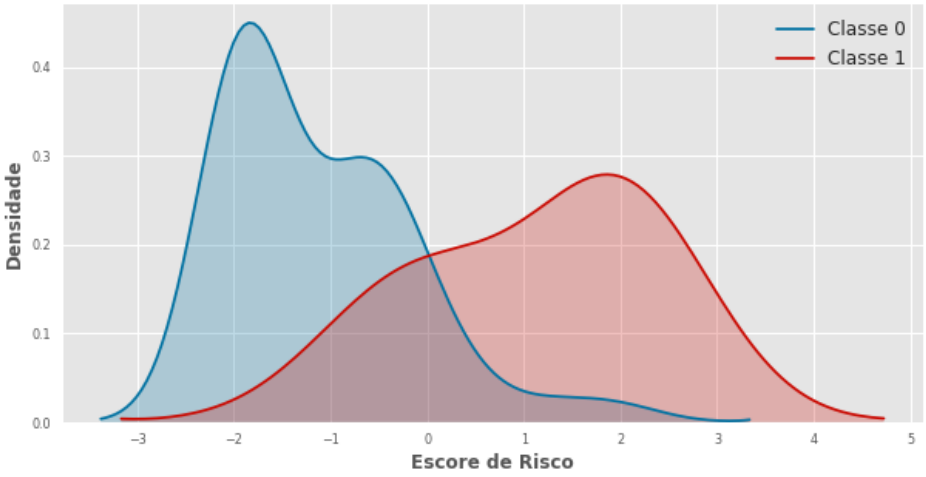


Figura 2: Curva das densidades das classes *vs* escore de risco.

Na Figura 2, a distribuição dos escores apresenta uma assimetria clara dos valores associados às falhas (classe 1) concentram-se mais à esquerda, enquanto os casos sem falha (classe 0) apresentam escores mais elevados. Essa separação entre as distribuições reforça a capacidade do modelo em discriminar corretamente entre amostras com e sem falha, mesmo em um cenário com classes desbalanceadas. Esses resultados evidenciam que o ajuste do modelo é eficaz para aplicações práticas, uma vez que permite antecipar falhas operacionais com elevada precisão, mesmo diante de cenários com dados desbalanceados.

Para aprofundar a análise sobre a contribuição individual das variáveis no processo de decisão do modelo, a Figura 3 apresenta os valores de SHAP, que quantificam a importância e o impacto de cada preditor na estimativa do risco de falha.

ISBN: 978-65-5222-057-8

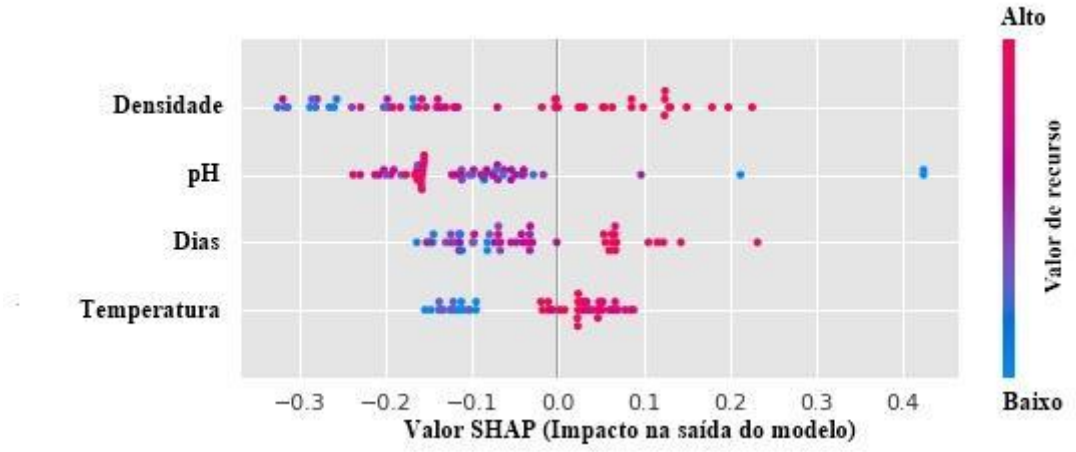


Figura 3: Gráfico da contribuição de cada variável na previsão final.

De acordo com Figura 3, observa-se que a variável densidade exerce o maior impacto individual na previsão do modelo, sendo diretamente associada ao aumento da probabilidade de falha. A variável pH também apresenta efeito significativo, em que valores mais baixos elevam o risco de falha, enquanto valores mais altos tendem a reduzi-lo. A variável dias, relacionada ao tempo de exposição, indica que períodos mais longos aumentam a chance de falha, possivelmente devido à degradação progressiva do fluido resultando em falhas reológicas. Também é possível observar que a temperatura confirma o comportamento esperado: valores mais elevados estão associados a um maior risco de falha, reforçando o papel crítico da temperatura no processo de degradação reológica. Isso é evidenciado pelos pontos em vermelho (valores altos) concentrados na região de impacto positivo no gráfico.

Esses achados reforçam a importância de controlar rigorosamente essas variáveis em campo, permitindo intervenções preventivas e otimizando a estabilidade dos fluidos sob condições operacionais críticas. A seguir, a Tabela 2 apresenta as métricas finais para o modelo selecionado, que discriminam o seu desempenho para os dados de teste.

Tabela 2: Desempenho final para o modelo *Extra Trees*.

Model	Acurácia	AUC	Sens.	Espec.	Precisão	F1-score	Kappa
Extra Trees	0,906	0,940	0,800	0,917	0,500	0,615	0,565

Fonte: Elaborado pelos autores

As métricas de desempenho do modelo final, ajustado com o algoritmo *Extra Trees* e avaliadas no conjunto de teste, estão apresentadas na Tabela 2. O modelo obteve acurácia de 0,906, área sob a curva ROC (AUC) de 0,940, sensibilidade de 0,800, especificidade de 0,917, precisão de 0,500, *F1-score* de 0,615 e coeficiente Kappa de 0,565. Esses resultados indicam que o modelo

ISBN: 978-65-5222-057-8

apresenta desempenho satisfatório, sobretudo na capacidade de discriminar corretamente os casos negativos (não falha), conforme demonstrado pelos altos valores de acurácia e especificidade.

Além disso, a sensibilidade de 0,800 revela boa capacidade de identificar eventos de falha, o que é essencial em aplicações operacionais voltadas à detecção precoce de falhas reológicas.

CONCLUSÕES

Este estudo demonstrou que é possível prever falhas reológicas em fluidos de abandono de poços com o uso de modelos de aprendizado de máquina treinados a partir de variáveis físicas monitoradas em laboratório. Entre os algoritmos avaliados, o modelo *Extra Trees* apresentou o melhor desempenho, com AUC de 0,940, acurácia de 0,906, sensibilidade de 0,800 e especificidade de 0,917, confirmando sua capacidade de generalização mesmo diante de dados desbalanceados.

A análise dos valores SHAP forneceu transparência ao modelo, permitindo identificar a influência das variáveis na predição. A densidade foi o principal fator associado ao risco de falha, em que valores altos aumentam a probabilidade de falha.

Os resultados obtidos reforçam o potencial prático da abordagem proposta. O modelo pode ser incorporado a sistemas de monitoramento e controle, permitindo identificar, de forma antecipada, condições críticas que favorecem a degradação do fluido. Dessa forma, contribui diretamente para a redução de falhas operacionais, otimizando a estabilidade do fluido e a segurança durante as operações de abandono de poços.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à Petrobras pelo apoio técnico, institucional e financeiro essencial à realização deste estudo; ao CENPES e Peflab, pelo fornecimento dos dados experimentais que o embasaram; e à UFCG, por toda a estrutura acadêmica.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALJUBRAN, M. J. E. A. Drilling fluid properties prediction: a machine learning approach to automate laboratory experiments, 2022.

AMORIM, L. V. E. A. Melhoria, proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo, 2003.

BERGSTRA, J.; BENGIO, Y. Random search for hyper-parameter optimization. **The journal of machine learning research, v. 13, n. 1**, p. 281-35, 2012.

BREIMAN, L. Random Forests, 2001. Disponivel em: <https://doi.org/10.1023/A:1010933404324>.

CHEN, T.; GUESTRIN, C. XGBoost: A scalable tree boosting system. **Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining.**, p. 785-794, 2016.

DA COSTA, W. R. P. E. A. A Liquid Well Barrier Element for Temporary Plug and Abandonment Operations: A Breakthrough Approach. **Processes, v. 12, n. 10**, p. 2190, 2024.

DOROGUSH, A. V.; ERSHOV, V.; GULYAEV, A. **CatBoost:** gradient boosting with categorical features support. [S.l.]: [s.n.], 2018.

GÉRON, A. Hands-on machine learning with Scikit-Learn, Keras, and TensorFlow: Concepts, tools, and techniques to build intelligent systems. **O'Reilly Media Inc, 2ed**, 2022.

HASTIE, T. The elements of statistical learning: data mining, inference, and prediction., 2009.

HOSMER, D. W.; LEMESHOW, S. Applied Logistic Regression. **2. ed. New York: Wiley**, 2000.

KE, G. E. A. LightGBM: A highly efficient gradient boosting decision tree. **Advances in Neural Information Processing Systems, v. 30**, p. 3146-3154, 2017.

NORSOK D-010. Well Integrity in Drilling and Well Operations. **Standards Norway: Lysaker, Norway, 4th ed**, 2012.

SAITO, T.; REHMSMEIER, M. The precision-recall plot is more informative than the ROC plot when evaluating binary classifiers on imbalanced datasets. **PloS one, v. 10, n. 3**, 2015.

ISBN: 978-65-5222-057-8

FERRAMENTA INTEGRADA PARA QUANTIFICAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO NA ELABORAÇÃO DE ORÇAMENTOS DE INTERVENÇÕES DE PERFURAÇÃO OFFSHORE

Jonas Rafael Duarte Cavalcante[1], Yuri de Oliveira Lima[1],
Felipe Pedrosa de Lima[1], Tássio Jorge Figueiredo de Araújo[1],
José Carlos dos Santos Júnior[1], Leonildo da Silva Neto[1],
Aline da Silva Ramos Barbosa[1], José Ricardo Brigido de Moura Filho[2]

[1]Edge/UFAL - Universidade Federal de Alagoas, jonas.cavalcante@edge.ufal.br,
[2]PETROBRAS, brigido@petrobras.com.br

RESUMO

Indústrias como a de petróleo e gás enfrentam grandes desafios para alinhar planejamento e execução, devido à alta complexidade e aos elevados custos de suas operações. Erros em projetos podem comprometer a saúde financeira das empresas, o que tem incentivado investimentos crescentes em prevenção de falhas de orçamento e planejamento. Em muitos casos, o processo de orçamentação de poços de petróleo ainda depende fortemente de intervenções manuais e de dados armazenados em sistemas não integrados, como planilhas digitais, o que gera alto consumo de horas-homem (HH) e aumenta o risco de erros de preenchimento. Esses fatores comprometem a eficiência e a exatidão do planejamento financeiro. A adoção de um sistema automatizado e integrado para a orçamentação pode trazer melhorias significativas, como maior eficiência, redução de erros e alocação mais precisa de recursos. Além disso, o uso de planilhas com grandes volumes de dados dificulta a visualização e interpretação imediata das informações, o que pode comprometer a confiabilidade do orçamento. Nessa perspectiva, esse trabalho propõe a implementação de um sistema automatizado, com dados organizados de forma intuitiva e com a obtenção destes de forma integrada, a partir de informações já cadastradas em outros sistemas, o que facilita a análise e a tomada de decisões mais embasadas, contribuindo para a melhoria da assertividade orçamentária e a diminuição de erros humanos.

Palavras-chave: orçamentação, planejamento, automatização de processos, integração de informações, operações *offshore*.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O orçamento desempenha um papel crucial na gestão financeira do produto proposto, proporcionando uma base sólida para o planejamento, execução e controle dos custos, contribuindo para o sucesso e a rentabilidade do projeto, de acordo com Limmer (1997). Ele é uma das primeiras informações que um empreendedor busca para avaliar a viabilidade do projeto como um negócio, conforme afirma Goldman (1997).

A estimativa paramétrica é uma das técnicas amplamente utilizadas na elaboração de estimativas de custos. Essa abordagem se baseia na relação estatística entre parâmetros relevantes e os custos associados, utilizando dados históricos como referência, segundo PMBoK (2013). Ao aplicar a estimativa paramétrica, são coletados dados históricos de projetos anteriores, nos quais os custos totais e os parâmetros relacionados, como a área construída, foram registrados. Com base nesses dados, é possível estabelecer uma relação estatística que associa o custo total do projeto com a área construída.

Os setores produtivos existentes na sociedade contemporânea são aperfeiçoados a cada dia para suprir as necessidades de produção acelerada, tendo em vista que o consumo de produtos e serviços crescem muito rapidamente ao redor do globo. As práticas de produção para a extração de petróleo em alto-mar (*offshore*) vêm sendo melhoradas há décadas, tendo em vista seu potencial de extração que promove a oferta e demanda dos derivados do produto em questão. Por trás de todo o processo de realização da escavação de um poço de petróleo existe um grande aparato, o qual envolve a orçamentação de forma incisiva a fim de que se possa obter sucesso em cada uma dessas operações. Na percepção de Mattos (2019), orçamento não se confunde com orçamentação. Aquele é o produto; este, o processo de determinação. Em vista disso, a orçamentação está arraigada diretamente no que tange ao processo em que são determinados quais caminhos a serem tomados a fim de que o resultado das ações executadas após o início da escavação de um poço de petróleo possa surtir efeito de maneira positiva e suprir as necessidades previamente estabelecidas. Portanto, a orçamentação trata-se de um importante passo para a consequente realização de operações *offshores*, visando que as mesmas apresentem custos de operação estimados mais próximos do custo real.

A exploração dos recursos naturais do planeta é essencial para atender às necessidades humanas, e essa demanda está em constante crescimento devido à evolução das sociedades. O petróleo, como um recurso natural, desempenha um papel significativo em diversos aspectos da vida cotidiana, tornando-se um elemento estratégico na configuração política e econômica global. Dessa forma, projetos ligados à obtenção de petróleo assumem uma grande relevância tanto em nível nacional quanto internacional, influenciando aspectos econômicos, políticos e estratégicos. É o que afirma Chipalavela (2013).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Para Asrilhant et al. (2004), a perfuração de poços é um processo fundamental na indústria petrolífera, permitindo a extração do petróleo presente nas reservas subterrâneas. No entanto, a perfuração de poços envolve desafios técnicos complexos e altos custos operacionais. A evolução tecnológica impulsionada pela alta lucratividade do setor petrolífero levou a investimentos significativos e destacou a importância do gerenciamento adequado de toda a cadeia de processos envolvidos. A adoção de tecnologias avançadas e a aplicação de boas práticas de gestão são fundamentais para maximizar os benefícios econômicos, garantir a segurança operacional e promover a sustentabilidade na indústria do petróleo.

De acordo com Lima (2003), um poço exploratório em águas profundas tem custos da ordem de 10 milhões de dólares, podendo atingir até valores bem superiores dependendo das condições geológicas e meteoceanográficas da região. Mesmo sendo realizados extensos levantamentos sísmicos nos blocos, ainda assim a taxa de sucesso na perfuração é relativamente baixa. A taxa média mundial de sucesso na perfuração de poços exploratórios é de aproximadamente 1 para 8, ou seja, para cada 8 poços perfurados somente em um se encontram reservas de hidrocarbonetos, podendo estas ainda ser tanto comerciais como subcomerciais. A aplicação do Gerenciamento de Projetos na perfuração de poços de petróleo traz práticas que permitem um planejamento e controle mais efetivos das operações no setor. Diante de cenários de riscos que envolvem altos custos, a gestão adequada é o fator crítico para o sucesso de um projeto. Uma gestão eficiente abrange a identificação, avaliação e mitigação dos riscos financeiros, além da definição de metas realistas, a alocação adequada de recursos e a comunicação efetiva entre as equipes envolvidas. Ao adotar essas práticas, é possível reduzir os impactos negativos e aumentar as chances de sucesso em projetos de alto custo, conforme afirma Asrilhant et al. (2004). O processo de orçamentação dos poços de petróleo ainda conta com diversas etapas realizadas com intervenção humana e com informações armazenadas em bancos de dados não integrados, como por exemplo planilhas digitais, que são alimentadas de forma manual por orçamentistas. Estas etapas resultam em grande uso de HH e sujeitam o processo de orçamentação a erros, que impactam por impactar a eficiência e precisão do planejamento financeiro da empresa.

A implementação de um sistema de orçamentação com maior grau de automatização pode otimizar esse processo, integrando diferentes sistemas, aumentando a eficiência, reduzindo erros e permitindo uma alocação mais precisa de recursos para a exploração de poços de petróleo. Além disso a orçamentação com auxílio de planilhas contendo grandes volumes de dados dificulta a compreensão imediata do orçamento durante o processo de elaboração. Essa abordagem pode comprometer a precisão e confiabilidade do orçamento, uma vez que a complexidade dos dados pode levar a erros de interpretação. Para aprimorar a assertividade do processo de orçamentação, seria benéfico adotar um sistema automatizado que organize e apresente os dados de maneira mais clara e intuitiva, facilitando a análise e tomada de decisões embasadas. Em razão do tempo necessário para uma

ISBN: 978-65-5222-057-8

série de etapas de apontamento e processamento dos gastos, atualmente pode se levar até 03 meses entre a execução da intervenção e o completo mapeamento de gastos realizados, o que reforça a necessidade não apenas de planejamento mais ágil como também acompanhamento e relatórios de gastos, pois atrasos dessa magnitude prejudicam tomadas de decisões com base em valor durante e imediatamente após as intervenções. Esse cenário é particularmente crítico em atividades exploratórias, que envolvem alto grau de incerteza e têm, portanto, necessidade de um acompanhamento rápido e preciso para definir ajustes na sequência operacional, quando necessário.

METODOLOGIA

Para elaborar a ferramenta para elaboração de orçamentos de intervenções offshore, foi necessário a utilização de dados históricos de custos gerados junto a empresas prestadoras de serviço, buscando criar um banco de dados de preços unitários. Com esses dados, iniciou-se a construção da ferramenta custos que atenda estrategicamente a qualquer solicitação de orçamento, independentemente do tipo de intervenção. Além disso, para um melhor gerenciamento dos custos, o sistema cria um orçamento a partir de um cronograma, sendo possível gerenciar os custos não apenas na fase de planejamento, mas ao longo da execução da intervenção.

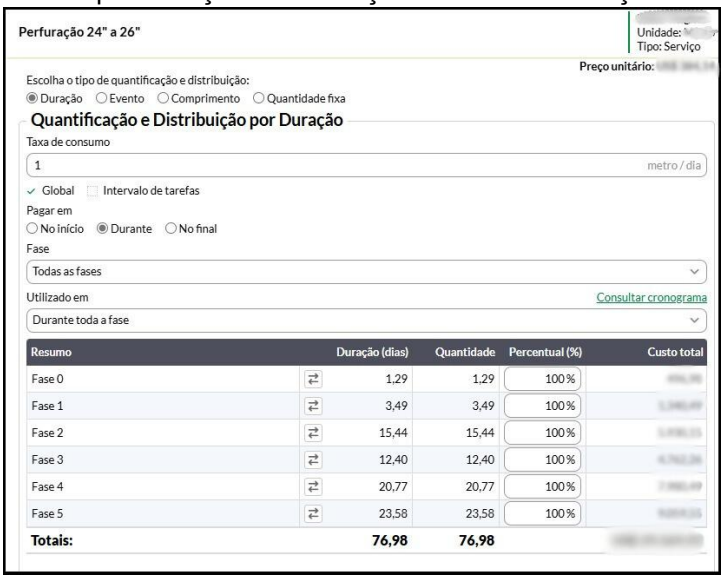
Para o desenvolvimento desse artigo, utilizou-se uma abordagem qualitativa e quantitativa, com foco na análise funcional e operacional do módulo de quantificação e distribuição da ferramenta proposta. O estudo foi conduzido por meio da leitura técnica e interpretativa de documentos e planilhas orçamentárias utilizadas por orçamentistas em cenários reais, que detalham os procedimentos de quantificação e os critérios de distribuição aplicáveis aos itens orçamentários em intervenções de perfuração em poços. A análise concentrou-se na estrutura, nos fluxos operacionais e nas lógicas de parametrização, que por sua vez foram incorporadas ao módulo, visando compreender como as diferentes formas de quantificação — por duração, por evento, por comprimento e por quantidade fixa — são integradas ao cronograma de execução e utilizadas para alimentar os orçamentos de forma precisa e distribuída. Adicionalmente, a metodologia incluiu a análise do vínculo entre os parâmetros de distribuição e os elementos do cronograma estruturado a partir das ontologias OpenWells, permitindo compreender e reproduzir na ferramenta a associação de conceitos de tempo, evento e extensão física (como o metro perfurado) em valores orçamentários projetados. Por fim, a metodologia considerou o contexto de aplicação da ferramenta em projetos da indústria de petróleo e gás, nos quais a precisão orçamentária, o alinhamento com contratos vigentes e a capacidade de adaptação a diferentes estratégias operacionais são aspectos essenciais para a gestão eficiente de recursos e para a tomada de decisões em ambientes de alta complexidade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na Figura 1 é apresentada a janela que permite quantificar e distribuir itens de um orçamento vinculado ao cronograma da intervenção. Essa janela, serve para preenchimento dos parâmetros de acordo com o tipo do item escolhido. Essencialmente, existem quatro formas de quantificação e distribuição disponíveis no sistema: duração, evento, comprimento e quantidade fixa.

Figura 1: Janela de quantificação e distribuição de um item de orçamento por duração.



Fonte: Os autores (2025).

Para quantificar e distribuir um item por duração, é estabelecido uma taxa de consumo que relaciona a quantificação do item com o período, em dias, no qual será utilizado durante a intervenção. Dessa forma, o item é vinculado à ontologia do cronograma, ou seja, é realizada a associação com a duração de uma fase, atividade, operação ou etapa específica. Logo, a quantidade necessária para multiplicar pelo custo unitário e encontrar o custo total, é determinada pela multiplicação da taxa de consumo com a duração da ontologia associada ao item. Na Figura 1, nota-se um item quantificado e distribuído por duração de forma global, ou seja, o item é distribuído ao longo de todas as fases e utilizado durante todo o cronograma da intervenção. Caso o item não seja global, seria necessário especificar em qual fase o item está associado e em qual atividade, operação ou etapa o item será utilizado. Além disso, é possível especificar o percentual de utilização do item ao longo do período definido, indicando se ocorrerá de forma integral (100%) ou parcial (por exemplo, 90%), conforme as particularidades de cada intervenção. Essa informação é registrada na coluna “Percentual (%)” da tabela resumo.

Já para cenários de itens quantificados e distribuídos por evento, também se estabelece uma taxa de consumo, além da definição do nível da ontologia ao qual o item será vinculado. De forma geral, eventos correspondem a situações em que o item orçamentário tem seu custo alocado integralmente no início ou ao final da fase, atividade, operação ou etapa do cronograma

ISBN: 978-65-5222-057-8

à qual foram associados. Dessa forma, o custo total do item é determinado exclusivamente pela multiplicação da quantidade de eventos pela taxa de consumo. Na Figura 2 é apresentada a janela de quantificação e distribuição de itens por evento.

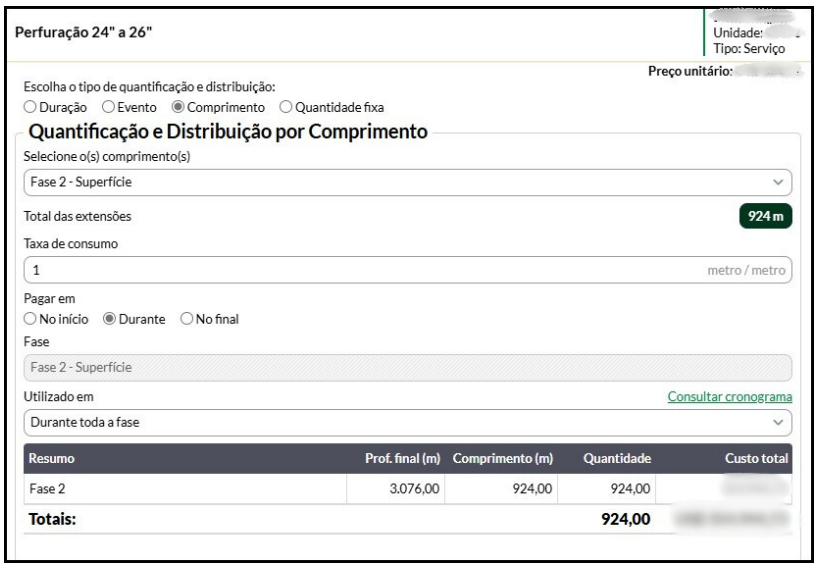
Figura 2: Janela de quantificação e distribuição de um item de orçamento por evento.



Fonte: Os autores (2025).

Outro cenário possível para a quantificação e distribuição de um item, é por comprimento. Nesse contexto, as quantidades estarão essencialmente relacionadas com as profundidades de operações de perfuração pré-definidas no cronograma da intervenção. Assim, o custo total é obtido pela multiplicação do custo unitário pela profundidade dos níveis da ontologia aos quais o item está vinculado. Na Figura 3 é apresentada a janela de quantificação e distribuição de itens por comprimento.

Figura 3: Janela de quantificação e distribuição de um item de orçamento por comprimento.

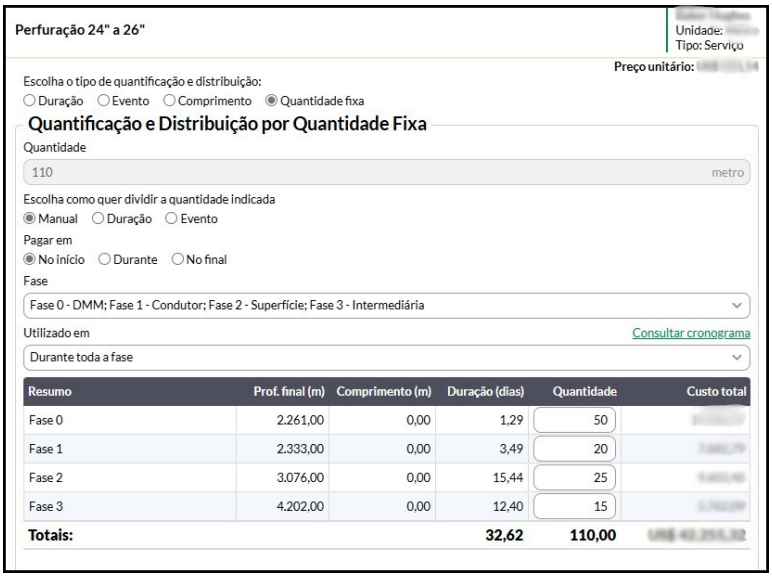


Fonte: Os autores (2025).

ISBN: 978-65-5222-057-8

A Figura 4 mostra a forma de quantificação a partir da digitação manual de uma quantidade estabelecida pelo orçamentista de forma autônoma e as formas de distribuição a partir da escolha de um critério: Manual, Duração ou Evento. Na escolha da opção Manual, o usuário tem total liberdade para definir os critérios de distribuição, atribuindo quantidades quaisquer do item em cada dos níveis da ontologia do cronograma, de modo que a quantidade total do item será sempre a soma das quantidades atribuídas para cada nível. Caso a opção escolhida seja Duração, a quantidade informada será dividida proporcionalmente ao longo das durações de cada nível da ontologia que o item foi associado. No entanto, se a escolha for a distribuição por evento, a quantidade informada será dividida proporcionalmente a ocorrência de eventos ao longo dos níveis da ontologia ao qual o item foi associado.

Figura 4: Janela de quantificação e distribuição de um item por quantidade fixa.



Fonte: Os autores (2025).

Dessa forma, torna-se viável a elaboração de um planejamento orçamentário mais estruturado e eficiente. A principal vantagem do uso dessa ferramenta está na redução significativa de erros humanos durante o processo de orçamentação, uma vez que, atualmente, a construção do orçamento de uma intervenção depende do preenchimento de uma série de informações de forma manual em diversas ferramentas e planilhas, além de uma série de funções complexas. Assim, a automação desse processo representa não apenas um avanço em termos de eficiência e confiabilidade na elaboração orçamentária, mas também uma medida efetiva para a mitigação de falhas humanas.

CONCLUSÕES

O módulo de quantificação e distribuição da ferramenta configura-se como uma das principais funcionalidades da mesma, desempenhando papel estratégico na construção de orçamentos mais precisos, coerentes e alinhados à realidade operacional das intervenções em poços de petróleo

ISBN: 978-65-5222-057-8

e gás. Ao permitir a associação direta entre itens orçamentários e os parâmetros do cronograma, como duração, ocorrência de eventos, comprimento perfurado e quantidades fixas, o sistema oferece uma abordagem flexível e adaptável a diferentes contextos e necessidades operacionais. Dentre os principais avanços proporcionados por esse módulo, destaca-se a capacidade de traduzir cenários complexos de planejamento em estruturas quantitativas exequíveis, organizadas conforme a dinâmica temporal e física das operações. A flexibilidade na escolha dos critérios de distribuição — seja por tempo, eventos ou extensão — garante ao orçamentista e ao planejador operacional a possibilidade de representar com maior fidelidade a demanda por materiais e serviços ao longo das fases da intervenção. Tal abordagem promove uma maior previsibilidade de custos, evitando sobrecargas ou subdimensionamentos que poderiam comprometer a eficiência técnica e financeira do projeto. Outro aspecto de grande relevância é a integração inteligente com o cronograma, o que não apenas assegura uma aderência temporal entre consumo e execução, mas também viabiliza a análise crítica do comportamento orçamentário durante a execução da intervenção. A opção de definir em que momento o item será pago — antes, durante ou ao final das operações — permite ajustes mais finos no fluxo de desembolso financeiro, alinhando o orçamento à realidade contratual e às estratégias de gestão financeira da companhia. Adicionalmente, os campos de resumo disponíveis ao final dos modais oferecem uma visão consolidada da distribuição, permitindo revisões rápidas e correções pontuais, além de facilitar o trabalho em equipe, visto que a transparência dos dados inseridos é garantida. A possibilidade de utilização de percentuais e a inclusão de períodos adicionais por fase fortalecem ainda mais a capacidade do sistema de adaptar-se a intervenções com características distintas, inclusive aquelas sujeitas a incertezas operacionais ou variações inesperadas. Por fim, é imprescindível destacar que a robustez deste módulo de quantificação e distribuição não se limita à sua função técnica, mas reverbera diretamente na governança dos projetos, fornecendo subsídios para tomadas de decisão fundamentadas em dados confiáveis e organizados. A sinergia entre planejamento, orçamento e execução, possibilitada por este módulo, contribui significativamente para a elevação dos padrões de eficiência e controle na gestão de intervenções em poços. Em síntese, o módulo de quantificação e distribuição representa um avanço relevante na digitalização da engenharia de custos no setor de óleo e gás, sendo uma ferramenta essencial para transformar estimativas em previsões estruturadas, fundamentadas e operacionalmente viáveis.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à empresa pela generosa disponibilização dos documentos essenciais para o desenvolvimento da ferramenta e deste artigo. Expressamos também nossa gratidão à equipe do Centro de Inovação Edge pelo empenho, dedicação e comprometimento, fundamentais para a entrega de um produto de excelência ao cliente.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Limmer, C. V. **Planejamento, orçamentação e controle de projetos e obras**. Em: Planejamento, orçamentação e controle de projetos e obras. 1997, pp. 225–225

Goldman, P**. Introdução ao planejamento e controle de custos na construção civil brasileira**. Pini, 1997

PMBoK, G. **Um guia do conhecimento para gerência de projeto**. Em: Project Management Institute. 2013

Mattos, A. D. **Planejamento e controle de obras**. Oficina de Textos, 2019

Chipalavela, A. F. **Análise e Discussão das Operações de Perfuração e Completação em Poços Petrolíferos**. Em: Lisboa, PT (2013)

Asrilhant, B.; Dyson, R. G.; Meadows, M. **Projetos estratégicos no setor de exploração e produção de petróleo**. Em: Revista de Administração de Empresas 44 (2004), pp. 82–95

Lima, C. J. T. de. **Processo de Tomada de Decisão em Projetos de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil: Uma Abordagem Utilizando conjuntos Nebulosos**. Tese de doutoramento. UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, 2003

ISBN: 978-65-5222-057-8

CÁLCULO DE APB EM POÇOS DE PETRÓLEO: UMA ABORDAGEM SIMPLIFICADA

Maria Luiza Nunes Lopes[1], Catarina Nogueira de Araujo Fernandes[1], Gilberto Lucas Leandro dos Santos[1], Luiz Elias da Silva Filho[1], William Wagner Matos Lira[1].

[1]Laboratório de Computação Científica e Visualização, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas – LCCV/CTEC/UFAL, maria.nunes@ctec.ufal.br, catarina@lccv.ufal.br, gilberto.santos@lccv.ufal.br, luiz.elias@lccv.ufal.br, william@lccv.ufal.br.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma abordagem alternativa de baixa demanda computacional para prever o aumento da pressão em anulares (APB, do inglês Annular Pressure Buildup). Durante o processo de construção do poço, há formações de espaços anulares que ficam preenchidos com fluido. Antes do início da produção, os fluidos se encontram em equilíbrio geotérmico. Durante a produção, fluidos escoam na coluna com temperaturas diferentes, transferindo calor para todo o poço, inclusive os anulares. Com a variação de temperatura, os fluidos tendem a se expandir, mas como não há espaço para expansão ou para vazão desse fluido, ocorre uma elevação da pressão nos anulares. O cálculo do APB é desafiador, pois envolve a interação entre os componentes estruturais do poço e a conservação da massa dos fluidos confinados. Por isso, sua avaliação geralmente é realizada por meio de simuladores comerciais sofisticados, que realizam cálculos complexos e demandam grande capacidade computacional. Diante disso, justifica-se o desenvolvimento de um procedimento computacional alternativo para prever o APB, visando fornecer suporte a cenários mais complexos. Para alcançar o objetivo, a metodologia deste trabalho consiste em quatro etapas principais: a) apresentação da formulação matemática do problema, com base na conservação da massa do anular; b) implementação computacional dessa formulação, onde a variação de pressão é calculada a partir das propriedades do fluido, das condições operacionais e das propriedades geométricas do anular; c) simulação de casos de estudo, inclusive comparando com *softwares* comerciais; e d) discussões dos resultados, identificando possíveis vantagens da abordagem utilizada. Dessa forma, a abordagem possibilita a previsão do APB de forma mais simples, servindo como uma ferramenta de apoio na avaliação da integridade do poço.

Palavras-chave: expansão térmica de fluidos, conservação de massa em anulares, previsão de APB.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O aumento de pressão nos anulares é um fenômeno causado pela tentativa de expansão dos fluidos no interior dos anulares confinados (BARCELLOS, 2017). Essa expansão resulta da variação de temperatura a que o poço de petróleo está submetido durante as operações. O APB é crítico para a integridade estrutural de poços, pois pressões excessivas podem levar a falhas, como colapsos de revestimentos ou vazamentos. Portanto, trata-se de um evento que deve ser previsto no projeto do poço. Com isso, diversos estudos se concentram na previsão do APB com o objetivo de reduzir os riscos de falha dos elementos do poço e manter sua integridade.

Antes do início da produção, o fluido nos anulares (Fig. 1) encontra-se em equilíbrio geotérmico. Entretanto, ao longo da operação, as temperaturas desse fluido em diferentes seções do poço começam a variar, provocando a expansão do fluido em direção aos revestimentos e contribuindo para o aumento de pressão.

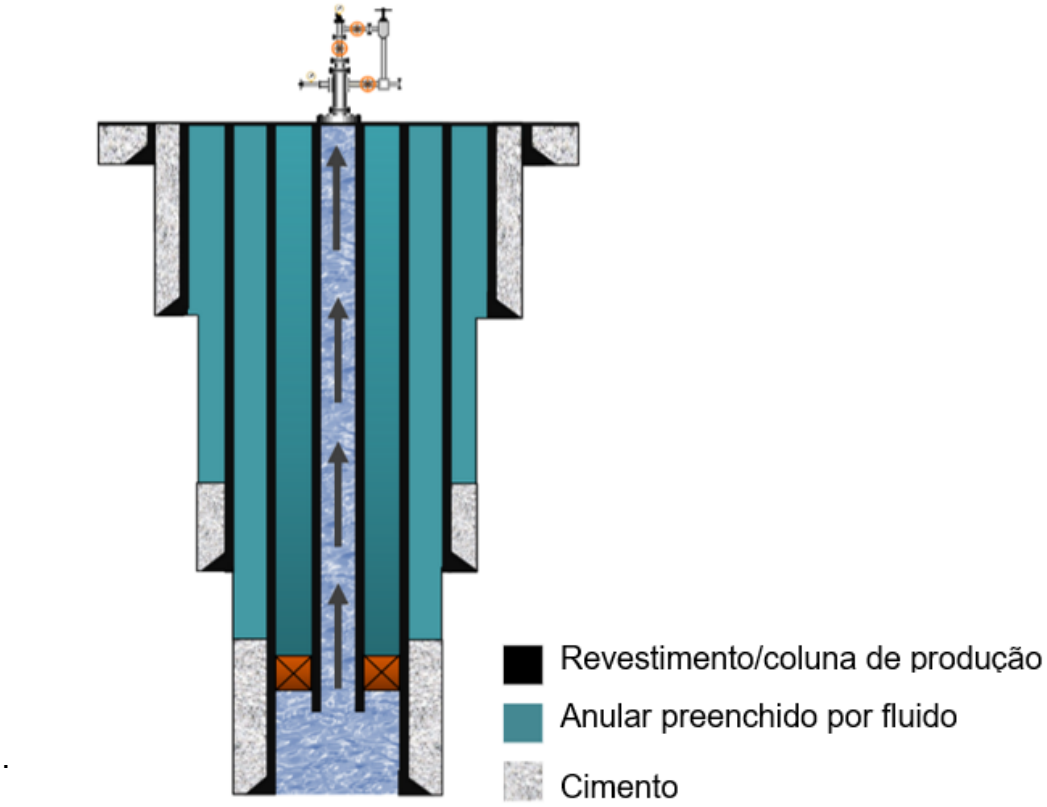


Figura 1: Poço de petróleo e seus componentes

Em geral, a análise do comportamento do APB requer o uso de simuladores comerciais sofisticados, que realizam cálculos complexos e demandam grande capacidade computacional. Neste contexto, torna-se relevante o desenvolvimento de abordagens alternativas de baixa demanda computacional, que possam representar adequadamente o fenômeno em

ISBN: 978-65-5222-057-8

casos mais simples.

Embora diversos autores já tenham abordado a temática de aumento de pressão em poços de petróleo, como Vasconcelos et al. (2019), Santos et al. (2023) e Magalhães e Silva (2020), nenhum dos estudos se dedicou à busca de um procedimento de baixo custo computacional para poços verticais e com apenas um anular.

Diante disso, este trabalho tem como objetivo desenvolver um novo procedimento computacional para prever o APB a partir da conservação da massa de fluido no anular, fornecendo suporte a cenários mais complexos.

METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida neste trabalho pode ser dividida em quatro etapas principais, conforme apresentado na Fig. 2.

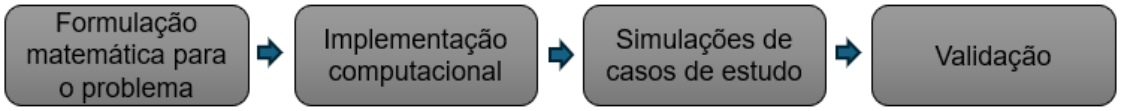


Figura 2: Metodologia do trabalho

Na primeira etapa, uma abordagem teórica com base na conservação da massa do fluido confinado nos anulares é estudada, destacando o comportamento desse fluido diante das variações de temperatura durante a produção. Na segunda etapa, é desenvolvida uma rotina de baixa demanda computacional em *Python*, que considera as propriedades do fluido, as condições operacionais e as características geométricas do anular e, em conjunto com as equações da etapa anterior, permite calcular o APB em um anular isolado. Além disso, é implementada uma rotina auxiliar para compatibilizar a discretização usada dos perfis de temperatura da simulação a partir do *software* StrinGnosis com a discretização do fluido do anular, usando uma interpolação linear. A terceira etapa corresponde à aplicação do algoritmo para um cenário de referência, inclusive comparando os resultados obtidos com aqueles gerados por meio do *software* StrinGnosis. Na última etapa, é discutido o desempenho do procedimento computacional apresentado em relação aos simuladores tradicionais, destacando suas vantagens, limitações e potenciais contribuições como ferramenta de apoio na estimativa de pressões em poços de petróleo.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, apresenta-se os resultados obtidos a partir do desenvolvimento do trabalho.

1. Formulação matemática do problema

De acordo com Sathuvalli et al. (2005), compreender como o fluido de perfuração se comporta dentro do anular é um dos principais fatores para a

ISBN: 978-65-5222-057-8

mitigação de falhas. Ademais, a relação entre a variação de volume do anular com a variação de volume do fluido tem ligação direta com o aumento de pressão.

Para o cálculo do APB, a densidade do fluido de perfuração é um fator crítico especialmente em poços localizados em águas profundas, regiões árticas e em condições de alta pressão e alta temperatura (HPHT). Por isso é importante compreender o comportamento volumétrico desse fluido diante de diversas condições de temperatura e pressão. Neste contexto, Zamora et al. (2013) apresentam uma equação (Eq. 1) para o cálculo da densidade (ρ) em uma determinada condição de pressão e temperatura.

$$\rho_{fluido} = (a_1 + b_1 P + c_1 P^2) + (a_2 + b_2 P + c_2 P^2) T \quad (1)$$

em que a, b e c (1 e 2) são os coeficientes de correlação, P é a pressão e T é a temperatura. Além disso, utiliza-se a Eq. 2 para o cálculo da massa (m) do fluido. Essa equação é originada do conceito fundamental de massa, isto é, o produto da densidade e do volume.

$$m = \rho \,.\, A \,.\, h \quad (2)$$

onde A e h são, respectivamente, a área da seção e a altura de cada elemento do poço. De modo geral, como a pressão, a temperatura e a densidade variam com a profundidade do anular, faz-se necessária a divisão do domínio n em partes menores, nas quais considera-se propriedades constantes. Esse processo é conhecido como discretização. Quanto maior a discretização, mais precisa é a resposta obtida. O perfil de pressão hidrostática (P) pode ser calculado usando a Eq. 3.

$$P_{i+1} = P_i + 0,1704 \,.\, h \,.\, \rho \quad (3)$$

Por fim, utilizam-se as condições iniciais de temperatura para calcular os perfis iniciais de densidade e pressão e, consequentemente, a massa inicial (m_t) do sistema. Após uma variação de temperatura, são obtidos os perfis finais de densidade e pressão, bem como a massa final estimada (m_e). Considera-se que o equilíbrio foi atingido quando a massa final e a massa inicial estão suficientemente próximas, de acordo com a tolerância estabelecida, a partir da Eq. 4.

$$\left| \frac{m_e - m_t}{m_t} \right| < tol \quad (4)$$

2. Implementação computacional

Esta seção apresenta uma descrição do procedimento computacional alternativo, desenvolvido na linguagem de computação *Python,* para o cálculo do aumento de pressão em um anular isolado. A primeira etapa da previsão do APB é recolher os dados do cenário em que se deseja calcular a variação de

ISBN: 978-65-5222-057-8

pressão. Esses dados incluem os parâmetros geométricos do anular (raio interno e externo e a altura do topo e da base), os parâmetros do fluido que preenche o anular (coeficientes de Zamora) e os perfis de temperaturas finais e iniciais.

O cálculo do aumento de pressão baseia-se no princípio da conservação de massa, o qual estabelece que a massa do fluido confinado permanece constante após variações térmicas e de pressão.

Para obter as temperaturas ao longo da profundidade do poço, foi implementada uma função de interpolação baseada nos dados extraídos da simulação no StrinGnosis. Esses dados incluem as profundidades e as respectivas temperaturas inicial e final associadas a cada ponto, permitindo estimar com maior precisão os perfis térmicos ao longo do anular.

A partir da discretização do anular, o algoritmo realiza o cálculo da massa total do sistema em duas etapas principais. Primeiramente, determina-se a massa total inicial (m_t) do fluido por meio do cálculo das pressões (P_i) e densidades ao longo dos elementos discretizados, utilizando os coeficientes de Zamora para estimar a densidade (ρ) em função da temperatura (T) e pressão locais.

Em seguida, inicia-se um método iterativo, onde se ajusta a pressão final estimada no topo do anular até que a massa calculada (m_e) após o aquecimento seja compatível com a massa total inicial, dentro de uma tolerância (tol) pré-definida. Essa iteração consiste na atualização da pressão final por meio de um fator de correção (α) até que o equilíbrio de massa seja atingido. Ao fim do processo, o aumento de pressão no topo do poço é obtido como a diferença entre a pressão calculada após a variação de temperatura e a pressão inicial, ambas no topo do anular.

Quando solicitada, a rotina permite o cálculo do APB considerando anulares rígidos, ou seja, sem deslocamento das paredes que o contém e sem variação do seu volume (dV = 0). Adicionalmente, é possível definir o valor da variação de volume (dV ≠ 0) para o cálculo do APB considerando o deslocamento das paredes que o contém. A Fig. 2 e a Tab. 1 apresentam, respectivamente, o fluxograma do funcionamento básico da implementação para prever o aumento de pressão nos anulares do poço e os dados adotados no cenário de referência.

Tabela 1: Dados iniciais

Variável	n	dV (m³)	P_i (psi)	Ri (m)	Re (m)	tol	α
Valor	10.000	-0,04	1.473,05	6,35E-2	12,27E-2	10^{-5}	1

ISBN: 978-65-5222-057-8

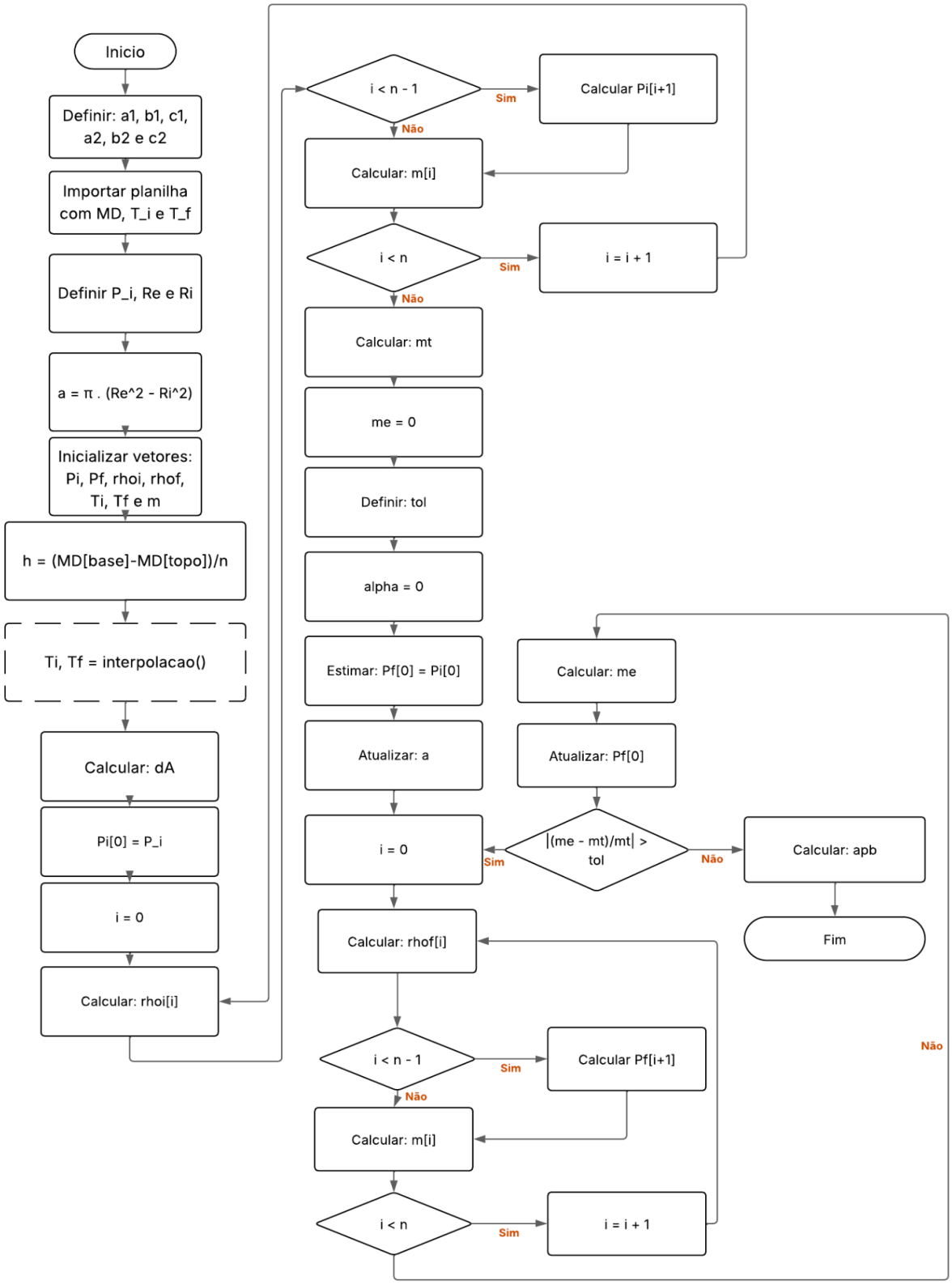


Figura 2: Fluxograma para o cálculo do APB

ISBN: 978-65-5222-057-8

3. Simulações de casos de estudo

O poço de petróleo utilizado na análise foi modelado a partir do *software* StrinGnosis, sendo caracterizado como um poço produtor *offshore*, vertical e com apenas um anular. Esse anular encontra-se totalmente preenchido com fluido do tipo água do mar com densidade de 8,60 ppg. O poço possui uma mesa rotativa a 5 m, uma lâmina d'água igual 1000 m e revestimentos do tipo condutor (30 pol.), superfície (20 pol.) e produção (10 ¾ pol.), além do tubo de produção (5 pol.) com topo em 1.005 m e base em 4.000 m de profundidade.

A produção é realizada por injeção de água quente, com profundidade de injeção de 4.000 m. A pressão e temperatura de injeção na superfície são de 8.000 psi e 90 °C, respectivamente, com vazão de água de 3.000 m³/dia e densidade do fluido injetado de 8,33 ppg.

A modelagem do poço neste estudo serve de base para aplicação no procedimento desenvolvido, permitindo a verificação entre os valores simulados no *software* e os obtidos a partir da rotina computacional. A descrição mais detalhada do poço e os coeficientes de correlação do fluido estão apresentados, respectivamente, na Fig. 4 e na Tab. 2.

Tabela 2: Coeficientes de correlação para a equação de Zamora et al. (2013) para água do mar

a_1	b_1	c_1	a_2	b_2	c_2
8,9001E+0	1,8462E-5	-1,2134E-10	-3,6828E-3	4,0808E-8	-4,9529E-13

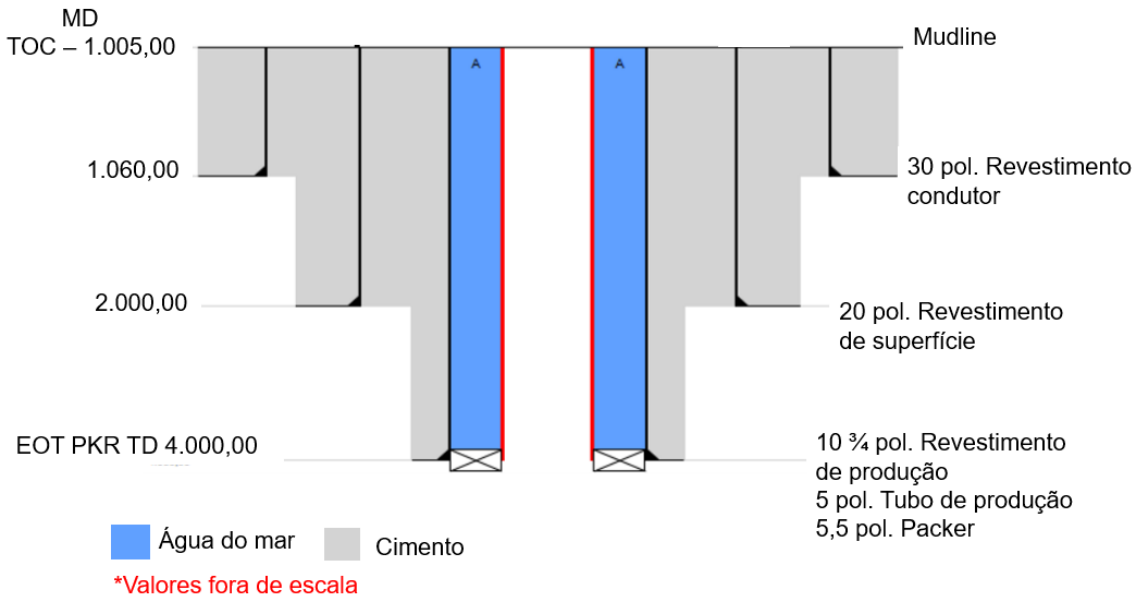


Figura 4: Poço de referência

ISBN: 978-65-5222-057-8

4. Validação

Os resultados apresentados na Tab. 3 mostram que a utilização da abordagem apresentada se mostrou eficaz para o cálculo do aumento de pressão no anular. Ao adotar a variação de volume igual a -0,04 m³, a diferença absoluta entre os resultados de APB em ambas simulações foi igual a 111,15 psi. Diante disso, os resultados demonstram que o uso do procedimento proposto possui uma diferença percentual de 0,9%. Essa pequena diferença valida a metodologia, porém, ressalta-se que a abordagem alternativa, apesar da baixa demanda computacional, pode subestimar efeitos dinâmicos presentes em cenários mais complexos (ex.: múltiplos anulares ou poços direcionais).

Tabela 3: Resultados obtidos através das simulações

Simulação	StrinGnosis	Rotina computacional
APB (psi)	12.328,93	12.440,08

CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um procedimento computacional alternativo de baixa demanda computacional que tem um intuito de prever o comportamento do aumento de pressão em um anular de um poço de petróleo. Ao se basear na conservação de massa do fluido contido nos anulares, a rotina obteve resultados positivos e coerentes quando comparados aos resultados do *software* StrinGnosis no mesmo cenário de referência. Nesse sentido, o desenvolvimento do procedimento se mostrou eficiente para o cálculo do APB, podendo servir de suporte para *softwares* mais complexos que demandam grande capacidade computacional. Como limitação, o procedimento alternativo não considera efeitos de curvatura do poço ou interações entre múltiplos anulares, sugerindo-se sua extensão em estudos futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARCELLOS, J. G. A. Modelagem matemática do aumento da pressão nos anulares (APB) em poços de petróleo. Dissertação (Mestrado); Universidade Federal de Santa Catarina, Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Florianópolis, 2017.

MAGALHAES, Pedro R.; SILVA, Thiago B. Evaluation of Annular Pressure Buildup in Oil Wells. In: XLI Ibero-Latin American Congress on Computational Methods in Engineering. 2020.

SANTOS, Gilberto Lucas Leandro dos, et al. Mitigação do aumento de pressão em anulares de poços de petróleo. 2023.

ISBN: 978-65-5222-057-8

SATHUVALLI, U.; PAYNE, M.; PATTILLO, P.; RAHMAN, S.; SURYANARAYANA, P. Development of a screening system to identify deepwater wells at risk for annular pressure build-up. In: ONEPETRO. SPE/IADC Drilling Conference. [S.l.], 2005.

VASCONCELOS, Themisson dos Santos et al. Modelagem termomecânica do crescimento de pressão em anulares confinados em poços de petróleo na presença de evaporitos. 2019.

ZAMORA, M.; ROY, S.; SLATER, K.; TRONCOSO, J. Study on the volumetric behavior of base oils, brines, and drilling fluids under extreme temperatures and pressures. SPE Drilling & Completion, OnePetro, v. 28, n. 03, p. 278–288, 2013.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO NUMÉRICO E EXPERIMENTAL DE PARTÍCULAS E FLUIDO NÃO-NEWTONIANO PARA O PREENCHIMENTO DE FRATURA DE POÇOS VERTICAIS

Diego Wanke[1], Eduardo Engelhardt[1], Lorenzo Olivo Filippini[1], Ayrton Cavallini Zotelle[1], Vinicius Gustavo Poletto[1], Silvio Luiz de Mello Junqueira[1]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, [1]diegownk@gmail.com, [1]eduardoe111@hotmail.com, [1]filippini.lor@gmail.com, [1]ayrton.zotelle1@hotmail.com, [1]vinsptt19@gmail.com, [1]silvio@utfpr.edu.br

RESUMO

A perda de circulação é um dos principais desafios enfrentados durante a perfuração de poços, especialmente em formações fraturadas. Esse fenômeno ocorre quando o fluido de perfuração escoa para fora do poço por fraturas ou canais permeáveis na formação, comprometendo a estabilidade do poço, elevando custos operacionais e podendo até interromper a operação. Nesses casos, o tamponamento eficiente das fraturas é fundamental para conter o escoamento indesejado do fluido e retomar as condições normais de operação. Essa etapa requer o uso de material particulado (Lost Circulation Material – LCM) combinados a fluidos com propriedades não-newtonianas, capazes de promover o bloqueio de fraturas de forma rápida e eficaz. Assim minimizando perdas e otimizando o desempenho da perfuração. Empregando o método de dinâmica dos fluidos computacional (Computational Fluid Dynamics - CFD) aliado ao método dos elementos discretos (Discrete Element Method - DEM), este trabalho apresenta uma simulação numérica e experimental do escoamento desse tipo de fluido com material particulado, replicando o processo de preenchimento de fratura transversal em canal vertical. O objetivo de avaliar a eficiência do tamponamento de fraturas é feito investigando a relação dos parâmetros reológicos do fluido, e a quantidade de partículas injetadas no canal, com a vazão de fluido perdido pela fratura. Uma bancada experimental reproduz as condições avaliadas na simulação numérica com o intuito de validar os resultados obtidos por esta. Os resultados numéricos mostram que há uma relação inversamente proporcional entre a quantidade de partículas injetadas e o tempo necessário para realizar o preenchimento e estes resultados são compatíveis com os obtidos pela bancada experimental.

Palavras-chave: Perda de circulação, poço fraturado, CFD, simulação numérica

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Durante o processo de perfuração de poços de petróleo, são utilizados fluidos de perfuração que apresentam característica não-newtoniana. Esses fluidos desempenham várias funções essenciais, como resfriamento e lubrificação da broca, transporte de cascalho, auxílio na estabilidade do poço, vedação de fraturas. No processo convencional de perfuração, o fluido é injetado pelo interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção e retorna à superfície através do espaço anular, que é formado pela parede do poço e a coluna de perfuração (Growcock; Harvey, 2005).

A estabilidade do poço está essencialmente associada ao fluido de perfuração. Este fluido geralmente é composto por um fluido base e diversos materiais, como por exemplo: polímeros, emulsificadores, bentonita, partículas sólidas. (Lavrov, 2016). Uma das propriedades que contribui significativamente para o aumento da pressão hidrostática no poço é a densidade do fluido de perfuração, que pode ser expressa em termos da densidade de circulação equivalente (*equivalent circulating density* - ECD). Geralmente o processo de perfuração é realizado sob a condição denominada *overbalanced*, em que a ECD precisa ser mantida em um valor alto o suficiente para manter a estabilidade do poço, evitando o influxo de fluido da formação para a região do anular, e ao mesmo tempo evitar a indução de fraturas (Deville, 2021). A maioria dos reservatórios situados na América do Sul são reservatórios estreitos (Xu et al., 2017), desta forma a janela operacional entre a pressão de poro e pressão de fratura é muito limitada, não possibilitando aos operadores uma faixa confortável para ajustar a densidade dos fluidos de perfuração. Para a condição de *overbalanced*, é natural a ocorrência da propagação de fraturas na formação. A ocorrência de fraturas durante o processo de perfuração é geralmente um fenômeno indesejado, pois promove a invasão de fluido de perfuração para o interior da formação rochosa, caracterizando assim, o problema da perda de circulação (Lavrov, 2016).

Este trabalho apresenta uma análise numérica validada por meio de comparação qualitativa com os resultados obtidos em um estudo experimental, focando no comportamento das partículas e fluido não-newtoniano no preenchimento de fratura em poços verticais. Foram avaliadas as propriedades reológicas dos fluidos e a eficiência do transporte de partículas por meio de experimentos laboratoriais. Através da modelagem multifásica de CFD foi possível investigar o comportamento do fluido-partículas e comparar os resultados numéricos com os experimentais obtidos em laboratório.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

Para caracterizar o fenômeno da perda de circulação, o poço será representado como um canal vertical de seção transversal retangular, com a fratura modelada como uma descontinuidade transversal à região de escoamento. O estudo se limitará à região anular do poço, excluindo assim a região interna da coluna de perfuração. Adicionalmente, tanto as paredes da região anular quanto as paredes da fratura serão consideradas impermeáveis.

Na Figura 1 (a) é apresentada a simplificação da região de interesse, onde o fluido de perfuração retorna à superfície. A fratura do poço é representada por um tubo de seção circular. O comprimento total da região do poço vertical é de 1,7 m (l_{DW} + e_{FR} + l_{UP}) e sua seção transversal mede 45 mm (h_{CH}) por 16 mm (z_{FR}). A fratura tem comprimento de 1 m (h_{FR}), sua seção é de 16 mm de diâmetro (e_{FR}) e seu eixo está a 1,27 m de distância da entrada, que está localizada na parte inferior do poço vertical.

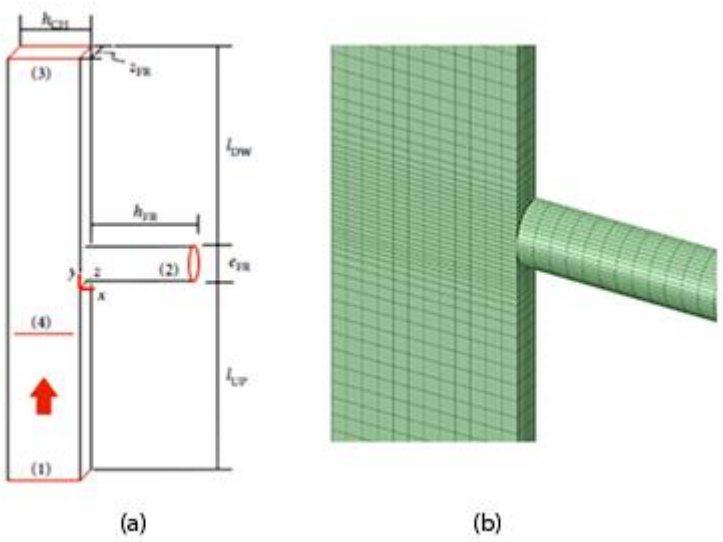


Figura 1– Representação esquemática da geometria do poço fraturado idealizado por um canal vertical em contato com fratura discreta para representar o transporte ascendente de partículas(a) e malha em detalhe(b).

Já na Figura 1 (b) é apresentada a geometria discretizada em uma malha de 68 mil elementos majoritariamente hexaédricos, com elementos prismáticos na transição da seção retangular para a circular e um plano de simetria. A Tabela 1 apresenta os parâmetros de simulação aplicados no modelo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1: Parâmetros do modelo numérico e experimental

	Parâmetro	Valor
Modelo CFD	Regime de escoamento	Laminar
	Vazão mássica de entrada (ṁ)	0,61 kg/s
	Vazão mássica de saída da fratura (ṁ)	5% da vazão de entrada
	Vazão de saída do canal livre	Saída de pressão
	Massa específica do fluido (ρ)	1000 kg/m³
Modelo reológico Herschel-Bulkley	Índice de consistência (K)	0,032 Pa·sⁿ
	Índice de potência (n)	0,821
	Tensão limite de escoamento (τ_0)	0,329 Pa
Modelo DEM	Diâmetro de partícula (d_p)	1 mm
	Vazão mássica da partícula (ṁ)	0,004267 kg/s
	Acoplamento	2-vias Fluent
Modelo Experimental	Material do fluido	Carbopol (CBP)
	Viscosidade aparente (taxa de cisalhamento 1000 s-1)	10 cP
	Vazão mássica de entrada (ṁ)	0,61 kg/s
	Vazão mássica de saída da fratura (ṁ)	5% da vazão de entrada
	Material da Partícula	Abrasivo plástico de Urea (APU)
	Diâmetro médio de partícula (d_p)	1,09 mm
	Massa específica da partícula (ρ)	1600 kg/m³
	Concentração de LCM	3%

O aparato experimental é composto pelos seguintes componentes: a) seção de testes, b) bomba helicoidal, c) tanque misturador, d) válvula de controle de vazão de fuga, e) medidor de vazão mássica. A montagem completa desses instrumentos pode ser visualizada no esquema de circuito hidráulico apresentado na Figura 2. A seção de teste é confeccionada em acrílico translúcido, o que permite a visualização do transporte das partículas durante o escoamento.

ISBN: 978-65-5222-057-8

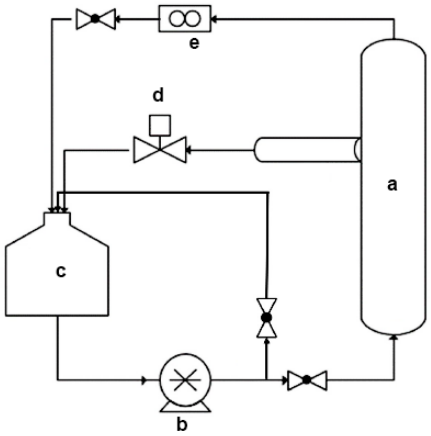


Figura 2 – circuito hidráulico do aparato experimental

Para a representação do fluido newtoniano generalizado, emprega-se o referencial híbrido de Euler-Lagrange, compreendendo uma fase contínua de fluido e uma fase discreta de sólidos. As equações de conservação da massa e da quantidade de movimento para a fase contínua de fluido são expressas como:

$$\frac{\partial \varepsilon_\beta \rho_\beta}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\varepsilon_\beta \rho_\beta \mathbf{u}_\beta\right) = 0 \tag{1}$$

$$\frac{\partial \left(\varepsilon_\beta \rho_\beta \mathbf{u}_\beta\right)}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\varepsilon_\beta \rho_\beta \mathbf{u}_\beta \mathbf{u}_\beta\right) = -\varepsilon_\beta \nabla p + \nabla \cdot \left(\varepsilon_\beta \boldsymbol{\tau}\right) + \varepsilon_\beta \rho_\beta \mathbf{g} + \mathbf{F} + \mathbf{S} \tag{2}$$

onde t é o tempo, ε_β representa a fração volumétrica da fase de fluido, $\boldsymbol{u}_\beta$ é o vetor velocidade, p é a pressão, $\boldsymbol{g}$ é a força gravitacional e $\boldsymbol{F}$ representa as forças de interação com a fase discreta. Considerando apenas a fluido sem partículas, as seguintes considerações são feitas: $\varepsilon_\beta = 1$, $\boldsymbol{F} = 0$, retornando às equações originais de Navier-Stokes.

A Equação (3) contempla todos os fluidos puramente viscosos. Onde a viscosidade η é uma função da taxa de deformação $\dot{\gamma}$.

$$\boldsymbol{\tau} = \eta(\dot{\gamma})\dot{\boldsymbol{\gamma}} \tag{3}$$

Para o modelo de Herschel-Bulkley (HB):

$$\eta(\dot{\gamma}) = \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} + K\dot{\gamma}^{n-1} \tag{4}$$

onde K é o índice de consistência, n o índice de lei de potência, e τ_0 representa a tensão limite de escoamento.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Quanto à fase discreta, a posição de cada partícula é descrita em função da velocidade, como apresentado na Equação (5). A segunda lei de Newton para o movimento, Equação (6), é aplicada para a determinação da velocidade da partícula.

$$\frac{\mathrm{d}\mathbf{x}_\mathrm{p}}{\mathrm{dt}} = \mathbf{u}_\mathrm{p} \tag{5}$$

$$\mathrm{m}_\mathrm{p}\frac{\mathrm{d}\,\mathbf{u}_\mathrm{p}}{\mathrm{dt}} = \mathbf{F}_\mathrm{d} + \mathbf{F}_\mathrm{gb} + \mathbf{F}_\mathrm{pg} + \mathbf{F}_\mathrm{vm} + \mathbf{F}_\mathrm{ls} + \mathbf{F}_\mathrm{DEM} \tag{6}$$

Onde $\mathbf{x}_\mathrm{p}$ e $\mathbf{u}_\mathrm{p}$ representam a posição e velocidade da partícula respectivamente, m_p corresponde a massa da partícula. Já o arrasto viscoso $\mathbf{F}_\mathrm{d}$, empuxo $\mathbf{F}_\mathrm{gb}$, o gradiente de pressão $\mathbf{F}_\mathrm{pg}$, a massa virtual $\mathbf{F}_\mathrm{vm}$, F_{ls} é a força de sustentação de Saffman e $\mathbf{F}_\mathrm{DEM}$ é a força de colisão, $\mathbf{F}_\mathrm{DEM} = \mathbf{F}_\mathrm{n} + \mathbf{F}_\mathrm{t}$, onde $\mathbf{F}_\mathrm{n}$ representa componente normal e $\mathbf{F}_\mathrm{t}$ a componente tangencial.

RESULADOS E DISCUSSÃO

Para avaliar a qualidade da malha e o comportamento esperado do escoamento não-newtoniano antes das partículas serem incluídas na análise, desenvolveu-se um modelo de escoamento monofásico, de menor custo computacional, com os parâmetros descritos na Tabela 1, cujo perfis de velocidade a montante e a jusante da fratura pode ser observados na Figura 3.

Os perfis de velocidade supracitados apresentam uma região não cisalhada, localizada, aproximadamente, entre as posições -0.01 e 0.01m, confirmando o comportamento não-newtoniano esperado. Além disso pode-se observar que a diferença entre a velocidade máxima a jusante e a montante da fratura calculadas no modelo numérico monofásico é de 5,3% correspondente a uma diferença de vazão calculada de 5%, frente a uma diferença de vazão de aproximadamente 10% medida na simulação experimental, ilustrada na Figura 4

ISBN: 978-65-5222-057-8

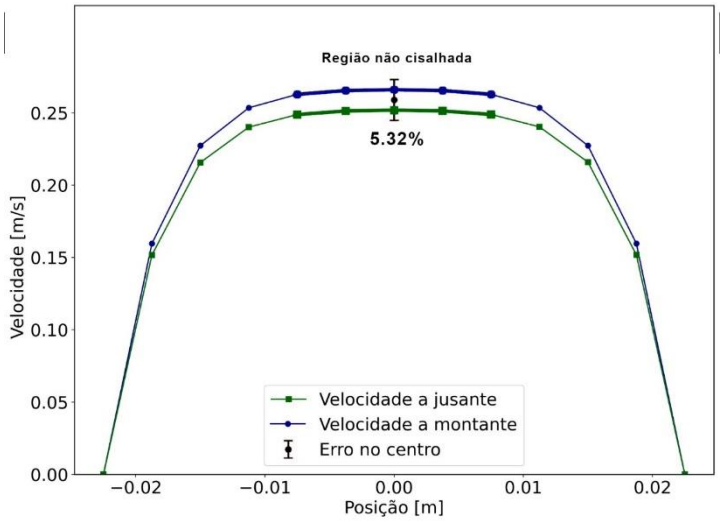
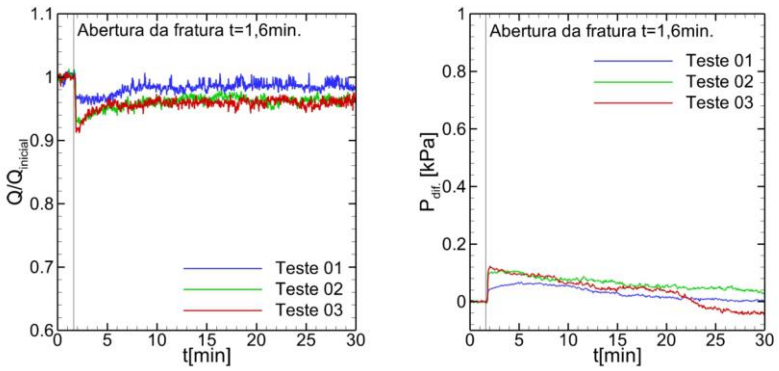


Figura 3 – Perfil de velocidade no canal livre a jusante e a montante da fratura

A perda de carga na fratura avaliada na simulação numérica, é de 219 kPa, o que demonstra relativa proximidade com a perda de carga medida experimentalmente no momento da abertura da válvula de controle de vazão de fuga, observada na Figura 4, que é de aproximadamente 160kPa. Essa diferença pode se dar pelo fato de que no momento da abertura da válvula já há um depósito de partículas na entrada da fratura, colaborando para que a perda de carga nesse caso seja menor do que no caso numérico.



(a) Vazão de retorno. (b) Pressão diferencial.

Figura 4 – Resultados experimentais de vazão de retorno(a) e pressão diferencial (b) na fratura ao longo do tempo

Por fim o modelo DEM é acoplado ao CFD previamente descrito, com os parâmetros descritos na Tabela 1, produzindo os resultados exibidos na Figura 5 onde eles são comparados aos resultados experimentais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

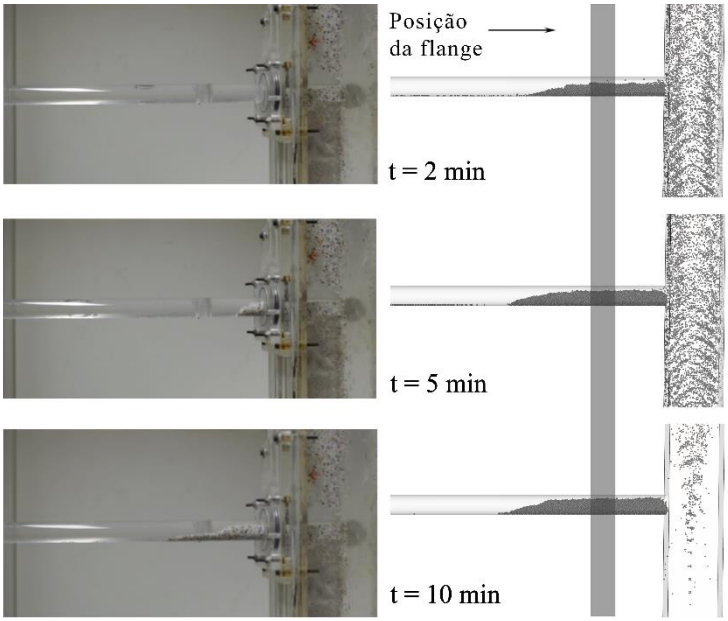


Figura 5 – Comparação da formação do leito de partículas na fratura ao longo do tempo na bancada experimental e obtidas pelo DEM

Pode-se perceber que há concordância entre os resultados do modelo DEM com os resultados experimentais acerca da forma do leito de partículas na fratura na fase final da simulação, ainda que o modelo DEM tenha apresentado uma formação de leito mais rápida em comparação ao experimental.

Além disso, é possível constatar, em ambos os casos, que o crescimento do leito se dá a partir da entrada da fratura em direção a sua saída. Comportamento condizente com a baixa vazão de fuga, visto que nos casos de alta vazão de fuga as partículas se deslocam com maior quantidade de movimento até o final da fratura, onde encontram a restrição da válvula, causando a formação de leito a partir do final da fratura em direção ao seu início.

CONCLUSÕES

Primeiramente pode-se constatar com os resultados apresentados, que o modelo monofásico desenvolvido inicialmente é suficientemente preciso para seguir com o acoplamento ao modelo DEM, visto que mesmo sem a inclusão de partículas os resultados de queda de pressão na fratura e velocidades a jusante e montante da fratura são comparáveis aos resultados obtidos no modelo experimental, no momento em que se abre a válvula de controle de vazão de fuga, ou seja, no momento em que o escoamento pela fratura mais se aproxima de um escoamento sem partículas. Além disso o modelo numérico DEM também demonstra precisão ao apresentar formação de leito de partículas concordante com o experimental.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Também pode-se observar que a velocidade na fratura em relação à velocidade do canal livre, apesar de baixa se mostra suficiente para carrear as partículas de forma que estas cumpram a função de cessar a perda de circulação. Adicionalmente, conclui-se que as características reológicas deste fluido em conjunto com as partículas se mostram eficientes para tamponamento de fratura e subsequente redução ou eliminação de perda de circulação de poços verticais. Isso é apontado pelo modelo DEM e confirmado pelo estudo experimental. Por fim, uma vez que os resultados numéricos e experimentais são convergentes, pode-se considerar que a abordagem adotada é promissora, porém ainda há espaço para futuros aprimoramentos, visto que há margem de diferença entre o trabalho numérico e experimental pode ser reduzida.

AGRADECIMENTOS

Apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP –, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP –, do Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH- ANP/ MCT – e do Programa de Formação de Recursos Humanos da PETROBRAS - PRH10- UTFPR.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DEVILLE, J. P. Drilling fluids. In: Q. Wang (Ed.); Fluid Chemistry, Drilling and Completion. v. 1, 2021. Gulf Professional Publishing.

GROWCOCK, F.; HARVEY, T. DRILLING FLUIDS 2.1 DRILLING FLUID SYSTEMS 2.1.1 Functions of Drilling Fluids. 2005.

LAVROV, A. Mechanisms and Diagnostics of Lost Circulation. Lost Circulation. p.99–162, 2016. Elsevier.

PEREIRA, F.B. Escoamento Particulado com Fluido não Newtoniano em Canal Vertical e Fraturado. Universidade Tecnológica Federal do Paraná: Dissertação de mestrado, 2022. 151 p.

XU, C.; KANG, Y.; YOU, L.; YOU, Z. Lost-circulation control for formation-damage prevention in naturally fractured reservoir: Mathematical model and experimental study. SPE Journal, v. 22, n. 5, p. 1654–1670, 2017. Society of Petroleum Engineers (SPE).

ISBN: 978-65-5222-057-8

DINÂMICA DE ASCENSÃO DE GOTAS FERROMAGNÉTICAS IMERSAS EM UM CAMPO MAGNÉTICO

Lucas Henrique Pagoto Deoclecio[1], Lidia Ramos da Vitoria[2], Daniel da Cunha RIbeiro[3], Renato do Nascimento Siqueira[4], Fábio de Assis Ressel Pereira[5], Osvaldo Karnitz Junior[6]

[1]Instituto Federal do Espírito Santo lucas.deoclecio@ifes.edu.br, [2]Universidade Federal do Espírito Santo lidia.vitoria@edu.ufes.br, [3]Universidade Federal do Espírito Santo daniel.ribeiro@ufes.br, [4]Instituto Federal do Espírito Santo renatons@ifes.edu.br, [5]Universidade Federal do Espírito Santo fabio.a.pereira@ufes.br, [6]Petrobras karnitz@petrobras.com.br

RESUMO

A dinâmica de gotas, incluindo a sua sedimentação, é um tema de grande relevância para a indústria petrolífera, uma vez que a presença de emulsões impõe desafios significativos às operações. Este trabalho investiga os efeitos da aplicação de um campo magnético externo sobre a ascensão de gotas ferromagnéticas. Para isso, foi implementado um modelo de magnetohidrodinâmica (MHD) no software de código aberto Basilisk. O modelo deste software se baseia na simulação numérica direta (DNS) da dinâmica de interfaces. O estudo analisou como o campo magnético interage com os efeitos inerciais, viscosos e de tensão superficial, afetando tanto a forma quanto a velocidade de ascensão das gotas. Observou-se que a aplicação do campo magnético no mesmo sentido da força gravitacional aumenta a velocidade de sedimentação. Isso ocorre devido à deformação causada pela força magnética, que reduz o coeficiente de arrasto da gota. O efeito oposto é observado quando a direção do campo magnético é perpendicular ao da força gravitacional, no qual o aumento do arrasto e, consequente, diminuição da velocidade da gota são observados.

Palavras-chave: dinâmica de gotas, campo magnético, gotas ferromagnéticas, simulação numérica direta, magnetohidrodinâmica.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A dinâmica de gotas está presente em várias áreas da indústria do petróleo, desde a recuperação ao transporte de produtos, passando pelo processamento primário. A aplicação final, portanto, pode ter como objetivo a redução da viscosidade no escoamento ou a maximização da eficiência de separação no processamento. A literatura tem mostrado que a aplicação de um campo magnético pode induzir a separação de fases em líquidos imiscíveis, com vários mecanismos físicos subjacentes contribuindo para esse fenômeno. A influência dos campos magnéticos na separação de fases é observada tanto na alteração da microestrutura quanto na dinâmica das fases envolvidas. Os mecanismos incluem interações de energia magnética, convecção termoelétrica magnética e a modulação de forças interfaciais, que coletivamente influenciam o comportamento de fase de líquidos imiscíveis.

Alguns estudos investigam como a combinação de forças viscosas (devido ao escoamento) e forças magnéticas afetam a forma das gotas de ferrofluido. Guilherme et al. (2023) detalham a modelagem matemática da interface da gota usando o método Level Set, incorporando forças capilares (tensão superficial) e magnéticas (força de Kelvin). Ambas as forças são consideradas concentradas na superfície da gota. A transição da forma das gotas sob campos magnéticos é observada. Um valor específico do número capilar magnético pode levar a uma seção transversal circular da gota em planos específicos, dependendo da direção do campo aplicado dependendo do número de capilaridade. Kawabata et al. (2024) empregam o método Integral nos Contornos (Boundary Integral Method, BIM) para modelar a deformação, levando em conta a força normal na gota derivada da força magnética e da tensão superficial em um escoamento de cisalhamento. Bhattacharjee et al. (2024) utilizam uma abordagem teórica assintótica para pequenos limites de deformação e modelagem numérica 2D axissimétrica utilizando o código proprietário COMSOL. Observa-se que, para alta intensidade de campo magnético, a deformação pode levar à instabilidade e quebra da gota. Yang et al. (2024) estudam a influência de campos elétricos e magnéticos acoplados sobre a deformação de gotas de água em óleo, mostrando que o campo magnético pode suprimir a deformação induzida pelo campo elétrico em certas condições. Além disso, a forma como o campo magnético é imposto também é um parâmetro que influencia o comportamento de emulsões. O campo pode controlar o movimento das gotículas, a forma, a coalescência, a evaporação e escoamento interno da gota, permitindo a manipulação da emulsão para diversas aplicações.

Diante do observado na literatura, este estudo propõe investigar a interação do campo magnético com os efeitos inerciais, viscosos e de tensão superficial através da simulação numérica direta da dinâmica de uma gota ferromagnética.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

Nesta seção, descrevemos a formulação do problema físico, as equações de governo e os números adimensionais relevantes.

Descrição do problema

A Fig. 1 apresenta o domínio computacional para as simulações 2D. O domínio consiste em um quadrado com lado $S = 25D$, onde *D* é o diâmetro da gota inicialmente esférica. O sistema de coordenadas (x, y) está localizado na posição inicial do centro de massa da gota. A gota parte do repouso de uma distância inicial $z_i = 5D$ em relação à fronteira superior do domínio. A razão de aspecto da gota é dada por b/a. O domínio e a posição inicial da gota são grandes o suficiente para minimizar a influência das fronteiras na dinâmica do escoamento. A condição de não deslizamento para a velocidade e a condição de Neumann para pressão são aplicadas em todas as fronteiras. Um campo magnético constante e uniforme com intensidade H_0 é aplicado nas direções horizontal e vertical.

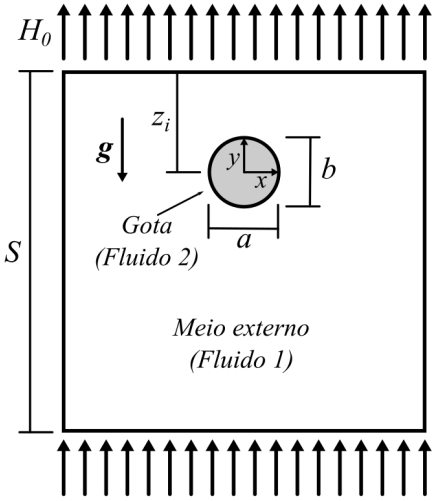


Figura 1: Esquema do domínio computacional das simulações 2D.

Modelagem matemática

A modelagem matemática para o escoamento multifásico adota o modelo de um fluido. A interface é rastreada por uma equação de advecção de traçador passivo, f. Os fluidos são tratados como fluidos newtonianos e incompressíveis e as equações de conservação de massa (1) e quantidade de movimento (2) e advecção da interface (3) são dados por:

$$div\left(u_j\right) = 0 \tag{1}$$

$$\partial_t u_j + div\left(u_j \otimes u_j\right) = \frac{1}{\rho}\left[- grad(p) + div\left(2\mu D_{ij}\right)\right] + a_j \tag{2}$$

$$\partial_t f + u_j \cdot grad(f) = 0 \tag{3}$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

onde u_j é o vetor velocidade, p é a pressão, μ é a viscosidade média entre as fases, ρ é a massa específica média entre as fases e D_{ij} é o tensor deformação. Aqui, a é a aceleração, a qual contém a aceleração gravitacional, g, a aceleração devido à força de tensão superficial, a_σ, e a aceleração devido a força magnética, a_m. As duas últimas são concentradas na interface. Aqui, $a_{\sigma,j} = \sigma\kappa n_j \delta_S/\rho$, onde σ é o coeficiente de tensão superficial, κ é a curvatura da interface, n_j é o vetor normal unitário a interface e δ_S é o delta de Dirac. A aceleração magnética (força de Kelvin) é $a_{m,j} = \mu_0 \chi H_j \cdot grad(H_j)$, onde μ_0 é a permeabilidade do vácuo, χ é a suscetibilidade do material da gota e H_j é o vetor campo magnético. Como H_j é irrotacional, podemos escrever $H_j = grad(\psi)$, onde ψ é o potencial do campo magnético, o qual é determinado pela equação de Maxwell (e Gauss): $div((1 + \chi)\, grad(\psi)) = 0$.

A viscosidade é dada por média harmônica, enquanto a massa específica é dada por média aritmética, ambas ponderadas pela fração volumétrica.

O último termo do lado direito de (2), a_j, refere-se a aceleração total devida a

Parâmetros Adimensionais

Os seguintes parâmetros adimensionais foram empregados para descrever o problema estudado:

$$\eta_r = \frac{\eta_2}{\eta_1}; \quad \rho_r = \frac{\rho_2}{\rho_1}; \quad Ar = \frac{\sqrt{\rho_1 |\Delta\rho| g D^3}}{\eta_1}; \quad Bo = \frac{|\Delta\rho| g D^2}{\sigma}; \quad Mg = \frac{|\Delta\rho| g}{\mu_0 \chi H_0^{\,2}};$$

A razão de viscosidade, η_r, representação a razão entre os efeitos viscosos das duas fases, a razão de massa específica, ρ_r, representa os efeitos da massa específica das duas fases, o número de Arquimedes, Ar, representa a razão entre as forças de empuxo e viscosas, o número de Bond, Bo, representação a razão entre as forças de empuxo e superficiais e o número gravitacional-magnético, Mg, representa a razão entre as forças de empuxo e magnéticas. Nas simulações realizadas, as razões de viscosidade e massa específica são constantes e iguais a 0,10 e 1,25, respectivamente. Ar, Bo e Mg assumiram valores de 1, 5 e 25.

Abordagem numérica

As simulações numéricas foram realizadas com o *software* de código aberto Basilisk. O programa emprega uma malha adaptativa dinâmica (Popinet, 2015) e tem demonstrado precisão e eficiência na resolução de escoamentos

ISBN: 978-65-5222-057-8

dominados por efeitos da tensão superficial (Popinet, 2009). No presente trabalho, a malha adapta-se dinamicamente com base no gradiente da fração volumétrica, do campo de velocidade e do potencial magnético. As equaçõessão discretizadas no espaço com precisão de segunda ordem através do esquema de Bell-Collela-Glaz (1989). A discretização do domínio é baseada em malha cartesiana adaptativa utilizando uma estrutura de árvore octree (Popinet, 2015).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, apresentamos e discutimos os resultados obtidos. Iniciamos com a validação do código numérico e, em seguida, apresentamos os efeitos de Ar, Bo, Mg e da direção do campo magnético.

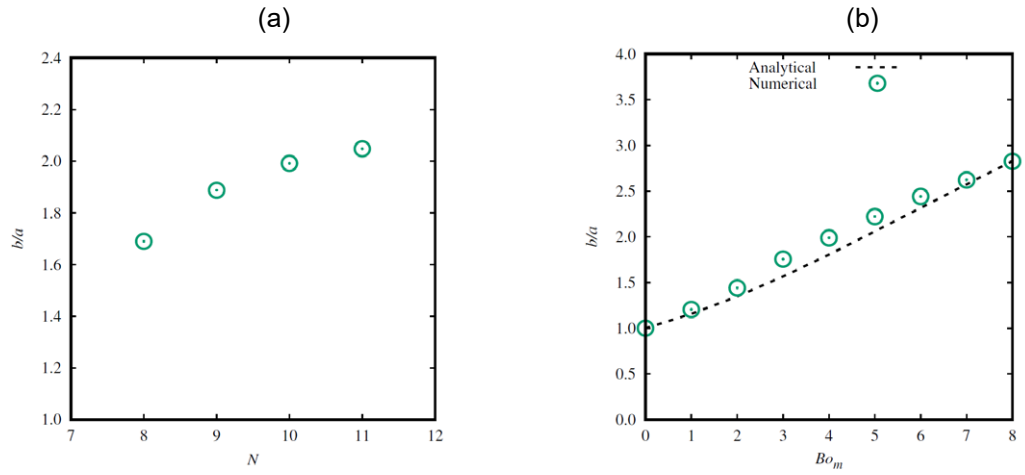


Figura 2: Razão de aspecto, b/a, de gotas ferrofluidas sob a ação de um campo magnético uniforme em função (a) do nível de refinamento de malha, L, e (b) do número de Bond magnético, Bo_m.

Validação do código numérico

Para a validação do código numérico, nós reproduzimos a solução analítica de Afkhami et al. (2010) para a razão de aspectos de gotas suspensas em um fluido viscoso sob a ação de um campo magnético uniforme. Primeiramente, realizamos um teste para verificar a dependência da solução em relação a malha. A Fig. 2(a) apresenta a razão de aspecto b/a das gotas para os diferentes níveis de refino máximo da malha para as simulações 2D. A figura traz os resultados para um número de Bond magnético, $Bo_m = \mu_0 H_0^2/(\sigma\backslash D)$, igual a 4. O tamanho da célula é dado por $\Delta x = S/2^N$, onde S é o tamanho do domínio e N é o nível de refino. O nível $N = 6$ é empregado como nível de refino mínimo para todas as simulações. A variação da razão de aspecto para os níveis de refino máximo 10 e 11 é pequena, no entanto, o aumento do custo computacional é substancial. Assim, o nível de refino 10 será empregado nas simulações. A Fig. 2(b) apresenta a solução analítica de Afkhami et al. (2010)

ISBN: 978-65-5222-057-8

(linha tracejada) e o nosso resultado numérico (pontos) para a razão de aspecto de gotas em equilíbrio em função de Bo_m. Para reproduzir as razões de aspecto previstas por Afkhami et al. (2010), simulações da Fig. 2(b) são axissimétricas. O resultado analítico é bem reproduzido, com erro médio de aproximadamente 6 %.

Sedimentação de Gotas em um campo magnético horizontal

A Fig. 3(a) mostra a razão de aspecto, b/a, de gotas em função de Mg para diferentes valores de Bo e Ar = 1 com um campo magnético imposto horizontalmente. É possível observar uma tendência da razão de aspecto diminuir (a gota ficar oblata) com a diminuição de Mg e com o aumento de Bo. Na direção imposta do campo magnético, a força de Kelvin tende a esticar a gota na direção perpendicular a da gravidade, reduzindo a sua razão de aspecto. Além disso, o aumento de Bo reduz os efeitos da tensão superficial em relação ao empuxo. Como a força de empuxo é a mesma para todas as gotas neste trabalho, a redução de Bo, ou, equivalentemente, dos efeitos da tensão superficial, levam a gota a ser mais facilmente deformada pelas outras forças que dominam o escoamento. Assim, o aumento de Bo permite que o efeito magnético leve a gota a menores razões de aspecto. O efeito da razão de aspecto se reflete na velocidade de sedimentação das gotas, como ilustrado na Fig 3(b). A magnitude da velocidade terminal tende a diminuir, uma vez que o coeficiente de arrasto da gota aumenta com a redução de Mg e o aumento de Bo. Como resultado, o efeito do campo magnético horizontal em um separador gravitacional tende a reduzir a taxa de separação de gotas.

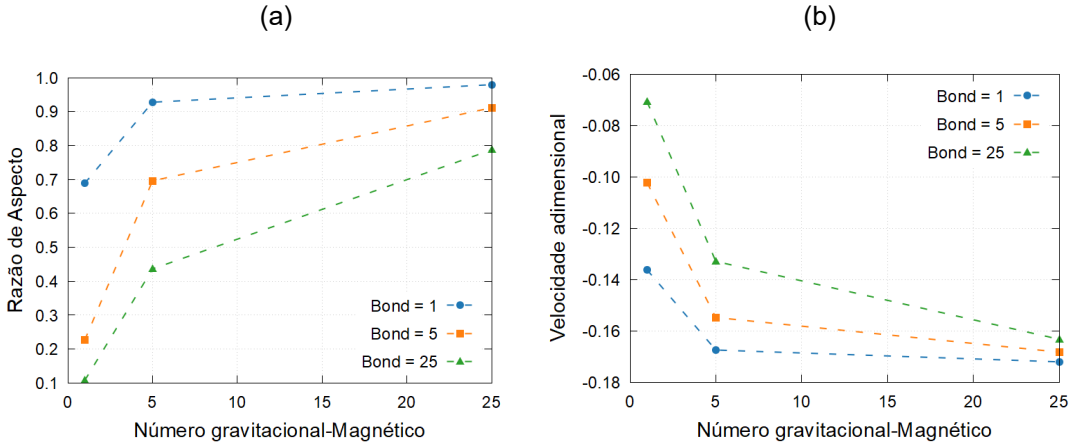


Figura 3: (a) Razão de aspecto e (b) velocidade de sedimentação de gota em função de Mg para diferentes valores de Bo, com o campo magnético horizontal e Ar = 1.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A Fig 4 exibe o formato da gota para diferentes valores de Mg e Bo (campo (a) horizontal e (b) vertical). É possível observar a diminuição de b/a com a diminuição de Mg e o aumento de Bo (Fig. 4(a)).

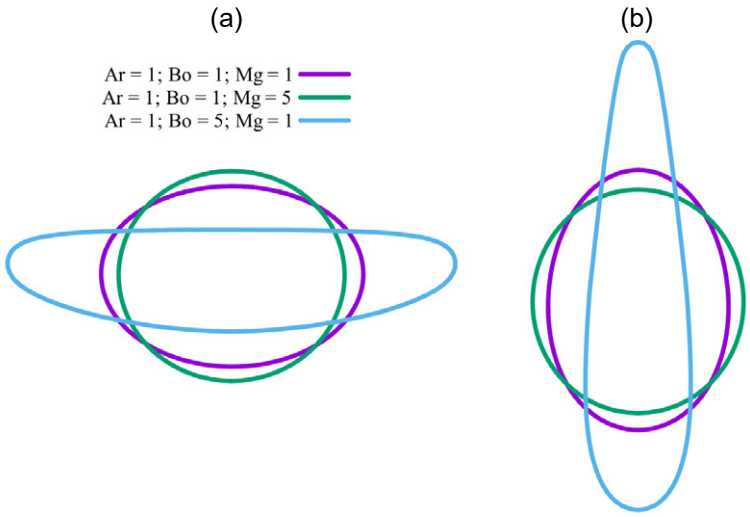


Figura 4: Formato de gota para diferentes valores de Mg e Bo e (Ar = 1) com a imposição de um campo magnético (a) horizontal e (b) vertical.

A Fig. 5(a) exibe a razão de aspecto de gotas em função de Mg para diferentes valores de Ar. A razão de aspecto das gotas também tendem a diminuir com o aumento de Ar. Isso ocorre devido aos efeitos inerciais, os quais também tendem a tornar a gota oblata devido à pressão dinâmica. No entanto, um aumento Ar aumenta a velocidade terminal da gota. Isso ocorre devido à redução dos efeitos viscosos (em relação ao empuxo, que é constante), o que facilita a sedimentação da gota, como exemplificado na Fig. 5(b).

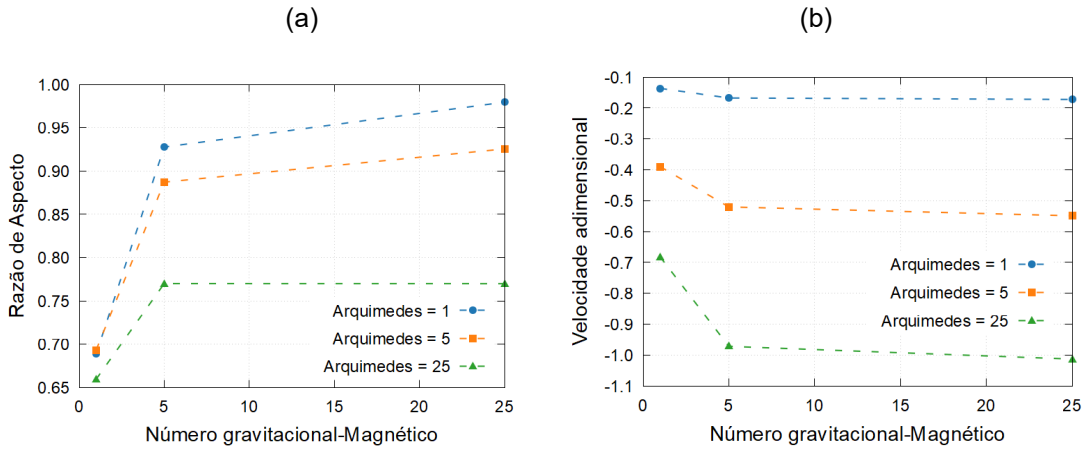


Figura 5: (a) Razão de aspecto e (b) velocidade de sedimentação de gota em função de Mg para diferentes valores de Ar, com o campo magnético horizontal e Bo = 1.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Sedimentação de Gotas em um campo magnético vertical

A Fig. 6(a) apresenta a razão de aspecto de gotas em função de Mg para um campo magnético vertical e diferentes valores de Bo. Diferentemente do campo magnético horizontal, aqui o campo magnético tende a tornar a gota prolata (aumentar a razão de aspecto). Esse efeito é mais uma vez intensificado com o aumento de Bo, uma vez que a deformabilidade da gota é maior. Como resultado, a velocidade de sedimentação das gotas aumenta (Fig. 6 (b)), devido à redução do coeficiente de arrasto. Assim, o aumento da intensidade do campo magnético vertical tende a aumentar a taxa de sedimentação, facilitando a separação das fases. O efeito do campo magnético vertical no formato de gota é observado na Fig. 4(b), na qual a gota se torna mais prolata com a diminuição de Mg e aumento de Bo.

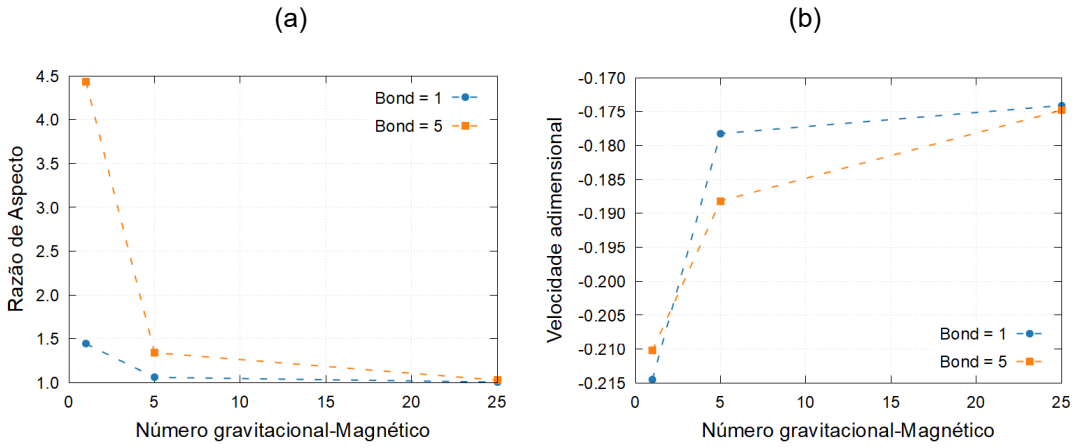


Figura 6: (a) Razão de aspecto e (b) velocidade de sedimentação de gota em função de Mg para diferentes valores de Bo, com o campo magnético vertical e Ar = 1.

Para o campo magnético vertical, a deformação causada pelos efeitos magnético e inerciais são opostas. As Figs. 7(a) e (b) exibem a razão de aspecto e velocidade de sedimentação de gotas em função de Mg e diferentes valores de Ar. Aqui, observa-se que a redução da razão de aspecto com a redução de Mg é minimizada pelo aumento de Ar. No entanto, a velocidade terminal é maximizada com o aumento de Ar e da intensidade do campo magnético.

CONCLUSÕES

Neste trabalho, investigamos o efeito da intensidade e da direção do campo magnético na sedimentação de gotas de material ferrofluido. Quando o campo magnético é imposto na direção horizontal, o aumento da

ISBN: 978-65-5222-057-8

intensidade do campo tende a tornar a gota mais oblata, aumentando o coeficiente de arrasto e reduzindo a sua velocidade de sedimentação. O efeito oposto é obtido quando o campo magnético é imposto na direção vertical, o que torna a gota prolata. Ademais, a redução dos efeitos de tensão superficial intensificam os efeitos magnéticos na forma da gota. Sugestões de trabalhos futuros incluem a inclusão dos efeitos da força magnética de Lorentz em conjunto com a força de Kelvin e a inclusão de efeitos não-newtonianos.

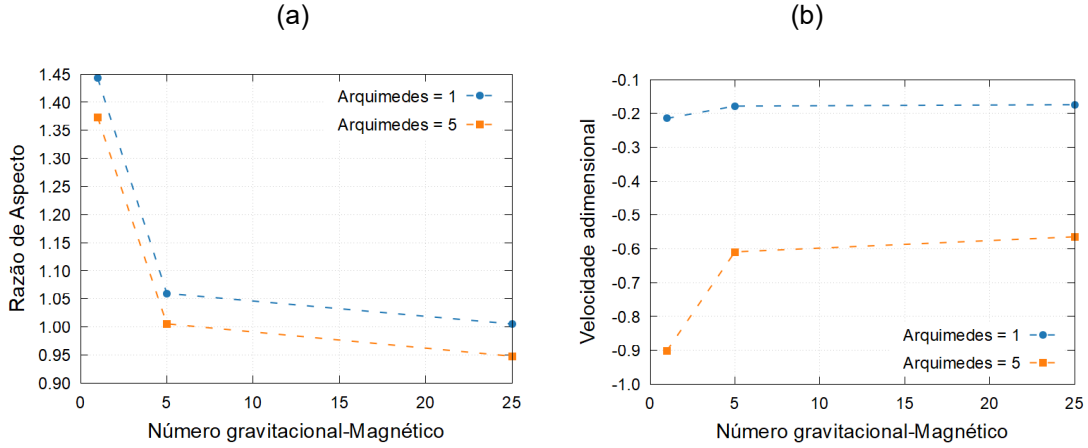


Figura 7: (a) Razão de aspecto e (b) velocidade de sedimentação de gota em função de Mg para diferentes valores de Ar, com o campo magnético vertical e Bo = 1.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS BILIOGRÁFICAS

Afkhami, S. A., Tyler, A. J., Renardy, Y., Renardy, M., Pierre, T. S., Woodward, R. C., & Riffle, J. S. (2010). Deformation of a hydrophobic ferrofluid droplet suspended in a viscous medium under uniform magnetic fields. Journal of Fluid Mechanics, 663, 358-384. https://doi.org/10.1017/S0022112010003551.

Aggarwal, A., Chen, S., Kirkinis, E., Khan, M., Fan, B., Driscoll, M., & De La Cruz, O. (2024). Wobbling and migrating ferrofluid droplets. Communications Physics. https://doi.org/10.1038/s42005-024-01871-8

Banerjee, U., Shyam, S., & Mitra, S. (2023). Magnetic Control of Water Droplet Impact onto Ferrofluid Lubricated Surfaces.. Langmuir : the ACS journal of surfaces and colloids. https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.2c03404

Bhattacharjee, D., Atta, A., Chakraborty, S. (2024) Magnetic field-mediated ferrofluid droplet deformation in extensional flow. Physics of Fluids 36 (9): 092020. https://doi.org/10.1063/5.0227028

ISBN: 978-65-5222-057-8

Chen, H., Dong, T., Duan, X., & Song, C. (2024). On-Demand Coalescence of Ferromagnetic Droplets in Microchannels Using an Oscillating Magnetic Field.. Langmuir : the ACS journal of surfaces and colloids. https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.4c03546

Guilherme, A. L., Siqueira, I. R., Cunha, L. H. P., Thompson, R. L. & Oliveira, T. F. (2023) Ferrofluid droplets in planar extensional flows: Droplet shape and magnetization reveal novel rheological signatures of ferrofluid emulsions. Phys. Rev. Fluids 8, 063601. https://doi.org/10.1103/PhysRevFluids.8.063601

Huang, Y., Ke, Z., Li, Z., Gao, Y., Tang, Z., & Zhang, Y. (2023). A non-uniform magnetic field coupled lattice Boltzmann model and its application on the wetting dynamics of a ferrofluid droplet under gravity effects. Comput. Math. Appl., 143, 73-93. https://doi.org/10.1016/j.camwa.2023.04.036.

Huang, J., Han, T., Zhang, J., & Ni, M. (2024). Numerical Simulation of Maximum Spreading of an Impacting Ferrofluid Droplet under a Vertical Magnetic Field.. Langmuir : the ACS journal of surfaces and colloids. https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.4c01084.

Kawabata, Y., Ishida, S., Imai, Y. (2024) Deformation and breakup of a ferrofluid droplet in shear flow under magnetic field. Physics of Fluids 36 (3): 033353. https://doi.org/10.1063/5.0203057

Pimenta, P., Rebouças, R., & Oliveira, T. (2024) Magnetic field effects on the surfactant concentration over ferrofluid droplet surfaces in shear flows.. Journal of colloid and interface science, 662, 438-445 . https://doi.org/10.1016/j.jcis.2024.02.036.

Popinet, S. (2009) An accurate adaptive solver for surface-tension-driven interfacial flows. Journal of Computational Physics, Vol. 228, No. 16, pp. 5838–5866. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2009.04.042.

Popinet, S. (2015) A quadtree-adaptive multigrid solver for the serre–green–naghdi equations. Journal of Computational Physics, Vol. 302, pp. 336–358. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2015.09.009.

Popinet, S. (2018) Numerical Models of Surface Tension. Annual Review of Fluid Mechanics, 50:49 – 75. http://dx.doi.org/10.1146/annurev-fluid-122316-045034

Yang, D., Zhong, H., Li, M., Lu, X., Cheng, X., He, L, (2024) Study on droplet deformation characteristics under coupled electric and magnetic fields. Chemical Engineering Research and Design, 208: 648-655. https://doi.org/10.1016/j.cherd.2024.07.039

ISBN: 978-65-5222-057-8

MODELOS MATEMÁTICOS BASEADOS EM MACHINE LEARNING PARA PREVISÃO DE PERDAS NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Maria Eduarda Gomes Silveira de Freitas[1], Tatiane Silva Sousa[1], Raisa Valentim Ramalho[1], Marcia Peixoto Vega[1]

[1]Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, Departamento de Engenharia Química, Instituto de Tecnologia, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, marcia.peixoto.vega@gmail.com

RESUMO

Na perfuração de poços de petróleo alguns distúrbios podem ser recorrentes e colocar em risco a segurança, a estrutura e a eficiência do processo. A perda de circulação é um problema operacional em que há migração do fluido de perfuração para a formação. Geralmente, essa perda é ocasionada quando a pressão exercida pelo fluido de perfuração excede a pressão da formação rochosa. A implementação de modelos matemáticos baseados em *machine learning* tem como objetivo prever esses distúrbios. Nesse contexto, a presente pesquisa apresenta o desenvolvimento de modelos de classificação e regressão. Quando a perfuração ocorre em cenários complexos com zonas altamente fraturadas, como reservatórios carbonáticos, os elevados custo operacional e tempo não produtivo requerem o uso da técnica *Pressurized Mud Cap Drilling* (PMCD), com a utilização de ciclos de *bullheading.* A operação de *bullheading* consiste no bombeamento de um fluido de sacrifício, em contracorrente, forçando o retorno de fluidos invasores de volta para a formação. Nesse contexto, foram desenvolvidos modelos matemáicos em linguagem *Python* com o uso do XGBoost *(Extreme Gradient Boosting)*, ajustando-se hiperparâmetros através do programa computacional *Optuna*. Para fins de validação (*recall*, *precision, f1-score* e *accuracy*) foram utilizados dados experimentais e dados de poços reais. As seguintes métricas foram empregadas para avaliação dos resultados dos modelos de regressão e classificação: MSE, RMSE, R^2 e SSE. A metodologia desenvolvida demonstrou ser eficaz e aplicável a diferentes cenários e dados, obtendo resultados promissores em todos os modelos propostos.

Palavras-chave: *machine learning*, perda de circulação, *kick, bullheading,* perfuração de poços.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Perda de circulação

A perda de circulação é um dos problemas mais desafiadores da indústria de petróleo, sendo uma das causas principais do aumento do tempo não produtivo (NPT), o que acarreta danos ambientais e perdas financeiras para a indústria de petróleo. A perda de circulação é definida como a perda parcial ou total do fluido de perfuração para a formação rochosa. (Ghalambor, et al., 2014; Silva, 2018). Nesse sentido, a invasão do fluido de perfuração pode provocar danos irreversíveis ao reservatório, ao reduzir sua produtividade inicial e/ou a longo prazo. Em reservatórios de óleo pesado, os problemas podem ser especialmente críticos devido a geração de emulsões estáveis entre o óleo e o filtrado. A perda de circulação pode ocorrer devido a fraturas naturais ou induzidas, em formações cavernosas, ou uma combinação dessas características. (Mardanirad, et al., 2021; Ghalambor, et al., 2014). Nesse cenário, a perfuração convencional mostra-se incapaz de se manter dentro dos limites de perfuração estabelecidos. Nessa perspectiva, novas técnicas de perfuração foram desenvolvidas, como o *bullheading*, controlando a migração do gás e a pressão do anular em operações de *Pressurized Mud Cap Drilling* (PMCD). Assim, a perfuração em cenários não convencionais (pré-sal, formações depletadas, reservatórios carbonáticos com fraturas e formações cavernosas), apresentando características extremas, é realizada através da técnica PMCD. (Liu, 2023)

Machine learning

Segundo Géron (2021), o *machine learning* é a ciência e a arte de programar computadores para que sejam capazes de aprender com os dados. A técnica é indicada para: problemas que exigem muitos ajustes finos ou longas listas de regras, problemas complexos para os quais não há uma boa solução disponível e para ambientes e dados inconstantes ou flutuantes. Vale ressaltar que o *machine learning* simplifica as regras, tem um desempenho melhor do que a abordagem tradicional e é adaptável a dados transientes. O objetivo primordial do presente trabalho é construir modelos matemáticos, a partir de dados experimentais e de dados de poços reais, para fins de classificação e regressão, usando a técnica de *machine learning*.

METODOLOGIA

Validação

Na validação cruzada, reduz-se o sobreajuste de dados ao treino, para que o modelo generalize bem para dados não vistos. Segundo Xu & Goodacre (2018), a validação cruzada é um dos métodos mais comuns para divisão de dados para fins de seleção de modelos. Ela divide os dados em k partes, usando uma parte como conjunto de validação enquanto

ISBN: 978-65-5222-057-8

modelo nas outras k-1 partes restantes. Esse processo é repetido k vezes, registrando o desempenho preditivo. Com base no melhor desempenho médio o parâmetro ótimo é escolhido.

Principais tratamentos

Primeiramente, os dados nulos devem ser removidos ou serem substituidos pela média (para variáveis contínuas) ou moda (para variáveis categóricas) da variável ao qual pertencem. Cada uma dessas abordagens pode trazer informações diferentes para o modelo, por isso, muitas vezes, isso é testado e experimentado para cada caso. (Huyen, 2022). O tratamento de *outliers* também é avaliado, uma vez que valores muito atípicos normalmente são encontrados após o quartil 90% podendo alterar a fronteira de decisão do modelo, isto é, identificar uma classe ou prever um valor de forma menos precisa por conta de um deslocamento que os *outliers* causam na distribuição de dados. Entretanto, a manutenção de *outliers* deve ser avaliada conforme apontado por Huyen (2022), uma vez que a introdução de valores atípicos pode fazer com que o algoritmo seja capaz de prever situações inéditas, contribuindo para aproximar a generalização do modelo.

Normalização dos dados

Segundo Géron (2021), algoritmos de aprendizado de máquina não tendem a lidar bem com dados numéricos em escalas muito diferentes. Desse modo são usualmente empregados tratamentos como o Min-Max *scaling* (Equação (1)) e Standard normalization (Equação (2)).

$$x' = \frac{x - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}} \qquad \text{Equação (1)}$$

$$x' = \frac{x - \mu}{\sigma} \qquad \text{Equação (2)}$$

Sendo x o dado original em cada amostra, x_{min} o valor mínimo para a variável, x_{max} o valor máximo para a variável, μ a média da variável no conjunto de dados, σ o desvio padrão da variável no conjunto de dados e x' representa o dado transformado após o redimensionamento ou normalização.

Tratamentos para assimetria e curtose

Segundo Johnson e Wichern (2007), a utilização de dados não normais não é recomendado, principalmente para modelos estatísticos. Os autores ressaltaram ainda que quanto mais dados, menos dificuldades o modelo terá para prever, utilizando dados não-normais. Para avaliar o quão não-normais os dados são, e se precisam de transformação, a assimetria e a curtose podem ser calculadas. O coeficiente de Fisher-Pierson é utilizado

ISBN: 978-65-5222-057-8

na obtenção daassimetria dos dados Equação (3). A curtose também se baseia nos conceitos de Fisher e está expressa na Equação (4).

$$g_1 = \frac{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(x_i - \overline{x}\right)^3}{\left(\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(x_i - \overline{x}\right)^2\right)^{3/2}} \quad \text{Equação (3)}$$

$$K = \frac{m_4}{s^4} - 3 \quad \text{Equação (4)}$$

Métricas de avaliação de classificação e regressão

As métricas de classificação e regressão foram compiladas a partir dos trabalhos de: Géron (2021), Juba e Le (2019) e Huyen (2022). Para a tarefa de classificação, empregam-se as métricas de *Recall*, *Precision, F1-score* e *Accuracy* em busca de uma boa avaliação da performance dos resultados (Equações 5 a 8).

$$Recall = \frac{TP}{TP + FN} \quad \text{Equação (5)}$$

$$Precision = \frac{TP}{TP + FP} \quad \text{Equação (6)}$$

$$F1\text{-}score = \frac{TP}{TP + \frac{FN + FP}{2}} \quad \text{Equação (7)}$$

$$Accuracy = \frac{TP + TN}{N} \quad \text{Equação (8)}$$

Sendo, TP a soma de todos os acertos positivos do modelo, TN a soma de todos os acertos negativos do modelo, FP a soma te todos os erros positivos do modelo, FN a soma de todos os erros negativos do modelo e N a quantidade de dados utilizados para previsão, representando a soma de TP, FP, FN e TN.

Para a regressão foram utilizadas as seguintes métricas: *Mean Squared Error* (MSE), *Root Mean Squared Error* (RMSE), *Sum of Squared Error* (SSE) e o R^2 (coeficiente de determinação) (Equações 9 a 12).

$$\mathrm{MSE} = \frac{1}{N}\sum_{j=1}^{N}\left(y_j - \widehat{y}_j\right)^2 \quad \text{Equação (9)}$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$\mathrm{RMSE}=\sqrt{\frac{1}{N}\sum_{j=1}^{N}\left(\widehat{y}_j-y_j\right)^2} \qquad \text{Equação (10)}$$

$$\mathrm{SSE}=\sum_{j=1}^{N}\left(\widehat{y}_j-y_j\right)^2 \qquad \text{Equação (11)}$$

$$R^2=1-\frac{\sum_{j=1}^{N}\left(y_j-\hat{y}\,j\right)^2}{\sum j=1^{N}\left(y_j-\overline{y}\right)^2}, \qquad \text{Equação (12)}$$

Sendo, $\hat{y}_j$ representa o valor previsto pelo modelo para cada amostra, y_j representa o valor real de cada amostra, N representa a quantidade total de amostras e $\overline{y}$ representa a média de todos os valores reais.

XGBoost

Segundo Akiba, et al. (2019), o XGBoost utiliza a técnica de *tree boosting*. configurando-se como um conjunto de várias árvores de decisão construídas e treinadas de forma iterativa buscando minimizar sempre os erros da árvore anterior. Vale ressaltar que o ajuste dos hipeparâmetros foi desenvolvido empregando-se o Optuna.

Classificação com dados de poços reais

Foram utilizados 65.376 dados de poços reais de Mardanirad, et al. (2021), na construção de modelos de classificação baseados em *machine learning* para prever o fenômeno da perda de circulação. Os dados foram separados, sendo 75% para treino e 25% para teste, garantindo a existência de dados de todas as classes em todos os conjuntos. Para fins de definição das classes, a severidade da perda (variável alvo) foi subdividida em: sem perda, perda leve, perda parcial, perda severa e perda completa. Além da validação cruzada foram implementadas as seguintes métricas: curva de aprendizado/função de perda; métricas de avaliação utilizando *recall*, *precision, f1-score* e *accuracy*; métricas em cada classe e matriz de confusão.

Regressão com dados experimentais

Foram utilizados 603.300 dados coletados da unidade experimental, selecionando as variáveis consideradas mais importantes para descrever o processo de PMCD: o tempo, a pressão da *choke*, a vazão, a frequência do inversor da bomba, a percentagem de abertura da válvula *choke*, a vazão, a percentagem da abertura da válvula do reservatório, sendo a variável alvo a pressão da *choke*. Para introduzir informação dinâmica no modelo de *machine learning,* procedeu-se a criação de novas variáveis, com informações relacionadas à quantidade de dados passados: sem dados passados, com 2 dados passados, com 8 dados passados e com

ISBN: 978-65-5222-057-8

20 dados passados. Os dados foram separados para treino e para teste, definido a partir do total de dados coletados, sendo 75% dos dados para o treino e 25% para o teste. Na tarefa de regressão a variável alvo é a pressão anular. Além da avaliação utilizando MSE, R^2, RMSE e SSE, foram implementados: a normalização dos dados, avaliação utilizando pressão real versus pressão predita e avaliação utilizando a distribuição da pressão ao longo do tempo para cada experimento.

Unidade experimental

A unidade experimental (Figura 1) retrata os processos de perfuração *Managed Pressure Drilling* (MPD) e PMCD, sendo utilizada água como fluido de perfuração e ar comprimido para os estudos de *kick* de gás. Há equipamentos como: transdutores de pressão, medidor de vazão mássica, válvula de controle proporcional (válvula *choke*) e sensores de nível. A rocha reservatório é representado através de um tanque pressurizado cujo *setpoint* de operação é a pressão de poros.

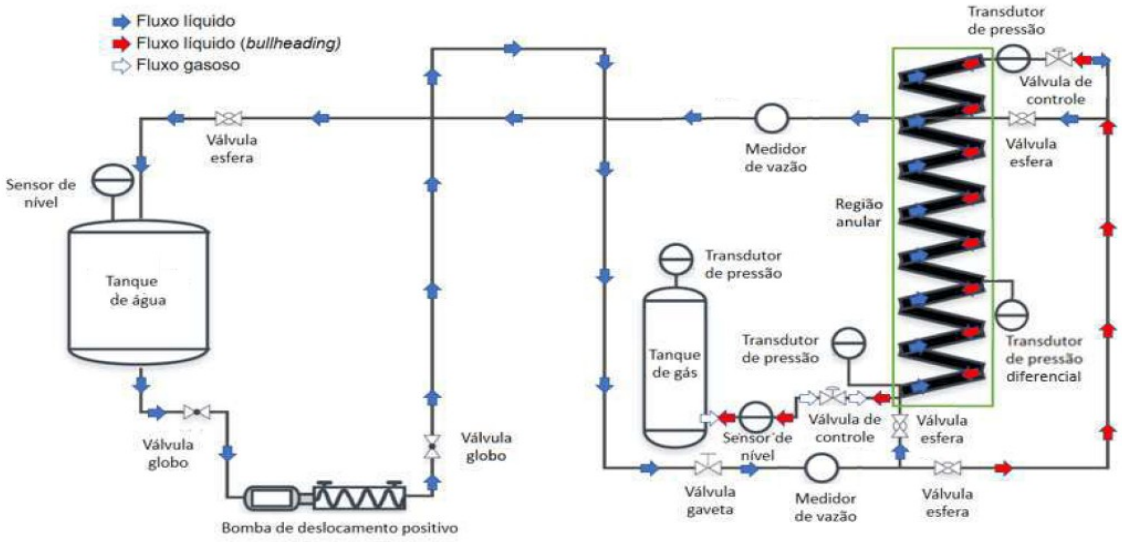


Figura 1: Esquema dos fluxos da unidade experimental. Fonte: Adaptado de Carvalho (2018).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Classificação com dados reais

O objetivo primordial é classificar a severidade da perda de circulação, prevendo as classes: sem perda, perda leve, perda parcial, perda severa ou perda completa. A correlação de Pearson (Figura 2) indica que variáveis têm maior relação com a variável alvo (severidade da perda) e compara correlações entre variáveis. Conforme pode ser observado, trata-se de um fenômeno complexo inexistindo alta correlação entre as variáveis e as classificações.

ISBN: 978-65-5222-057-8

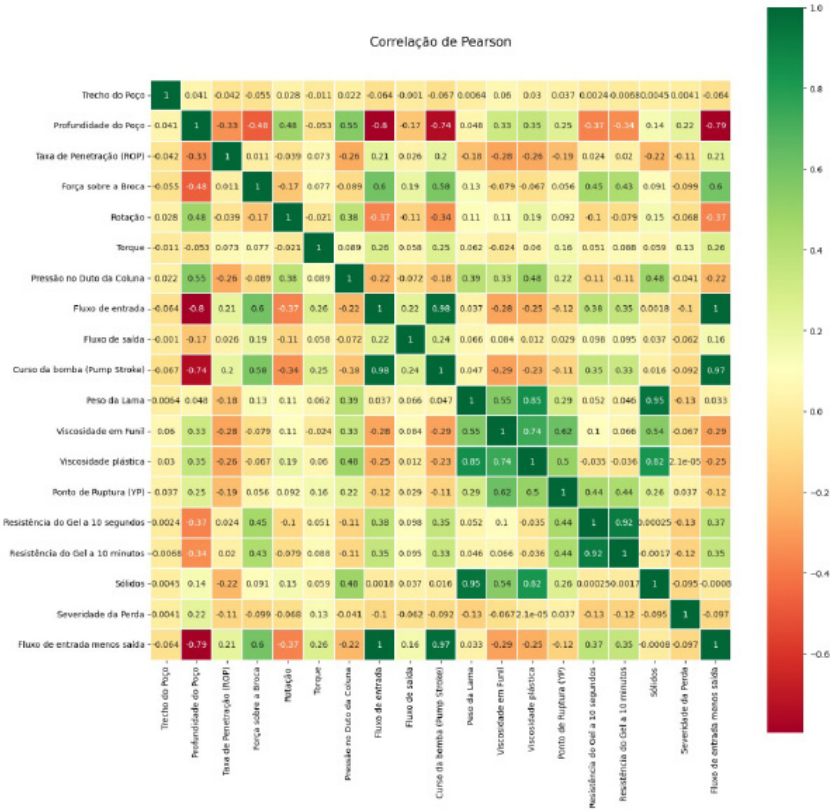


Figura 2: Correlação de Pearson das variáveis do modelo de poços reais.

A Figura 3 apresenta a matriz de confusão para teste e validação. A confusão entre classes adjacentes já é esperada, entretanto, mais dados de perdas de circulação completa devem ser inseridos para garantir que o modelo capte adequadamente a classe e não a confunda com comportamentos praticamente opostos. De fato, o maior acerto do modelo está nas classes majoritárias. Para a validação e teste, a matriz de confusão evidencia que os maiores valores estão alocados na diagonal principal, incluindo elevado nível de acerto para o modelo.

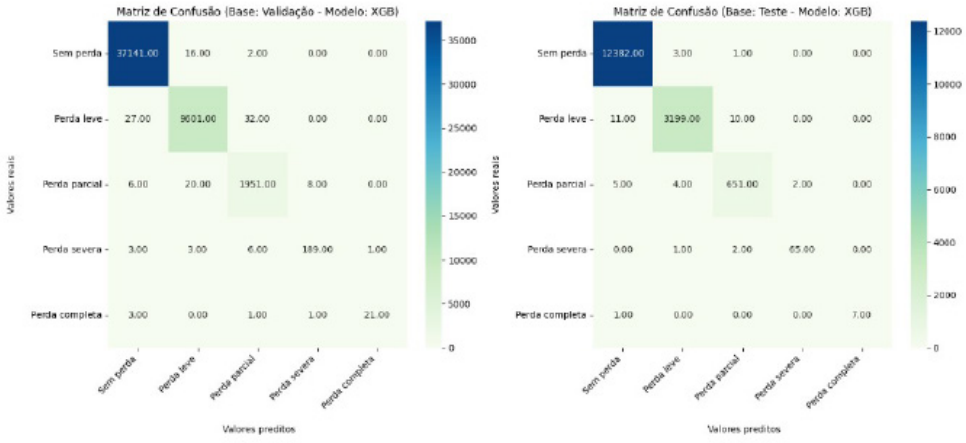


Figura 3: Matriz de confusão Teste e Validação – Poços reais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Regressão com dados experimentais

A Figura 4 ilustra as métricas de avaliação do modelo matemático com a introdução de 8 dados passados. Antes dos dados serem treinados pelo XGBoost, foi realizada a otimização dos hiperparâmetros com o Optuna gerando o melhor resultado. Os dados foram tratados segundo apresentado na seção Metodologia. Com os melhores parâmetros gerados pelo Optuna, os dados são treinados, validados e testados pelo XGBoost.

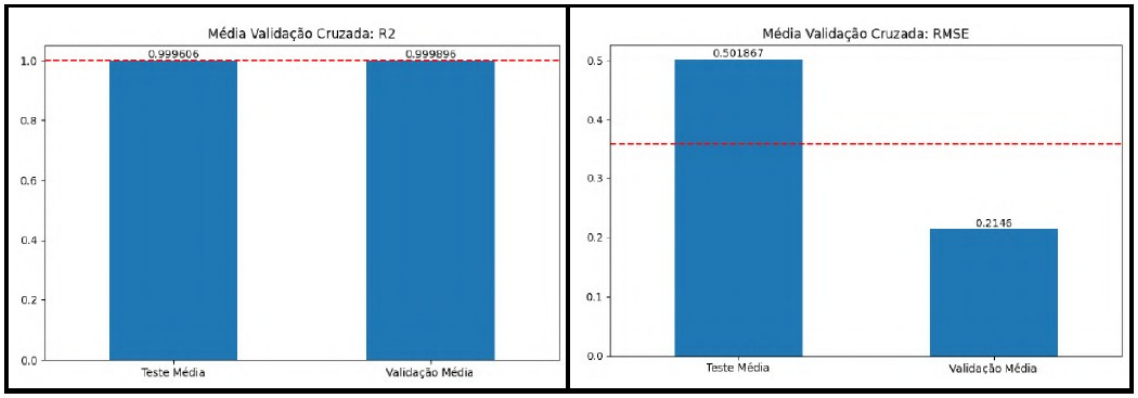


Figura 4: Métricas de avaliação R² e RMSE com dados experimentais, tratados com a função sig e com 8 dados passados.

A Figura 5 apresenta os pontos na curva de comparação de valor real e valor predito, além de fornecer os valores de R². Pode ser observado a proximidade dos pontos em relação à diagonal em vermelho, evidenciando a adequação do modelo gerado via *machine learning.*

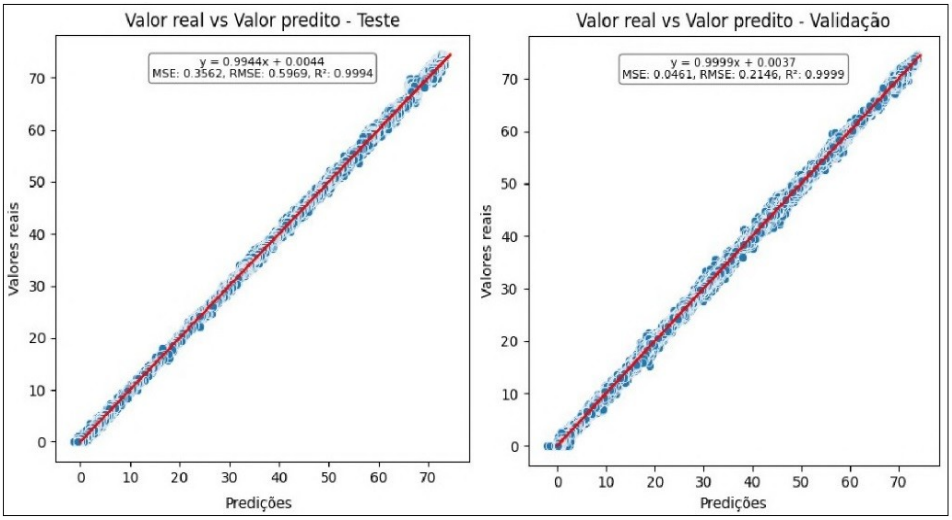


Figura 5: Gráfico de evolução do modelo com dados experimentais, tratados com a função sig e com 8 dados passados.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os resultados das previsões e realidade dos testes do modelo são apresentados na Figura 6, indicando quanto o modelo consegue prever o comportamento dinâmico da operação de PMCD.

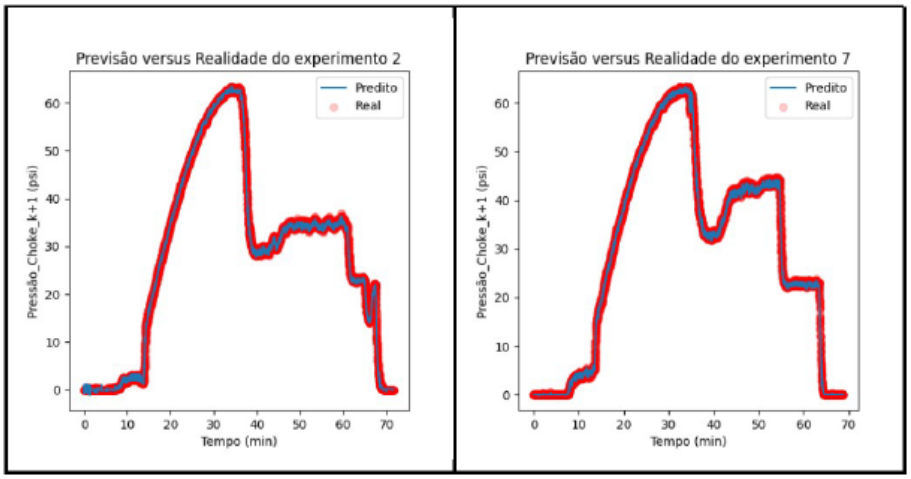


Figura 6: Previsão versus realidade com dados experimentais, tratados com a função sig e com 8 dados passados, para os experimentos 2 e 7.

CONCLUSÕES

A metodologia apresentada no trabalho demonstrou ser eficaz e flexível para diversos tipos de dados. Para a classificação, o modelo foi capaz de prever muito bem a severidade da perda de circulação. Para a regressão, as métricas de avaliação indicaram alta qualidade e eficácia do modelo, além de apresentar grande potencial preditivo. Por fim, vale ressaltar o caráter generalista da metologia desenvolvida, que apresenta robustez e alto desempenho para dados experimentais que apresentam maior desvio padrão, indicando maiores não uniformidade e complexidades.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq)

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AKIBA, T.; Sano, S.; Yanase, T.; Ohta, T.; Koyama, M. **Optuna: A Next-Generation Hyperparameter Optimization Framework.** Proceedings of the 25th ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery & Data Mining, Anchorage, p. 2623-2631, 2019. DOI: https://doi.org/10.1145/3292500.3330701.

CARVALHO, M. A. D.; **Estudos experimentais, de simulação e de controle na per-furação de poços de petróleo utilizando a técnica pressurized mud**

ISBN: 978-65-5222-057-8

cap drilling, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química/ UFRRJ, Seropédica, 2018.

GÉRON, A. **Mãos à obra: Aprendizado de máquina com Scikit-Learn, Keras, and Tensor Flow,** 2° Edição, atualizado com Tensor Flow2: conceitos, ferramentas e técnicas para construção de sistemas inteligentes – RJ, Alta Books, 2021. ISBN: 978-85-5081-548-0.

GHALAMBOR, A.; SALEHI, S.; SHAHRI, M. P.; KARIMI, M. **Integrated workflow for lost circulation prediction.** SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 2014. DOI: https://doi.org/10.2118/168123-MS.

HUYEN, C. **Designing Machine Learning Systems**. O'Reilly Media, Inc., 2022. ISBN: 9781098107963.

JOHNSON, R. A.; WICHERN, D. W. **Applied multivariate statistical analysis.** 6th Edition, Upper Saddle River, N.J.: Pearson Prentice Hall, 2007. ISBN: 9780131877153.

JUBA, B.; LE, H. S. **Precision-Recall versus Accuracy and the Role of Large Data Sets.** Proceedings of the AAAI Conference on Artificial Intelligence, v. 33, p. 4039–4048, 2019. DOI: https://doi.org/10.1609/aaai.v33i01.33014039.

LIU, Y.; UPCHURCH, E.R.; OZBAYOGLU, E.M.; BALDINO, S.; ZHENG, D.; WANG, J. **Design and Calculation of Process Parameters in Bullheading and Pressurized Mud Cap Drilling.** Paper presented at SPE/IADC International Drilling Conferenceand Exhibition, Stavanger, Norway. March 2023. DOI: https://doi.org/10.2118/212455-MS

MARDANIRAD, S.; WOOD, D. A.; ZAKERI, H. **The application of deep learning algorithms to classify subsurface drilling lost circulation severity in large oil field datasets.** *SN Applied Sciences*, *3*, p.785. 2021. DOI: https://doi.org/10.1007/s42452-021-04769-0.

SILVA, José Valdo da. **Controle de perda de circulação em perfuração de poços de petróleo utilizando material fibroso derivado da Moringa oleifera Lam**. 2018. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, 2018.

XU, Y.; GOODACRE, R. **On Splitting Training and Validation Set: A Comparative Study of Cross-Validation, Bootstrap and Systematic Sampling for Estimating the Generalization Performance of Supervised Learning.** Journal of Analysis and Testing, v. 2, n. 3, p. 249–262, 2018. DOI: https://doi.org/10.1007/s41664-018-0068-2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

UTILIZAÇÃO DE EMULADOR DE PROCESSOS COMO FERRAMENTA AUXILIAR NO DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS DE DETECÇÃO E DIAGNÓSTICO DE FALHAS

Melquisedeque Nonato de Oliveira[1], Marcus Felipe de Oliveira Quetez[2], Gleber Tacio Teixeira[3], Alex Tadeu Almeida Waldmann[4], Cláudia Miriam Scheid[5], Luís Américo Calçada[6]

-

[1]Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, melk_chelsea@hotmail.com, [2]Universidade Federal do Rio de Janeiro, mquetez@peq.coppe.ufrj.br, [3]Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello, gleber@petrobras.com.br, [4]Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello, awaldmann@petrobras.com.br, [5]Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, scheid@ufrrj.br, [6]Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, calcada@ufrrj.br

RESUMO

A detecção e diagnóstico de falhas em sistemas complexos é um desafio atual na engenharia de sistemas em processos, especialmente em ambientes industriais e críticos, onde a confiabilidade e o desempenho são essenciais. Especialmente nos sistemas de perfuração, as falhas podem ser detectadas por meio do monitoramento contínuo de parâmetros operacionais. Esses dados geralmente são séries temporais e, pode-se utilizar redes do tipo LSTM (*Long Short-Term Memory*) — uma arquitetura de redes neurais recorrentes capaz de aprender padrões sequenciais — para identificar tendências e comportamentos normais ao longo do tempo, facilitando a detecção de anomalias. Todavia, esse tipo de técnica requer grande volume de dados para o treinamento do modelo. Nesse contexto, a utilização de emuladores de processos oferece um ambiente controlado para treinar os métodos de diagnóstico antes de sua implementação em sistemas reais, o que permite replicar o comportamento do sistema em diversas condições de falhas de forma segura, eficiente e de baixo custo. Assim, este estudo investiga o uso de um emulador de sensores como ferramenta no desenvolvimento de sistemas de detecção de falhas baseados em redes LSTM. O modelo é otimizado com o objetivo de aprimorar tanto a precisão quanto a confiabilidade na identificação de anomalias operacionais. Dessa forma, para treinar o modelo, foram replicados o comportamento de dados típicos de perfuração para densidade e viscosidade aparente medida à 511 s^{-1}. A rede neural foi posteriormente validada em ambiente real, sujeito a perturbações introduzidas por aditivos. Ao integrar emuladores de processos, foi possível otimizar o desenvolvimento dos modelos e reduzir os custos e riscos associados à ambientes reais. O resultado do monitoramento de processo apresentou acurácia de 0,97 e uma precisão de 0,96 indicando o potencial de aplicação da técnica em condições reais de perfuração.

Palavras-chave: Emulador de sinal, monitoramento de processos, *machine learning*, detecção de falhas, redes neurais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Durante a etapa de perfuração de poços de óleo e gás, fenômenos como o colapso do poço, corrosão de equipamentos e danos a formação produtiva podem ocorrer devido a falhas no fluido de perfuração. A baixa densidade da lama de perfuração, por exemplo, pode comprometer a estabilidade do poço, além de ser uma das causas da perda de circulação e da formação de *kicks* durante a perfuração. Nesse sentido, monitorar as propriedades dos fluidos de perfuração torna-se uma tarefa essencial para a segurança operacional e eficiência do processo.

Estudos recentes como o de Saensen (2009) e Magalhães (2014) avançaram no sensoriamento do fluido de perfuração, mas poucos foram os avanços referentes ao monitoramento das propriedades de tais fluidos. Borges Filho *et al*. (2023) e Quetez (2024) apresentaram técnicas estatísticas e baseada em densidade local como abordagens para a detecção e diagnóstico de falhas em sistemas de circulação de fluidos com foco nas propriedades físico-químicas. O sucesso da aplicação dessas técnicas indica um ambiente promissor para a exploração de diferentes técnicas como ferramentas no monitoramento de processos.

Redes recorrentes como *Long Short-Term Memory* (LSTM) tem sido utilizada frequentemente em sistemas de detecção de falhas, uma vez que esta utiliza dados de séries temporais para detectar a falha (Teles; Azevedo; Santos, 2010). Embora esta rede apresente resultados superiores na detecção de falhas em comparação com *Support Vector Machine e Randon Forest* em cenários com alta não linearidade de dependência temporal, ela apresenta como desvantagem a necessidade de uma grande quantidade de dados para realizar o treinamento (Yu *et al*., 2019).

A proposta de um emulador baseia-se em um modelo computacional que reproduz o funcionamento de um sistema real, permitindo testar e implementar diferentes soluções de otimização e correção sem depender do sistema físico. Essa abordagem oferece como vantagens: (i) evitar danos a equipamentos reais, (ii) permitir simular condições extremas e (iii) os testes ocorrem sem riscos operacionais. Nesse contexto, os emuladores de processos proporcionam um ambiente controlado para treinar métodos de diagnóstico antes de sua aplicação em sistemas reais. Assim, este estudo explora o uso de um emulador de sensores como fonte de dados em regime estacionário, auxiliando no desenvolvimento de sistemas de detecção de falhas baseados em redes neurais LSTM, com o objetivo de aperfeiçoar o treinamento do modelo para melhorar a precisão e a confiabilidade desses sistemas na detecção e diagnóstico de falhas nas propriedades dos fluidos de perfuração.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Long Short-Term Memory - LSTM

As Redes Neurais Recorrentes (RNNs) visam explorar as relações entre amostras de séries temporais atuais e anteriores, permitindo que a rede capture dependências ao longo do tempo. As RNNs processam entradas sequencialmente, mantendo um estado oculto que é atualizado a cada nova etapa, e usam esse estado para fazer previsões ou gerar saídas (Mnassri, Ananou e Ouladsine, 2009).

O LSTM é equipado com três portas - porta de entrada, porta de esquecimento e porta de saída - que controlam como o estado da célula de memória é atualizado ao longo da sequência. Essas portas permitem que a rede adicione ou remova informações seletivamente à medida que a sequência é processada, garantindo que a memória da célula seja ajustada de acordo com as dependências temporais dos dados.

De acordo com Song *et al*. (2020), os procedimentos específicos da rede LSTM no passo de tempo t são:

i. Decida quais informações devem ser mantidas e esquecidas do estado da célula anterior C_{t-1} na porta de esquecimento f_t.

$$f_t = \sigma\left(W_t x_t + U_f h_{t-1} + b_f\right) \quad (1)$$

ii. Identifique quais informações de entrada x_t devem ser armazenadas no estado da célula C_t na porta de entrada, atualizando as informações de entrada e o estado da célula candidata $\tilde{C}_t$.

$$i_t = \sigma(W_i x_t + U_i h_{t-1} + b_i) \quad (2)$$

$$\tilde{C}_t = tanh\left(W_c x_t + U_f h_{t-1} + b_f\right) \quad (3)$$

iii. Atualize o estado da célula no passo de tempo atual C_t, que combina a memória candidata $\tilde{C}_t$ e a memória de longo prazo C_{t-1}.

$$C_t = f_t \cdot C_{t-1} + i_t \cdot \tilde{C}_t \quad (4)$$

iv. Confirme o resultado h_t na porta de saída, onde as informações de saída o_t e o estado da célula C_t são usados.

$$o_t = \sigma(W_o x_t + U_o h_{t-1} + b_o) \quad (5)$$

$$h_t = o_t \cdot \tanh(C_t) \quad (6)$$

onde W são os pesos de entrada, U são os pesos recorrentes, b é o viés, os subscritos f, i, o representam a porta de esquecimento, a porta de entrada e a porta de saída. A função de ativação das três portas σ é a função sigmoide que permite o valor entre 0 e 1. A função de ativação tanh é a função tangente

ISBN: 978-65-5222-057-8

hiperbólica, que comprime o valor entre −1 e 1. Ambas as funções de ativação são utilizadas para melhorar a não linearidade da rede.

Emuladores de processos

A emulação consiste em um modelo computacional que reproduz o funcionamento de um sistema real ou proposto, permitindo a implementação e teste de diferentes soluções mesmo na ausência do sistema físico (Law e Kelton, 2000; Fujimoto, 2001). Diferentemente de simulações estáticas, as emulações são experimentações dinâmicas e orientadas a objetivos, oferecendo um ambiente controlado para análise repetível sob condições normais e adversas (Law e Kelton, 2000; Zeigler, Muzy e Kofman, 2018). As principais vantagens na utilização desse tipo de abordagem baseiam-se na obtenção de *insights* sobre o comportamento do sistema, prever o desempenho sob diferentes cenários e identificar valores de entrada ideais para alcançar um comportamento desejado (Fujimoto, 2001).

Embora as emulações não reproduzam perfeitamente todos os aspectos de um sistema físico, é necessário que a emulação se aproxime ao máximo da realidade, preservando características operacionais de sensores e atuadores, o que inclui a capacidade de interação com os sensores de forma análoga ao sistema real (Bullock *et al*., 2004). Por exemplo, ruído em sensores deve ser considerado para garantir fidelidade ao processo real.

METODOLOGIA

Emulador de processos

O emulador utilizado, denominado *Real-Time Operation* (RTO), foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES). Sua função é simular o envio de dados dos sensores para um servidor HTTPS rodando em *local host*. O emulador inclui parâmetros relacionados à perfuração, assim como parâmetros dos fluidos de perfuração, conforme ilustrado na Figura 1.

Para simular um ambiente de alto desempenho, o intervalo de atualização do emulador pode ser modificado para enviar dados em curtos períodos. Além disso, o programa possui um *slider* que introduz uma dinâmica de curvas de derivadas em cada uma das variáveis enviadas.

As condições de treinamento do emulador foram definidas com base na faixa de operação observada durante testes realizados na unidade experimental. A densidade variou entre 8,65 e 8,73 lb/gal, enquanto o θ_{300}, que representa a leitura da resistência ao cisalhamento do fluido a 300 rpm, oscilou entre 47 e 64 graus, conforme registrado pelo sensor.

ISBN: 978-65-5222-057-8

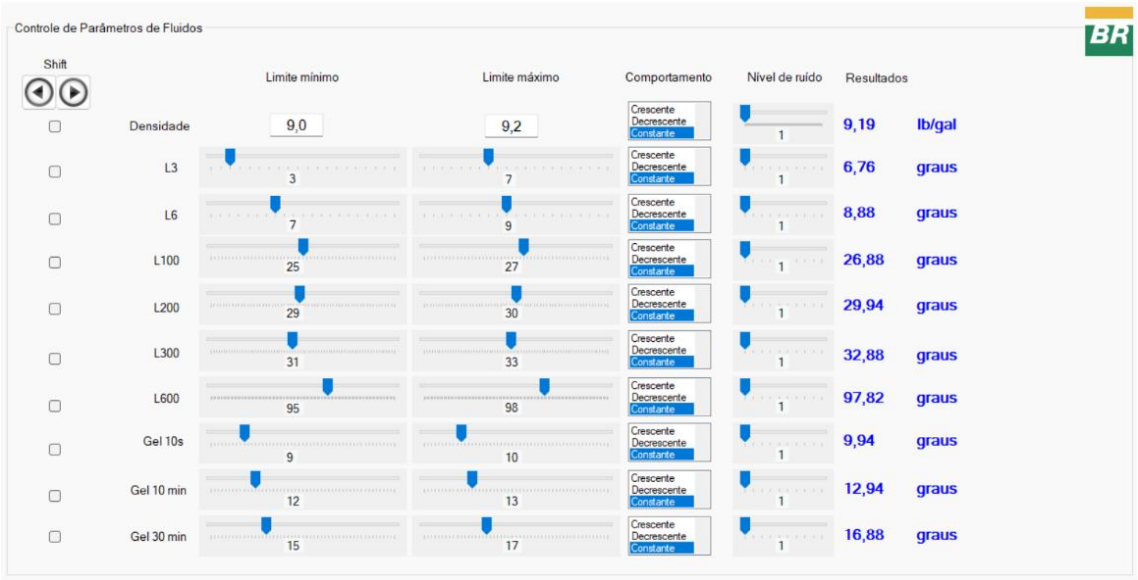


Figura 1. Imagem representativa do ajuste de parâmetros do emulador de propriedades de fluidos de perfuração.

Unidade experimental

Para validar o treino da rede, foi feito uma coleta de dados de monitoramento, utilizando a Unidade de Preparo Automatizado de Fluidos (Figura 2), projetada para realizar o preparo, o monitoramento em tempo real e o controle das propriedades dos fluidos de perfuração. A circulação do fluido de perfuração na planta é realizada por uma bomba helicoidal de deslocamento positivo. O fluido percorre a unidade em um circuito fechado. Ao longo do circuito, a unidade possui diversos sensores industriais instalados para medir propriedades importantes do fluido, como densidade, viscosidade aparente, condutividade elétrica e vazão volumétrica.



Figura 2. Unidade automatizada de preparo, sensoriamento e controle de propriedades de fluidos de perfuração. Fonte: Adaptado de Borges Filho *et al*., 2023.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Preparo e Perturbações nas Condições Operacionais

O preparo do fluido deu-se pela adição sequencial de 15 lb/bbl de cloreto de sódio, seguido pela adição de 2 lb/bbl de carboximetilcelulose (agente viscosificante) e de 7,50 %m/m de barita (agente adensante). Com as variáveis monitoradas devidamente estabilizadas, deu-se início ao teste de perturbação por meio da introdução súbita de aditivos utilizados na formulação de fluidos de perfuração.

As primeiras perturbações são adições cumulativas de cloreto de sódio que variam de 1% a 30% da concentração inicial e simulam a contaminação do fluido de perfuração por sal, representando cenários típicos de interação com formações do pré-sal. Em seguida, ocorreu a adição repentina de 20 L de água com objetivo simular um influxo de água da formação para o fluido.

Sistema de monitoramento

A abordagem adotada neste trabalho baseia-se em redes LSTM combinadas com otimização de hiperparâmetros via Optuna, com o objetivo de detectar padrões anômalos em dados sequenciais multivariados. O modelo é estruturado como um autoencoder recorrente, treinado para reconstruir sequências temporais, sendo que anomalias são identificadas por meio de erros de reconstrução elevados, que indicam desvios significativos em relação aos padrões normais previamente observados.

Autoencoders são redes neurais artificiais projetadas para aprender representações compactas e eficientes dos dados de forma não supervisionada (Kramer, 1991). Essa arquitetura é composta por duas partes principais: o codificador (*encoder*) e o decodificador (*decoder*). O codificador é responsável por reduzir a dimensionalidade da entrada, extraindo uma representação latente dos dados — processo conceitualmente semelhante ao realizado pelo método de Componentes Principais (PCA). O decodificador, por sua vez, utiliza essa representação compactada para reconstruir a sequência original.

Na implementação proposta, o *encoder* é composto por camadas LSTM empilhadas, capazes de capturar dependências temporais de curto e longo prazo, produzindo um vetor de contexto que sintetiza a informação da janela de entrada. Esse vetor é então expandido temporalmente por meio de uma camada *RepeatVector*, servindo como entrada para o *decoder*, que também é composto por camadas LSTM. Por fim, utiliza-se uma camada *TimeDistributed* (*Dense*), que aplica uma transformação densa individualmente a cada passo de tempo da sequência, assegurando que a saída preserve a estrutura temporal original.

A otimização dos hiperparâmetros do modelo, como o número de neurônios, taxa de *dropout*, tipo de otimizador, taxa de aprendizado, número de épocas e tamanho do batch, é realizada por meio da biblioteca Optuna, que emprega uma estratégia de busca bayesiana (*Tree-structured Parzen Estimator*) para minimizar o erro de validação durante o treinamento do autoencoder.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Métricas de avaliação de desempenho

Para avaliar o desempenho do modelo de detecção de falhas, foram empregadas duas métricas com o objetivo de quantificar a qualidade dos diagnósticos realizados. Essas métricas oferecem uma forma objetiva de medir a eficácia das previsões geradas pelo modelo. A escolha da métrica adequada depende do tipo de problema em aprendizado de máquina e dos objetivos específicos da aplicação (Borges Filho *et al.*, 2023). Neste estudo, foram utilizadas as métricas *precision* (precisão) e *accuracy* (acurácia).

i. A precisão é uma métrica que avalia a proporção de verdadeiros positivos em relação ao total de previsões positivas feitas pelo modelo. Ela mede a capacidade do modelo de evitar falsos positivos. Uma alta precisão indica que o modelo é eficaz em classificar corretamente as amostras positivas, mas pode negligenciar amostras verdadeiramente positivas se for excessivamente conservador.

$$\text{Precision} = \frac{TP}{TP + FP} \tag{7}$$

ii. A acurácia é uma métrica geral que avalia a proporção de predições corretas em relação ao total de amostras avaliadas.

$$accuracy = \frac{TP + TN}{TP + FP + TN + FN} \tag{8}$$

Resultados e Discussão

A rede foi treinada com 8454 dados coletados via emulador. A Tabela 1 mostra os parâmetros estatísticos dos dados nos quais a rede foi treinada.

Tabela 1. Parâmetros do conjunto de treino.

Parâmetros	Densidade (lb/gal)	θ_{300} (Graus)
Média	8,69	55,5
Desvio padrão	0,02	4,91
Valor mínimo	8,65	47,0
1º Quartil (25%)	8,67	51,2
Mediana (50%)	8,69	55,5
3º Quartil (75%)	8,71	59,8
Valor máximo	8,73	64,0

A Tabela 2 mostra os hiperparâmetros da rede que foram otimizados de acordo com o *Optuna*.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 2. Explicação dos hiperparâmetros otimizados e seus valores.

Hiperparâmetro	Descrição	Valor Selecionado
Número de neurônios	Define a quantidade de unidades em uma camada oculta.	96
Taxa de dropout	Proporção de neurônios desativados aleatoriamente durante o treinamento.	0,106
Otimizador	Algoritmo responsável pela atualização dos pesos da rede.	RMSprop
Taxa de aprendizado	Controla a magnitude dos ajustes realizados nos pesos durante a otimização.	$1{,}40 \times 10^{-4}$
Tamanho do lote	Determina a quantidade de amostras processadas antes de cada atualização dos pesos.	64
Número de épocas	Específica quantas vezes o modelo percorre todo o conjunto de dados de treinamento.	70

A Figura 3 mostra o gráfico de perda por épocas, muito útil para avaliar o desempenho do modelo durante o processo de treinamento.

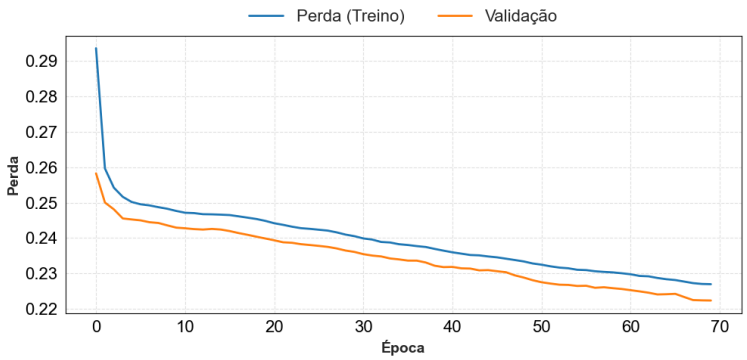


Figura 3. Gráfico de perda por épocas mostrando uma minimização progressiva do erro.

Uma redução progressiva da perda ao longo das épocas indica que o modelo está conseguindo minimizar o erro entre as previsões e os valores reais. Dessa forma, a análise da Figura 3 permite verificar a convergência do modelo, a estabilidade do processo de aprendizado e a capacidade de generalização da rede treinada.

A Figura 4 ilustra o comportamento das propriedades físicas do fluido ao longo dessas perturbações, evidenciando as alterações provocadas por cada tipo de contaminação. As mudanças nas propriedades, especialmente a densidade, ocorrem mais lentamente com a adição de sal em comparação com adensantes como a barita. Por isso, o sistema demora a absorver os efeitos das adições, como observado. Uma vez que essa perturbação é absorvida pelo sistema, a rede consegue detectar o desvio.

ISBN: 978-65-5222-057-8

As linhas horizontais pretas representam 68% ($\bar{x} \pm s_x$) da dispersão central em torno da média dos dados de treino, à proporção que as linhas verticais representam as perturbações inseridas no sistema: em tons de laranja representam a adição de sal e em tons de azul a adição de água doce. Os pontos se diferem em azul (normais) e vermelhos (anomalias) apresentando uma acurácia de 0,96 e uma precisão de 0,90 para a rede treinada, o que demonstra a capacidade do modelo em identificar com exatidão as anomalias.

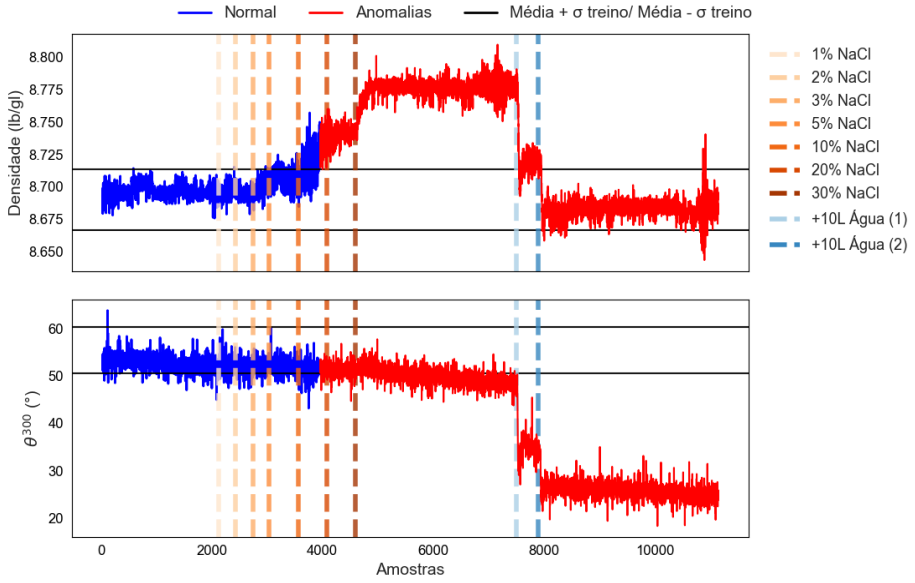


Figura 4. Desempenho da rede em dados reais.

CONCLUSÕES

A rede conseguiu detectar com precisão os desvios da faixa de operação, o que evidencia o êxito do treinamento efetuado com dados do emulador. A grande quantidade de dados que o emulador foi capaz de gerar potencializou o ajuste dos parâmetros da rede e permitiu aprimorar sua capacidade de generalização antes de testá-la em ambiente real. Isso demonstra que o uso de emuladores pode ser uma estratégia eficaz para acelerar o desenvolvimento e a validação de modelos de monitoramento baseados em redes neurais, reduzindo custos e riscos associados a testes em planta.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o financiamento e apoio da Petrobras (Projeto SAP 4600675541) e da UFRRJ, bem como o suporte do Laboratório de Escoamento de Fluidos, no desenvolvimento deste trabalho.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BORGES FILHO, M. N.; MELLO, T. P.; SCHEID, C. M.; CALÇADA, L. A.; WALDMAN, A. T.; TEIXEIRA, G.; MARTINS, A. L. *Real-time anomaly detection methodology for drilling fluids properties*. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 2023.

BULLOCK, D.; JOHNSON, B.; WELLS, R. B.; KYTE, M.; LI, Z. *Hardware-in-the-loop simulation*. Transportation Research Part C: Emerging Technologies, v. 12, n. 1, p. 73-89, 2004.

FUJIMOTO, R. M. *Parallel and distributed simulation systems*. In: *Proceeding of the 2001 Winter Simulation Conference (Cat. No. 01CH37304)*. v. 1. IEEE, 2001.

KRAMER, M. A. Nonlinear principal component analysis using autoassociative neural networks. *AIChE Journal*, v. 37, p. 233–243, 1991.

LAW, A. M.; KELTON, W. D. *Simulation modeling and analysis*. v. 3. New York: McGraw-Hill, 2000.

MNASSRI, B.; ANANOU, B.; OULADSINE, M. *Fault detection and diagnosis based on PCA and a new contribution plot*. IFAC Proceedings Volumes, p. 834-839, 2009.

TELES, D. R. S.; AZEVEDO, A. A. G.; SANTOS, C. P. L. *Caracterização isotópica de águas de formação hipersalinas de um campo de petróleo da Bacia do Recôncavo, Brasil*. *Revista Brasileira de Geofísica*, p. 291-301, 2010.

YU, Y.; SI, X.; HU, C.; ZHANG, J. *A review of recurrent neural networks: LSTM cells and network architectures*. *Neural Computation*, v. 31, n. 7, p. 1235-1270, 2019.

ZEIGLER, B. P.; MUZY, A.; KOFMAN, E. *Theory of modeling and simulation: discrete event & iterative system computational foundations*. Academic Press, 2018.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MODELAGEM NUMÉRICA DE ESFORÇOS AXIAIS EM COLUNAS DE PRODUÇÃO E INJEÇÃO: UM ESTUDO PRELIMINAR

Gabriele Karolyne Melo Lins[1], Otávio Bruno de Araújo Rodrigues[1], Catarina Nogueira de Araújo Fernandes[1], Thiago Barbosa da Silva[1], William Wagner Matos Lira[1], Charlton Okama de Souza[2]

[1]Laboratório de Computação Científica e Visualização, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas, Av. Lourival Melo Mota s/n, Cidade Universitária, 57072-900, Maceió/AL, Brasil, gabriele.lins@ctec.ufal.br, otavio.rodrigues@lccv.ufal.br, catarina@lccv.ufal.br, thiago.barbosa@lccv.ufal.br, william@lccv.ufal.br

[2]Petróleo Brasileiro, CENPES/PDIDP/EPOCOS/PERF, charlton@petrobras.com.br

RESUMO

Este trabalho explora a modelagem numérica de esforços axiais em colunas de produção e injeção (COP/COI) em poços de petróleo e gás, utilizando o método dos elementos finitos, com ênfase em análises preliminares. Essas colunas estão sujeitas a diversas combinações de carregamentos ao longo de sua vida útil. Para evitar falhas operacionais e garantir a integridade estrutural do poço, é fundamental prever, com precisão, os esforços atuantes durante as operações. Esses esforços podem ser influenciados pelo fenômeno de flambagem, geralmente tratado na literatura por meio de correlações analíticas amplamente utilizadas na indústria, mas que apresentam limitações. Nesse contexto, a modelagem numérica surge como uma alternativa viável para a simulação de cenários mais complexos. A metodologia adotada neste estudo é dividida em quatro macroetapas: (i) revisão bibliográfica sobre completação e operações de produção/injeção em poços de petróleo; (ii) estudo de equacionamentos analíticos para previsão de esforços axiais; (iii) modelagem numérica dos esforços axiais sem flambagem em COP/COI no *software* ABAQUS®; e (iv) simulação de um poço vertical em condições sem flambagem. Neste estudo, a coluna foi modelada com extremidades livres e biengastadas. Os esforços e deslocamentos axiais obtidos, por meio das abordagens analítica e numérica, apresentaram boa concordância com os dados de referência. O próximo passo envolve a incorporação da flambagem na modelagem numérica, visando contribuir para projetos mais seguros e precisos de COP/COI na indústria do petróleo e gás.

Palavras-chave: esforços axiais, COP/COI, integridade estrutural, método dos elementos finitos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

1 INTRODUÇÃO

As colunas de produção e injeção (COP/COI) exercem funções estruturais e operacionais críticas em poços de petróleo e gás. A coluna de produção conduz os fluidos do reservatório até a superfície, protegendo o revestimento contra pressões elevadas e fluidos agressivos, além de permitir a instalação de sistemas de elevação artificial e a circulação de fluidos para futuras intervenções (Thomas, 2001). A coluna de injeção viabiliza a introdução de fluidos como água, gás ou vapor no reservatório, com o objetivo de manter ou aumentar a produtividade do poço. Ambas devem manter sua integridade estrutural ao longo de toda a vida útil do poço, sob risco de falhas operacionais, comprometimento da produção e aumento do risco de um fluxo descontrolado de fluidos da formação (Bellarby, 2009).

Dentre os esforços atuantes nessas colunas, destacam-se os esforços axiais. Eles decorrem de diversos fatores operacionais, como o peso próprio da tubulação, variações de pressão interna e externa, e gradientes térmicos ao longo do poço. A intensidade e a distribuição desses esforços podem resultar em estados significativos de tração ou compressão, com impacto direto no desempenho do sistema. Por se tratar de um dos componentes de subsuperfície mais caros e importantes (Thomas, 2001), o correto dimensionamento da COP/COI exige previsões precisas desses esforços, de modo a evitar intervenções corretivas e garantir sua função como elemento de barreira primária do poço.

Neste contexto, a análise e a previsão dos esforços axiais tornam-se fundamentais para o projeto seguro e eficiente das colunas de produção e injeção. Ferramentas computacionais e modelos analíticos têm sido empregados para compreender melhor a resposta estrutural dessas colunas frente aos diferentes carregamentos operacionais. Compreender esses mecanismos contribui significativamente para a integridade estrutural dos poços e a confiabilidade das operações na indústria de óleo e gás.

2 METODOLOGIA

A metodologia proposta é dividida em 4 macroetapas, conforme ilustrado na Figura 1.

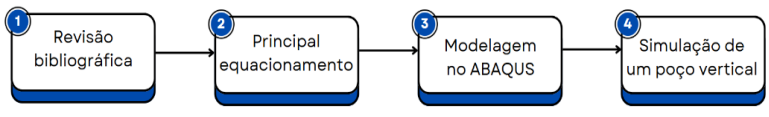


Figura 1: Fluxograma das etapas realizadas.
Fonte: Autor, 2025.

A primeira etapa consiste na realização de uma revisão bibliográfica abrangente, com base em referências como Thomas (2001) e Rodrigues (2024). Essa revisão contempla os principais conceitos relacionados à completação de

ISBN: 978-65-5222-057-8

poços de petróleo, bem como as diferentes operações às quais as colunas de produção (COP) e de injeção (COI) estão submetidas ao longo do ciclo de vida do poço.

Com base na fundamentação teórica obtida, a segunda etapa compreende o estudo de formulações analíticas consolidadas na literatura para a estimativa dos esforços axiais em colunas verticais. O desenvolvimento do equacionamento considera os efeitos do peso próprio, das pressões interna e externa e das variações térmicas, tendo como principal referência os modelos apresentados por Bellarby (2009).

Na terceira etapa, é desenvolvida a descrição da modelagem numérica das colunas utilizando o *software* comercial ABAQUS® (Dassault Systèmes, 2019). A modelagem considera colunas de produção e injeção verticais em regime estático, desconsiderando os efeitos de flambagem. A estrutura do modelo segue a abordagem implementada na dissertação de Moura (2022).

Por fim, a quarta etapa consiste na simulação de um poço vertical representativo, com base em dados disponíveis na literatura técnica ou em projetos de referência. O estudo busca validar a precisão do modelo numérico por meio da comparação com os resultados obtidos a partir da formulação analítica e com os valores de referência apresentados por Bellarby (2009). Essa comparação permite verificar a coerência entre as abordagens e avaliar a aplicabilidade do modelo para análises numéricas preliminares de esforços em COP/COI.

3 EQUAÇÃO ANALÍTICAS PARA CÁLCULO DE ESFORÇOS AXIAIS EM COP/COI

A equação diferencial de equilíbrio do problema em estudo é obtida de maneira análoga àquela empregada na análise de barras solicitadas axialmente, conforme ilustrado na Equação 1.

$$\frac{dF_a}{dz} = -W_a, \tag{1}$$

onde z é a coordenada axial da coluna, F_a é a força axial e W_a é o peso distribuído da coluna.

Outro resultado relevante que pode ser obtido analiticamente é a variação de comprimento total da coluna entre a condição final e inicial. Essa variação total (ΔL) é composta por três contribuições: o deslocamento elástico (ΔL_1), o deslocamento térmico (ΔL_2) e o deslocamento devido ao efeito balão (ΔL_3). Esse resultado é importante, uma vez que a coluna se encontra livre na extremidade inferior e esse comprimento é utilizado para determinar, por exemplo, o tamanho dos selos hidráulicos no packer. As três contribuições de deslocamento são calculadas pelas seguintes expressões:

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$\Delta L_1 = \int_0^L \frac{\Delta F_a}{EA} dz \quad (2)$$

$$\Delta L_2 = \int_0^L \alpha \Delta T(z) dz \quad (3)$$

$$\Delta L_3 = \int_0^L -\frac{2\nu(\Delta p_i A_i - \Delta p_e A_e)}{EA} dz, \quad (4)$$

em que ΔF_a é a variação de força axial entre a condição final e inicial de operação, A é a área de aço da seção da coluna, A_i e A_e são as áreas interna e externa da seção, ΔT é a variação de temperatura, L é o comprimento total da coluna, E é o módulo de elasticidade,ν é o coeficiente de Poisson, α é o coeficiente de expansão térmica, Δp_i e Δp_e são as variações de pressão interna e externa da coluna.

4 MODELAGEM DOS ESFORÇOS AXIAIS EM COP/COI VERTICAIS SEM FLAMBAGEM NO ABAQUIS®

A estratégia de simulação adotada neste artigo baseia-se em abordagens já consolidadas na literatura, incluindo a dissertação de Moura (2022).

4.1. Definição da geometria da coluna e propriedades constitutivas

Neste estudo, adota-se uma modelagem tridimensional (3D) da coluna de produção, representada como um corpo deformável, a fim de capturar com maior realismo os efeitos das deformações mecânicas e os esforços axiais ao longo da estrutura. Além disso, o material é definido com comportamento elástico linear, adequado para o problema em estudo. As propriedades utilizadas são: módulo de Young igual a 206,84 GPa e coeficiente de Poisson igual a 0,3.

4.2. Condições de contorno da coluna

Na modelagem da coluna de produção, adota-se uma condição de contorno com engaste no topo da tubulação, restringindo todos os graus de liberdade nessa extremidade, enquanto a base permanece livre ou biengastada para deslocamentos axiais.

4.3. Definição dos carregamentos

Os carregamentos considerados incluem o peso próprio da tubulação, peso do fluido, pressão interna e variações de temperatura. A simulação é dividida em duas etapas: a condição inicial, correspondente à instalação da coluna sob o perfil de pressão do fluido de completação, e a condição final, que incorpora os efeitos da operação em estudo e das variações térmicas.

4.5. Malha de elementos finitos

A malha é gerada utilizando elementos de tubo, pertencentes à biblioteca de elementos Standard do ABAQUS®. O tipo de elemento selecionado é o PIPE31, um elemento de tubo linear com dois nós distribuídos no espaço tridimensional.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Segundo Moura (2022), o elemento Pipe é um elemento finito do tipo viga com seção circular vazada, o que torna-o especialmente adequado para representar tubulares de revestimento e COP/COI, dado que sua geometria se assemelha à de um tubo real. Sua formulação linear, com menor número de nós por elemento, reduz significativamente o custo computacional. Os elementos PIPE31 utilizam funções de interpolação linear, enquanto os PIPE32 adotam interpolação quadrática. Ambos apresentam seis graus de liberdade por nó, três de deslocamento e três de rotação, conforme ilustrado na Figura 2.

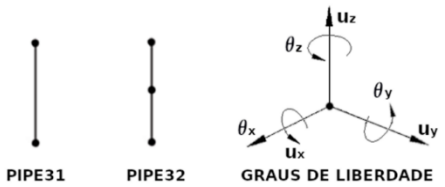


Figura 2: Graus de liberdade do elemento finito de viga tubular.
Fonte: Moura, 2022.

Nesse sentido, opta-se pelo elemento do tipo PIPE31 devido ao menor custo computacional, uma vez que a análise preliminar não exige a maior precisão oferecida por elementos quadráticos.

5 RESULTADOS

O problema analisado baseia-se em um estudo proposto proposta por Bellarby (2009), o qual aborda uma COP/COI de um poço vertical sob uma operação de injeção de água. A coluna possui uma profundidade total de 9000 pés e é composta por duas seções distintas. A Figura 3 detalha a geometria da coluna em estudo, bem como o perfil de temperatura ao longo da profundidade na condição inicial e na operação de injeção.

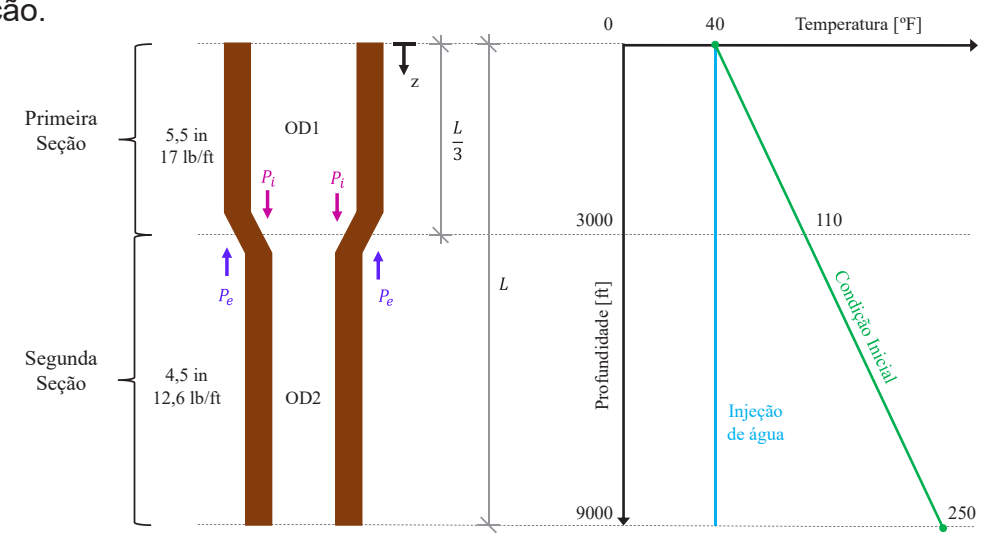


Figura 3: Geometria da coluna e perfil de temperatura durante a condições inicial e operação de injeção.
Fonte: Bellarby, 2009 (adaptado).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Como a coluna possui duas seções transversais, é necessário definir duas equações diferenciais de equilíbrio, isto é,

$$\frac{dF_{a1}}{dz} = -W_{a1} \tag{5}$$

$$\frac{dF_{a2}}{dz} = -W_{a2}, \tag{6}$$

onde F_{a1} e F_{a2} são as forças axiais, e W_{a1} e W_{a2} os peso distribuídos, referentes à primeira e segunda seção da coluna, respectivamente.

As condições de contorno do problema estão relacionadas as forças por efeito pistão que ocorrem na transição de diâmetro (Equação 7) e na base da coluna (Equação 8), ou seja, F_{p1} e F_{p2}. Assim,

$$F_{a1}\left(\frac{L}{3}\right) - F_{a2}\left(\frac{L}{3}\right) = F_{p1} \tag{7}$$

$$F_{a2}(L) = F_{p2}, \tag{8}$$

em que L é o comprimento total da coluna. O efeito pistão ocorre devido às variações nas seções transversais da coluna, que provocam descontinuidades nas pressões interna (P_i) e externa (P_e) nas regiões de mudança de seção (ver Figura 3), gerando forças pontuais denominadas forças pistão. Segundo Rodrigues (2024), para este problema, F_{p1} e F_{p2} podem ser definidas como:

$$F_{p1} = \left[P_e\left(\frac{L}{3}\right)(A_{e2} - A_{e1})\right] - \left[P_i\left(\frac{L}{3}\right)(A_{i2} - A_{i1})\right] \tag{9}$$

$$F_{p2} = [P_e(L)(0 - A_{e2})] - [P_i(L)(0 - A_{i2})], \tag{10}$$

sendo A_{i1} e A_{e1} as áreas interna e externa da primeira seção da coluna, respectivamente, e A_{i2} e A_{e2} as áreas interna e externa da segunda seção da coluna, respectivamente. Nesse contexto, chega-se ao seguinte campo de esforço axial $F_a(z)$:

$$F_a(z) = \begin{cases} F_{a1}(z) & z < \dfrac{L}{3} \\ F_{a2}(z) & z \geq \dfrac{L}{3} \end{cases} \tag{11}$$

$$F_{a1}(z) = -W_{a1}z - \frac{1}{3}W_{a1}L + \frac{2}{3}W_{a2}L + F_{p1} + F_{p2} \tag{12}$$

$$F_{a2}(z) = W_{a1}L - W_{a2}z + F_{p2} \tag{13}$$

Nesse sentido, para expressar a força axial nas condições inicial e final de operação, basta calcular as forças pistão F_{p1} e F_{p2}, conforme as pressões em cada uma dessas condições.

Na modelagem numérica, utiliza-se uma malha de elementos finitos refinada, garantindo a precisão necessária na representação das regiões

ISBN: 978-65-5222-057-8

envolvidas. O modelo é discretizado com 550 nós e 549 elementos com o valor de tamanho de 5 m, sendo todos elementos lineares do tipo PIPE31.

O gráfico descrito na Figura 4 apresenta a distribuição da força axial ao longo da profundidade medida (MD), comparando os resultados das abordagens analítica e numérica, tanto para a condição inicial quanto para a condição final da simulação.

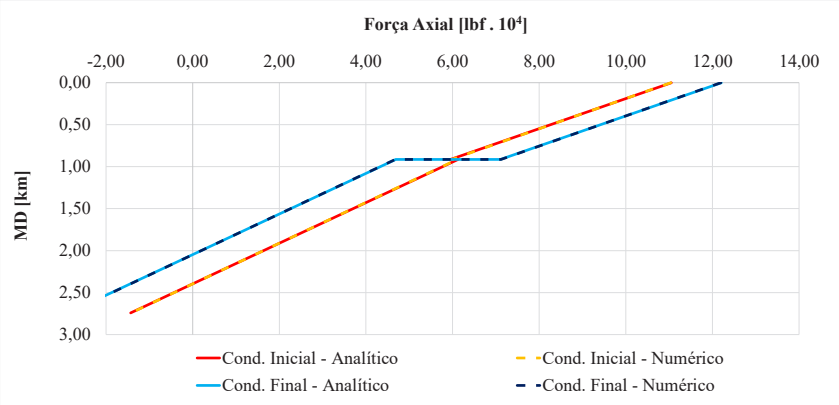


Figura 4: Resultados da força axial ao longo da profundidade para condição inicial e final.
Fonte: Autor, 2025.

As Tabelas 1 e 2 apresentam os valores da força axial ao longo da profundidade para as condições inicial e final, incluindo os resultados analítico e numérico, juntamente com seus respectivos erros relativos em relação aos valores de referência descritos por Bellarby (2009).

Tabela 1: Resultados numérico e analítico da força axial para a condição inicial.

MD		Força Axial [lbf]			Erro [%]	
[pés]	[m]	Bellarby (2009)	Analítico	Numérico	Bellarby x Analítico	Bellarby x Numérico
0	0	110484	110487	110348	0,0032	-0,1231
3000	914,4	59484	59487	59766	0,0060	0,4744
3000	914,4	61288	61291	61085	0,0061	-0,3312
9000	2743,2	-14312	-14308	-14205	-0,0260	-0,7462

Fonte: Autor, 2025.

Tabela 2: Resultados numérico e analítico da força axial para a condição final.

MD		Força Axial [lbf]			Erro relativo [%]	
[pés]	[m]	Bellarby (2009)	Analítico	Numérico	Bellarby x Analítico	Bellarby x Numérico
0	0	123855	122053	121915	-1,4542	-1,5663
3000	914,4	72855	71053	71193	-2,4722	-2,2807
3000	914,4	46887	46889	46786	0,0062	-0,2148
9000	2743,2	-28713	-28710	-28607	-0,0101	-0,3685

Fonte: Autor, 2025.

Na Tabela 1 (condição inicial), os erros são baixos na maior parte das profundidades, exceto em 0 pés, onde ultrapassam 9%, possivelmente devido a

ISBN: 978-65-5222-057-8

diferenças nas condições de contorno ou em parâmetros de entrada não explicitados na referência. Já na Tabela 2 (condição final), os erros são ligeiramente maiores, alcançando até 2,5% em 0 e 3000 pés, mas permanecem reduzidos em profundidades maiores, como em 9000 pés. De modo geral, os resultados indicam boa concordância entre os modelos, com discrepâncias mais relevantes apenas na superfície.

Ademais, a Tabela 3 apresenta os valores do deslocamento total da coluna, comparando os resultados do modelo analítico e numérico, além do erro relativo em relação aos valores de referência descritos por Bellarby (2009). Observa-se que tanto os valores analíticos quanto os numéricos estão muito próximos da referência, com deslocamentos de aproximadamente -8,79 pés. As diferenças entre os modelos são mínimas, com erros relativos inferiores a 0,05%, o que indica uma excelente precisão da abordagem numérica na previsão do deslocamento total.

Tabela 3: Variação de comprimento total da coluna.

Variação de comprimento total [pés]			Erro relativo [%]	
Bellarby (2009)	Analítico	Numérico	Analítico	Numérico
- 8,79	- 8,7862	−8,7867	-0,043	-0,038

Fonte: Autor, 2025.

Após a análise dos resultados obtidos para a coluna com extremidade livre, procede-se à investigação do mesmo problema, porém considerando uma coluna com ambas as extremidades engastadas (coluna biengastada), realizando a verificação dos resultados numéricos com os analíticos de Bellarby (2009). Ressalta-se que a geometria e os parâmetros adotados são mantidos os mesmos do caso anterior, a fim de assegurar a comparabilidade entre os cenários. Nessa nova configuração, realiza-se a análise da força axial na condição final, com o objetivo de compreender de que forma a alteração nas condições de contorno influencia a distribuição dos esforços internos ao longo da estrutura. A Figura 5 ilustra a distribuição da força axial ao longo da profundidade medida (MD), para condição inicial e final, enquanto que a Tabela 4 e 5 apresentam os resultados obtidos nessa análise.

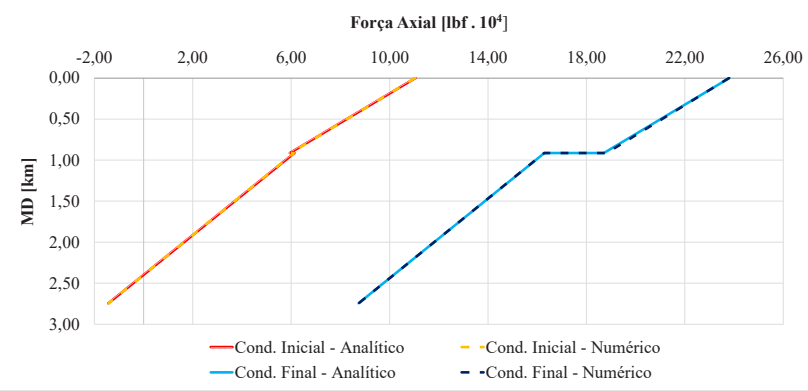


Figura 5: Distribuição da força axial em coluna biengastada: comparação entre resultados numéricos e referenciais.
Fonte: Autor, 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 4: Resultados numérico da força axial ao longo da profundidade para a condição inicial de uma coluna biengastada.

MD		Força Axial [lbf]			Erro [%]	
[pés]	[m]	Bellarby (2009)	Analítico	Numérico	Bellarby x Analítico	Bellarby x Numérico
0	0	110484	110488	110348	0,0032%	-0,1231%
3000	914,4	59484	59488	59766	0,0060%	0,4744%
3000	914,4	61288	61292	61085	0,0061%	-0,3312%
9000	2743,2	-14312	-14308	-14205	-0,0260%	-0,7462%

Fonte: Autor, 2025.

Tabela 5: Resultados numérico da força axial ao longo da profundidade para a condição final de uma coluna biengastada.

MD		Força Axial [lbf]			Erro [%]	
[pés]	[m]	Bellarby (2009)	Analítico	Numérico	Bellarby x Analítico	Bellarby x Numérico
0	0	239922	238121	237982	-0,7508%	-0,8086%
3000	914,4	188922	187121	188236	-0,9535%	-0,3631%
3000	914,4	162953	162957	162853	0,0023%	-0,0614%
9000	2743,2	87353	87357	87459,9	0,0042%	0,1224%

Fonte: Autor, 2025.

Os resultados apresentam uma consistência entre os valores da força axial obtidos numericamente e aqueles apresentados por Bellarby (2009). Os erros percentuais, menores que 1%, são consistentemente baixos em todas as profundidades analisadas, verificando a precisão da modelagem numérica realizada.

6 CONCLUSÕES

Os resultados obtidos apresentaram forte concordância com a solução analítica, que confirma a precisão da abordagem computacional adotada. Para o modelo com engastamento na superfície e base livre, observou-se boa correspondência entre os resultados numéricos e analíticos, com discrepâncias mais significativas apenas na região superior. Esse comportamento valida a modelagem empregada, indicando que o modelo numérico representou adequadamente os efeitos físicos envolvidos, como os esforços axiais, sem introduzir inconsistências relevantes decorrentes da discretizarão ou do método de solução. Além disso, os deslocamentos calculados mostraram excelente proximidade com a referência, evidenciando que a modelagem computacional é confiável e adequada para aplicações em análises mais complexas. Além disso, nota-se que variação térmica e o efeito balão são os principais responsáveis pela alteração do comprimento total da coluna, enquanto o efeito pistão tem uma influência menor, mas ainda relevante na análise dos esforços axiais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

De modo geral, os resultados obtidos para o modelo de coluna biengastada evidenciam excelente concordância com os dados de referência, confirmando a robustez e a precisão da abordagem numérica adotada. A distribuição da força axial ao longo da profundidade apresenta variações compatíveis com os fenômenos físicos esperados, e os desvios observados em relação à solução de Bellarby (2009) mantêm-se dentro de limites aceitáveis, reforçando a confiabilidade do modelo. Esses resultados confirmam a capacidade do método proposto em reproduzir com precisão o comportamento estrutural da coluna sob diferentes condições operacionais, contribuindo para sua aplicação em estudos futuros de integridade estrutural e dimensionamento de sistemas de revestimento em poços.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à PETROBRAS pelo apoio financeiro e técnico relacionado ao desenvolvimento do projeto de pesquisa "Desenvolvimento de Produtos Digitais para Gestão de Integridade de Estrutura de Poço" (código ANP 23599-4).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BELLARBY, J. Chapter 9 Tubing Stress Analysis. BELLARBY, J. (Ed.). **Well Completion Design**. Elsevier, 2009, (Developments in Petroleum Science, v. 56). p. 473–556.

DASSAULT SYSTÈMES**. ABAQUS 2019: Analysis User's Manual**. Providence, RI: Dassault Systèmes Simulia Corp., 2019.

THOMAS, J. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda, 2001. 271 p. ISBN 85-7193-046-5.

MOURA, B. C. A. **Análise da influência de tensões axiais na integridade de revestimentos de poços**. 2022. 121p. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil na Área de Estruturas. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Universidade Federal de Alagoas. Maceió. 2022.

RODRIGUES, O. B. A**. Contribuição do atrito nos esforços axiais de colunas de produção e injeção em poços de petróleo submetidos a carregamentos operacionais**. 2024. 131 f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Alagoas. Maceió-AL, 2024.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MEMBRANAS CERÂMICAS: UMA ALTERNATIVA PARA ÁGUAS CONTAMINADAS POR ÓLEOS

Ana Vitória Santos Marques[1], João Victor Silva Sousa[2], Meiry Glaúcia Freire Rodrigues[3]

[1]*Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Rua Aprígio Veloso, 882, Bairro Universitário, Campina Grande – PB, 58429-900, anavitoria.marques@eq.ufcg.edu.br, joao.sousa@eq.ufcg.edu.br, meiry.rodrigues@ufcg.edu.br*

RESUMO

O presente trabalho aborda o desenvolvimento de membranas cerâmicas porosas de baixo custo, destinadas ao tratamento de efluentes industriais, com ênfase na remoção de óleos. Foram elaboradas quatro formulações (M0, M1, M2 e M3),utilizando argila Chocobofe e caulim como matérias-primas, e serragem de madeira em pó como agente porogênico. As membranas foram moldadas em formato de disco por meio de compactação uniaxial a seco e posteriormente sinterizadas a 650 °C. As caracterizações realizadas incluíram difração de raios X, determinação da porosidade, medição do diâmetro médio dos poros e avaliação da permeabilidade à água. A incorporação de serragem exerceu influência significativa sobre a microestrutura das membranas, promovendo o aumento do diâmetro médio dos poros sem, contudo, ocasionar um acréscimo proporcional na porosidade total. Essa alteração estrutural resultou em um aumento expressivo da permeabilidade à água, com o fluxo de água pura ampliando-se em mais de 200% na formulação com maior teor de serragem (M3) em comparação à membrana de controle (M0). Os resultados indicaram que a adição de serragem de madeira aprimorou substancialmente a arquitetura dos poros e o fluxo de água. Esta pesquisa apresenta uma solução escalável e ambientalmente sustentável para sistemas descentralizados de tratamento de águas residuais, contribuindo para o fortalecimento das práticas de economia circular.

Palavras-chave: materiais alternativos, biomassa, purificação de efluentes, tratamento de águas contaminadas

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Com a Revolução Industrial (século XVIII-XIX) houve uma intensificação na exploração de recursos naturais, especialmente com o crescimento populacional que impulsiona a produção industrial resultando na grande geração de efluentes complexos, ricos em contaminantes de óleos (PIZATO, 2017; DIAS, 2018). Esses resíduos, quando lançados em corpos d'água, comprometem a biodiversidade, a cadeia alimentar e a fotossíntese de microrganismos (GUL, 2018), exigindo soluções mais eficazes para o tratamento.

Os métodos convencionais de tratamento têm se mostrado ineficientes frente à estrutura resistente dos efluentes (GUL, 2018). Nesse contexto, os processos de separação por membranas surgem como alternativa promissora, oferecendo alta eficiência, menor consumo energético e menor uso de reagentes químicos (ANDRADE, 2019).

A produção de membranas com matérias-primas naturais e de baixo custo, como argilas e caulim, vem sendo explorada com bons resultados (CAVALCANTI, 2018). Além disso, o uso de resíduos lignocelulósicos como a serragem, amido e borra de café como agentes porogênicos tem ampliado a porosidade das membranas sem comprometer suas propriedades mecânicas (MARCIEL, 2023).

Desse modo, este trabalho vinculado ao LABNOV da UFCG, propõe o uso de membranas cerâmicas como alternativa sustentável para o tratamento de efluentes sintéticos. Diante das crescentes exigências ambientais, essa abordagem busca aliar viabilidade econômica, reaproveitamento de resíduos e eficiência na remoção de poluentes.

METODOLOGIA

O presente trabalho utiliza como materiais uma argila beneficiada e dois resíduos industriais: um inorgânico (resíduo de caulim) e um orgânico (serragem de madeira). A argila chocobofe, proveniente de Boa Vista – PB e cedida pela empresa DOLOMIL Industrial Ltda., proporciona plasticidade e resistência final às membranas cerâmicas. Foi moída e peneirada em malha ABNT nº 100. O resíduo de caulim, oriundo de Caiçara – RN, também foi peneirado em malha ABNT nº 100 antes do uso. Já a serragem de madeira, coletada em Campina Grande – PB, composta por resíduos de madeiras típicas da região, foi seca em estufa a 100 °C por 24 horas, desagregada e peneirada em malha ABNT nº 100, sendo utilizada como agente porogênico para promover a formação de poros interconectados nas membranas. A Figura 01 mostra o fluxograma para as etapas desenvolvidas durante construção do trabalho, apresentando desde a seleção das matérias primas até a conformação das membranas cerâmicas e sua sinterização.

ISBN: 978-65-5222-057-8

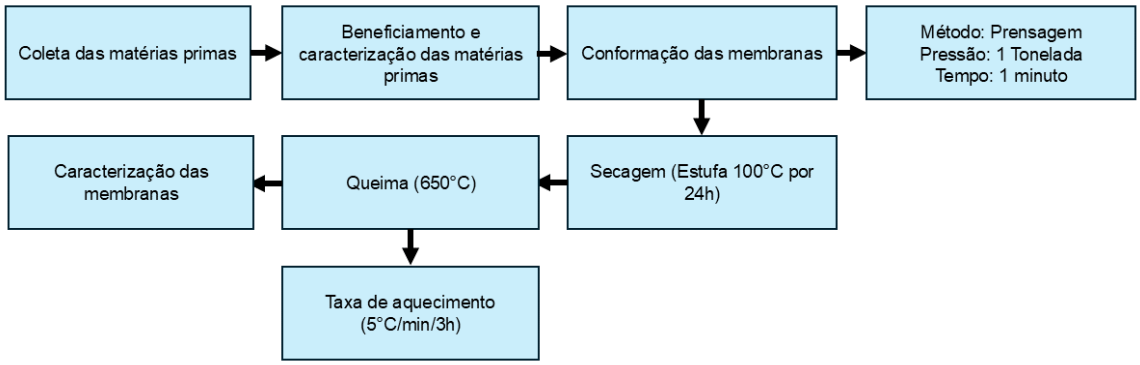


Figura 01 – Fluxograma das etapas de produção das membranas cerâmicas
Fonte: Autoria própria (2025)

Beneficiamento e caracterização

O processo de beneficiamento envolveu a separação e o peneiramento das matérias-primas, que foram posteriormente trituradas e refinadas para obter uma granulação mais fina. Em seguida, passaram por uma peneira de malha ABNT 100 e foram classificadas para aplicação nas etapas seguintes.

A caracterização dessas matérias-primas foi realizada por meio de técnicas como a difração de raios X (DRX), utilizando um difratômetro XRD 6000 Shimadzu, com radiação CuKα (40 kV/30 mA), velocidade do goniômetro de 2º/min e incremento de 0,02º, abrangendo uma faixa de varredura de 5º a 60º.

Formulação das massas cerâmicas

Após a realização da etapa de caracterização, foram formuladas composições a partir das matérias-primas, variando suas proporções. Na Tabela 01, mostra a proporção (%) das matérias primas utilizadas na composição das massas cerâmicas.

Tabela 01 – Proporção (%) de matéria prima na composição das massas cerâmicas utilizadas

Formulações	Argila (%)	Caulim (%)	Agente porogênico (%)
M0	95	5	0
M1	92,5	5	2,5
M2	90	5	5
M3	85	5	10

Fonte: Autoria própria (2025)

Com a preparação das composições, foi efetuada a uniformização, adicionando-se 10% de umidade. Para essa etapa, utilizou-se um moinho de bolas (Quimis/Q298-2), operando em alta rotação por um período de 2 horas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Preparação das membranas cerâmicas de baixo custo

Após a uniformização das massas com as proporções das matérias primas terem finalizado seu tempo no moinho de bolas, uma amostra de 3,5 g do material foi inserida em um molde de aço inoxidável e compactada sob pressão mecânica de 1 tonelada por 1 minuto, originando um disco cerâmico (com uma pausa de 30 segundos). O produto conformado apresentou dimensões e espessuras específicas para cada formulação, como pode ser visto na Tabela 02.

Tabela 02 – Diâmetro e Espessura média das membranas cerâmicas antes de sinterizar

Formulações	Diâmetro médio (mm)	Espessura média (mm)
M0	29,01	3,22
M1	28,99	3,18
M2	28,88	3,14
M3	29,02	3,23

Fonte: Autoria própria (2025)

O processo de conformação e compactação das membranas ocorreu simultaneamente, seguido por uma secagem em estufa a 100 °C por 24 horas para remoção da umidade. Em seguida, as amostras foram sinterizadas em forno mufla a 650 °C, com aquecimento gradual a 5 °C/min até atingir a duração de 3 horas em aquecimento.

Difração de raio-X (DRX)

Os padrões de difração do pó foram medidos em um equipamento da Shimadzu DRX 6000, com radiação de cobre K a 40 kV/30 mA, velocidade do goniômetro de 2°/min com um passo de 0,02o sobre 2 faixa de 2° a 50°.

Porosidade

A determinação da porosidade aparente foi determinada pelo método de imersão, que é baseado no princípio de Arquimedes, utilizando água como fluido, conforme ASTM C 20 (2000). A determinação foi realizada com o auxílio de uma balança analítica. O ensaio foi realizado utilizando tréplicas para cada formulação. Após a obtenção da massa seca, imersa e úmida, dos corpos cerâmicos, será possível calcular a porosidade aparente utilizando a Equação 01.

$$\mathbf{PA} = \left(\frac{\mathbf{M_u} - \mathbf{Ms}}{\mathbf{M_u} - \mathbf{M_i}}\right) \mathbf{X\ 100} \qquad \text{Equação 01}$$

Avaliação da permeabilidade de água nas membranas cerâmicas

A eficiência das membranas cerâmicas no transporte do permeado foi investigada em um sistema de separação contínuo (coluna), operando em escala laboratorial. Para os testes, utilizou-se água destilada. O sistema de separação por membrana era composto por um módulo de aço inoxidável, uma bomba peristáltica Cole Parmer responsável pela alimentação, dois manômetros, um tanque de alimentação (béquer de 500 mL), além de

ISBN: 978-65-5222-057-8

reservatórios para o permeado e o rejeito (Béqueres de 125 mL cada), conforme ilustrado na Figura 02. Durante os ensaios, as condições operacionais foram mantidas a 25°C e 2 bar de pressão.

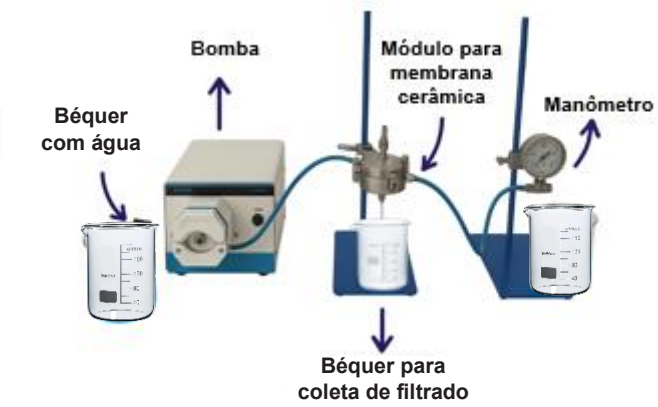


Figura 02 - Sistema para avaliação da permeabilidade das membranas cerâmicas
Fonte: Autoria própria (2025)

O líquido permeado gerado após a alimentação atravessar o módulo de separação, operando em regime tangencial, foi coletado em um béquer e armazenado para posterior análise da quantidade permeada.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na Figura 03 está apresentado os resultados com base na caracterização por difratograma de raios X das matérias primas para a produção das membranas cerâmicas.

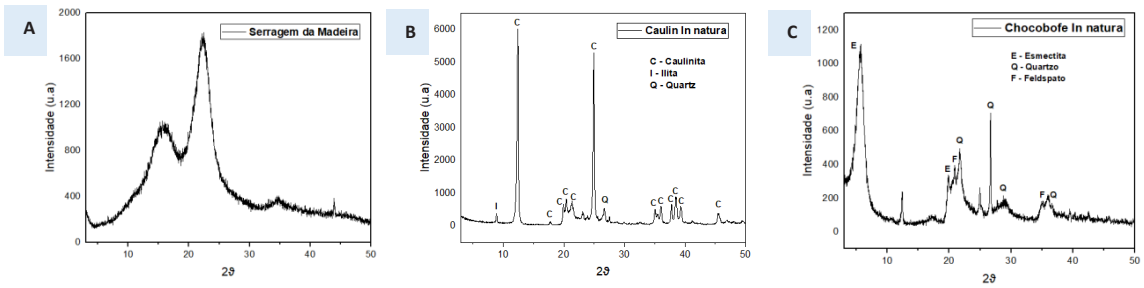


Figura 03 - Difratograma de raios X das matérias primas (A), Serragem de Madeira (B), Caulim (C), Chocobofe.
Fonte: Autoria própria (2025)

Com base no difratograma de raios X da Figura 03 (A), para a serragem da madeira sãoapresentados picos de difraçãocaracterísticos em 2θ=16° e 22,8°, tais picos são semelhantes aos encontrados por (WU, CHEN, SHAO, YUE, SUE, ZHANG, QIU, 2025). Desse modo, os picos identificados tem

ISBN: 978-65-5222-057-8

relação com a estrutura cristalina da celulose da madeira formada naturalmente que podem ser identificados em outros trabalhos como (LIN, 2015).

Analisando a Figura 03 (B) para o caulim, é possível observar a presença majoritariamente do argilo mineral caulinita (C), que representa os picos mais repetidos na análise, aparecendo com seus maiores traços (picos) em 2θ=12,4°,20,4°,24,96°,38,5°. Tais resultados, comprovam outros trabalhos como de (MEDEIROS, NETO, FERREIRA, 2020) que apresentam também picos característicos da caulinita em diferentes tipos de amostras. Além do argilomineral caulinita, também foram notados picos menos intensos de ilita (I) apresentados em 2θ=8,94° e quartzo (Q) 2θ=26,66°.

Nesse contexto, a Figura 04 (C) apresenta os resultados obtidos para o último componente das membranas desenvolvidas pelo trabalho, a argila chocobofe, que apresentou o seu pico mais intenso de esmectita (E) em 2θ=5,6°, além deste a análise também apontou picos de quartzo (Q)com suas maiores intensidades em 2θ=21,7° e 26,7° sendo este e a esmectita picos e argilominerais característicos de argilas esmectitas (SOUZA SANTOS, 1992). A análise também permitiu a identificação de feldspato (F) em 2θ=20,8° e 35° que pode ser observada também outros trabalhos como (HURLE, 2022).

Na Figura 04 é possível observarmos os resultados obtidos para pelo Difratograma de Raios X (DRX) para as membranas utilizadas no projeto.

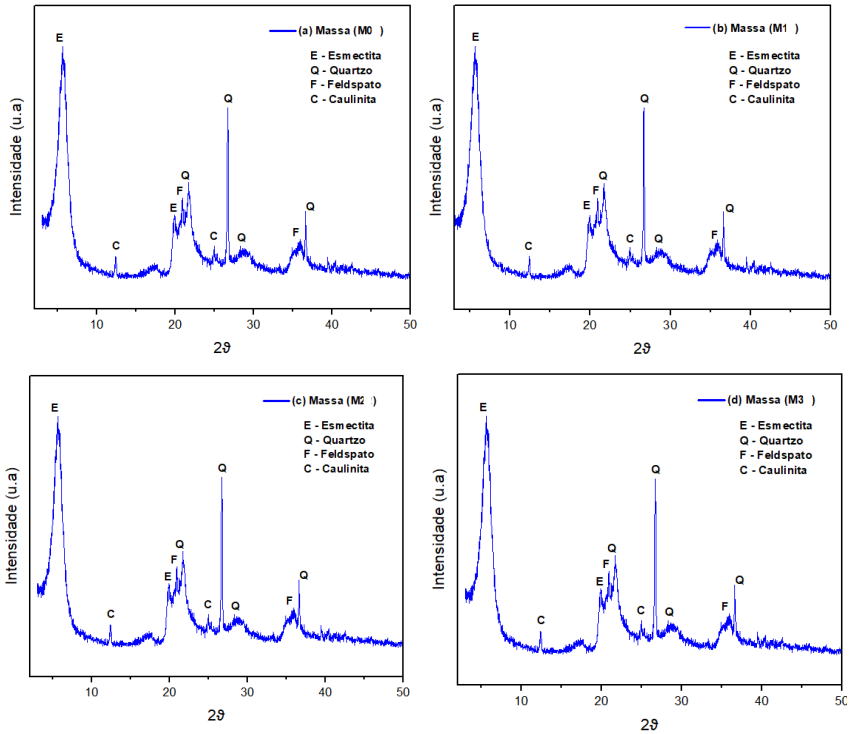


Figura 04 - Difratograma de raios X das massas cerâmicas M0(A), M1(B), M2(C), M3(D).
Fonte: Autoria própria (2025)

ISBN: 978-65-5222-057-8

O difratograma de raios X da formulação cerâmica M0, composta por argila e caulim, apresentou picos característicos da esmectita (E) e do quartzo (Q), principais minerais da matriz argilosa. A caulinita foi identificada por reflexões em 2θ = 12,4° e 24,9°, enquanto o quartzo apresentou picos em 2θ = 21,7°, 26,7°, 28,6° e 36,6°. Também foram observados traços de feldspato em 2θ = 20,9° e 35,4°, mineral que atua como fundente, contribuindo para a coesão estrutural. A esmectita favorece a formação de poros durante a sinterização, aumentando a permeabilidade, mas pode comprometer a resistência mecânica. A caulinita, ao transformar-se em mullita, melhora a resistência e estabilidade térmica.

Nas formulações M1, M2 e M3, com adição de serragem, surgiram picos adicionais em 2θ = 17° e 23,1°, característicos da serragem, sem alterações significativas nos padrões de DRX em relação à M0. As fases minerais principais permaneceram presentes nas diferentes proporções de adição (0%, 2,5%, 5% e 10%).

A porosidade aparente das membranas cerâmicas foi determinada com base no Princípio de Arquimedes, como também a resistência mecânica das membranas foi determinada. Os resultados obtidos foram comparados com dados disponíveis na literatura, conforme apresentado na Tabela 03.

Tabela 03– Porosidade aparente e resistência mecânica das membranas cerâmicas

Formulações	Porosidade (%)	Resistência mecânica (MPa)	Referência
M0	42,96	19,92	*Este trabalho*
M1	40,85	15,25	
M2	41,48	10,68	
M3	40,99	6,18	
MAN	33,45	15,4	*CARMO E RODRIGUES, 2022*
TAN	23,32	8,40	
Argila camaronesa + Pó de serragem	42	18,99	*BELIBE, 2015*

Fonte: Autoria própria (2025)

A partir da análise dos resultados obtidos, podemos concluir que as porosidades aparentes apresentadas pelas amostras desse trabalho possuem uma variação percentual de 42,96% para primeira composição para uma queda de aproximadamente 1,4% para a última composição que detém 10% do pó de serragem. Desse modo, é possível ver que as membranas desenvolvidas por esse trabalho detêm de uma maior porosidade aparente, podendo indicar que processo de sinterização apenas por 3 horas faça a membrana ter uma maior resistência de poros.

Além disso, é importante ressaltar que a composição com 0% de pó de serragem ainda apresentou uma maior porosidade aparente que a formulação M1, o que pode ser um possível indicador que a quantidade de 2,5% de pó

ISBN: 978-65-5222-057-8

de serragem após a sinterização tenha degradado por completo dificultando a porosidade da membrana.

Além disso, os resultados obtidos na Tabela 03 mostram que a membrana sem adição de serragem apresentou a maior resistência mecânica, atingindo um valor de 19,92 MPa. Essa formulação, composta apenas por caulim e chocobofe, demonstrou maior coesão estrutural e menor presença de poros, resultando em uma resistência superior. Já as formulações contendo serragem apresentaram valores progressivamente menores de resistência mecânica, registrando 15,25 MPa, 10,68 MPa e 6,18 MPa, respectivamente. Isso indica que o aumento da quantidade de serragem no processo de sinterização leva a uma redução na resistência mecânica devido à formação de poros adicionais na estrutura da membrana.

Além disso, a tonelada de prensagem desempenha um papel crucial na resistência mecânica das membranas, pois influencia diretamente sua microestrutura. Pressões mais elevadas resultam em maior compactação das partículas cerâmicas, reduzindo a porosidade e aumentando a densidade do material, o que contribui para uma resistência mecânica superior.

Por fim, a Figura 05 apresenta o fluxo de água pura e permeado com relação ao tempo de ensaio.

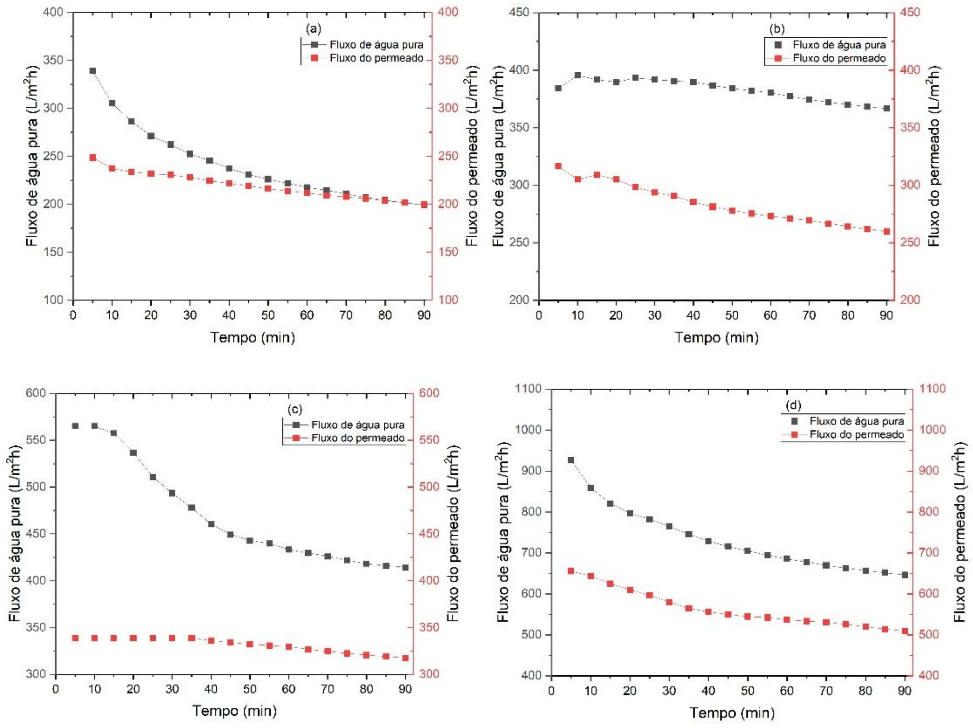


Figura 04 – Fluxo de água pura e fluxo de permeado em relação ao tempo. Fonte: Autoria própria (2025)

ISBN: 978-65-5222-057-8

Durante os 90 minutos de ensaio, o fluxo de água pura apresentou uma queda progressiva, até atingir estabilidade. As taxas observadas foram de 240,73 (a), 382,76 (b), 469,93 (c) e 732,89 (d) $L \cdot m^{-2} \cdot h^{-1}$. Esse comportamento está diretamente relacionado ao aumento da quantidade de serragem em pó nas formulações, que atuou como agente porogênico. Quanto maior a adição desse material, maior foi o fluxo obtido. De acordo com (Li, 2006), variáveis como tamanho e distribuição dos poros são determinantes para a eficiência de permeação e retenção das membranas cerâmicas.

No caso do permeado, a estabilização do fluxo ocorreu por volta dos 50 minutos. Os valores registrados foram de 219,15 (a), 283,61 (b), 331,52 (c) e 563,47 (d) $L \cdot m^{-2} \cdot h^{-1}$. Observou-se uma leve redução em relação ao fluxo de água pura, o que é esperado em função do acúmulo de partículas na superfície da membrana. Esse acúmulo cria uma barreira adicional, diminuindo a área livre para passagem do líquido (Brandão, Figueiredo, 2019). Como destaca Cheryan (1998), é comum que a permeabilidade das membranas sofra queda gradual com o tempo de operação, devido à formação de camadas de retenção.

CONCLUSÕES

A utilização de resíduos lignocelulósicos, como a serragem, demonstrou ser uma alternativa eficaz e sustentável na produção de membranas cerâmicas. As formulações desenvolvidas apresentaram boa permeabilidade à água e variações controladas na porosidade. Embora a adição de serragem reduza a resistência mecânica, os ganhos em eficiência de filtração e viabilidade ambiental indicam o potencial dessas membranas para aplicação em sistemas descentralizados de tratamento de efluentes oleosos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Laboratório de Desenvolvimento de Novos Materiais (LABNOV) na pessoa da Professora Dra. Meiry Rodrigues pelo espaço cedido para realização e orientação do trabalho. Assim como, a Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) por proporcionarem o desenvolvimento científico no âmbito da instituição.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, R. M. et al. Preparation of low-cost ceramic membranes for microfiltration using sugarcane bagasse ash as a pore-forming agent. Cerâmica, São Paulo, v. 65, p. 620–625, 2019.

BELIBI, P. et al. Microfiltration ceramic membranes from local Cameroonian clay applicable to water treatment. Ceramics International, [S.l.], v. 41, p. 2752–2759, 25 out. 2014.

ISBN: 978-65-5222-057-8

BRANDÃO, E. C. V.; CHERYAN, M. Ultrafiltration and Microfiltration Handbook. Pensilvânia, USA: Technomic Publishing Corporation, 1998.

CARMO, E. S.; ARAÚJO, A. B. F. S.; RODRIGUES, M. G. F. Preparação de membrana cerâmica à base de argila chocobofe e resíduos industriais. Conjecturas, v. 22, p. 765–779, 2022.

CAVALCANTI, R. K. et al. Maquiagem mineral desenvolvida a partir de argilas bentoníticas naturais e tratadas organofilicamente. Cerâmica, São Paulo, v. 64, p. 266–275, 2018.

DIAS, F. F. et al. Tratamento de efluente têxtil através de processo oxidativo avançado (H_2O_2/TiO_2/UV). Revista GEAMA – Ciências Ambientais e Biotecnologia | Scientific Journal of Environmental Sciences and Biotechnology, v. 1, p. 004–009, 2018.

FIGUEIREDO, K. C. DE S. Flux decline mechanisms in polyetherimide microfiltration membranes for clarification of synthetic produced water. Revista Matéria, Rio de Janeiro, v. 24, n. 4, 2019.

GUL, U. D. Bioremediation of Dyes in Textile Wastewater. Turkish Journal of Scientific Reviews, [S.l.], v. 11, p. 24–28, 2018.

HURLE, K. et al. On the assignment of quartz-like $LiAlSi_2O_6$–SiO_2 solid solutions in dental lithium silicate glass-ceramics: Virgilite, high quartz, low quartz or stuffed quartz derivatives? Dental Materials, [S.l.], v. 38, p. 1558–1563, 2022. DOI: 10.1016/j.dental.2022.08.008.

LI, W.; XING, W.; XU, N. Modeling of relationship between water permeability and microstructure parameters of ceramic membranes. Desalination, Amsterdam, v. 192, p. 340–345, 2006.

LIN, J. H. et al. Far-infrared emissive polypropylene/wood flour wood plastic composites: Manufacturing technique and property evaluations. Journal of Composite Materials, [S.l.], v. 0, p. 1–11, 2015.

MARCIEL, F. S.; AREIAS, I. O. R.; HOLANDA, J. N. F. Valorization potential of coffee grounds waste as a renewable pore-forming agent to produce low-cost porous ceramic support. Research, Society and Development, v. 12, 2023.

PIZATO, E. et al. Caracterização de efluente têxtil e avaliação da capacidade de remoção de cor utilizando o fungo Lasiodiplodia theobromae MMP. Engenharia Sanitária e Ambiental, Rio de Janeiro, v. 22, 2017.

WU, H. et al. All-wood-based hybrid membrane derived from waste sawdust for efficient emulsion separation. Food and Bioproducts Processing, [S.l.], 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

SUPRINDO A LACUNA DA AUTOMAÇÃO: GABARITAGEM ACÚSTICA DE TUBULARES POSSIBILITANDO DE MANOBRAS DE PERFURAÇÃO TOTALMENTE AUTOMATICAS

José Ricardo Brígido de Moura Filho[1], Cristiano André Christmann Zank[2], Felipe Coppola[3], Adriano Calixto Reis[4], Alessandro Brito Pasini[5], Mariana da Silva Campos Vieira da Rocha[6]

[1]Petrobras, brigido@petrobras.com.br, [2]Petrobras, czank@petrobras.com.br, [3]Offshore Spot, felipe@offshorespot.com.br, [4]Foresea, adrianocalixto@foresea.com, [5]Foresea, apasini@foresea.com, [6]Foresea, marianarocha@foresea.com.

RESUMO

As operações de gabaritagem são essenciais para manter a integridade dos tubos de perfuração na operação offshore. No entanto, os métodos tradicionais de gabaritagem manual apresentam riscos à segurança devido à exposição à zona vermelha e contribuem para tempos de execução inconsistentes. À medida que a automação de sondas evolui, as operações de manobra totalmente automatizadas enfrentam uma lacuna tecnológica, particularmente na eliminação da intervenção humana durante a gabaritagem.

Este estudo apresenta um Sistema de Detecção de Obstrução (Obstruction Detection System - ODS) com base acústica, projetado para automatizar os processos de gabaritagem. Utilizando ondas ultrassônicas, o ODS detecta e localiza obstruções nos tubos de perfuração com alta precisão. Essas ondas produzem ecos e padrões de atenuação que são processados em tempo real, determinando a presença e a posição do bloqueio. Essa abordagem automatizada elimina a necessidade de lançamento manual de gabaritos sólidos, reduzindo significativamente a exposição à zona vermelha, riscos de quedas de objetos e aumentando a segurança operacional.

Os sistemas atuais de automação de sonda carecem de soluções para automatizar totalmente a gabaritagem sem intervenção humana. O ODS preenche essa lacuna, alinhando-se às tendências de digitalização e promovendo a segurança e a eficiência das sondas. Oferece benefícios substanciais para empresas de perfuração, operadores e fabricantes de equipamentos, permitindo operações de manobra de tubos de perfuração mais seguras, confiáveis e com tempos de execução mais consistentes. Essa tecnologia representa um avanço crucial na automação de plataformas offshore, contribuindo para o aprimoramento do desempenho e da eficiência operacional.

Palavras-chave: gabaritagem, perfuração, Drill pipes, automação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Introdução

O Drill Pipe é um componente vital nas operações da indústria do petróleo, responsável por transmitir rotação e força para a perfuração de poços Offshore. A integridade desses tubos é assegurada por procedimentos de inspeção, como a "gabaritagem", crucial para a segurança e continuidade operacional, visando a detecção de obstruções internas. Essas obstruções podem ser detritos sólidos ou acúmulos de fluidos de perfuração, resultando em corrosões, depósitos, danos estruturais, prejuízo ao desempenho da broca, e, em casos extremos, falhas operacionais graves.

Atualmente, a inspeção manual com gabaritos em unidades Offshore apresenta desafios como queda de gabaritos, esquecimento na coluna, esforços repetitivos, "pescaria" de gabaritos metálicos, inconsistência nos tempos de execução e aumento do tempo na "Red Zone".

Nesse contexto, as técnicas de ultrassom emergem como uma solução promissora para inspeções não destrutivas e de alta precisão, mesmo em ambientes de difícil acesso (Hellier, 2013). A técnica baseia-se na propagação de ondas mecânicas de alta frequência, onde variações na impedância acústica – causadas por mudanças geométricas, descontinuidades ou obstruções – geram reflexões detectadas por receptores estratégicos. A análise desses sinais permite identificar falhas estruturais com alta confiabilidade (Krautkrämer & Krautkrämer, 2013).

Aplicando este princípio aos tubos de perfuração, a própria estrutura interna pode ser usada como referência. Avanços recentes em modelagem computacional e algoritmos de análise espectral têm permitido operar sistemas autônomos de detecção sem a necessidade de ondas de referência externas, representando uma inovação no monitoramento contínuo da integridade dos tubos (Silva et al., 2022).

Este trabalho apresenta testes experimentais e simulações com receptores ultrassônicos acoplados na extremidade do tubo, avaliando a eficiência do sistema na identificação de obstruções. A metodologia proposta visa não apenas a gabaritagem precisa, mas também a evolução para um sistema inteligente de inspeção em tempo real.



Figura 1: Demonstração de gabaritos (*Drifts*) usados para procedimentos manuais de gabaritagem em tubos

ISBN: 978-65-5222-057-8

Metodologia

O desenvolvimento de um sistema de deteção de obstruções (ODS) exigiu uma abordagem metodológica rigorosa, focada na aplicação de ondas ultrassônicas e na criação de um algoritmo robusto para processamento e interpretação de dados.

A primeira fase de ensaios constituiu a etapa inicial de validação da viabilidade do sistema ODS em ambiente controlado. Os testes foram baseados em estudos científicos comprovados, desenvolvidos pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Oviedo em 2020. Estes estudos demonstraram que diferentes configurações de obstrução têm impactos significativos no tipo de onda gerada, validando a abordagem de testar múltiplas configurações de obstrução.

Na prática, a metodologia consistiu em comparar os valores obtidos das leituras dos transmissores e receptores ultrassônicos, exibidos nos canais do osciloscópio, em função do tipo de obstrução inserida nos tubos. Esta comparação permitiu uma análise qualitativa inicial da resposta do sistema às obstruções.

Os primeiros testes foram conduzidos em um ambiente de laboratório controlado, utilizando geradores de ultrassom. Para simular as obstruções, foram empregados tubos de PVC devido à sua acessibilidade, consistência e seu uso generalizado em ensaios laboratoriais. Os equipamentos utilizados foram: um osciloscópio, um sensor emissor de ultrassom, um sensor receptor de ultrassom e um amplificador de sinal.

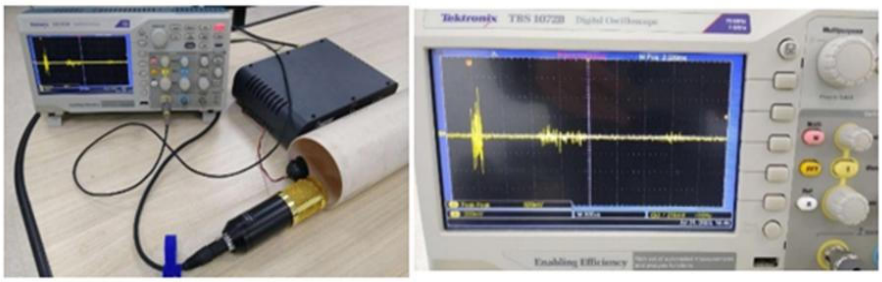


Figura 2: Sensor, emissor e Transdutor de ultrassom utilizados nos ensaios.

Foram simulados diferentes tipos de obstruções nos tubos de PVC, incluindo, mas não se limitando a partículas sólidas e materiais macios. Cada tipo de obstrução foi posicionado a distâncias variadas ao longo do tubo, permitindo a criação de diferentes de cenários de teste para uma análise abrangente.

Foram realizadas medições ultrassônicas para cada configuração de teste. As curvas de onda resultantes da interação entre as ondas ultrassônicas e as

ISBN: 978-65-5222-057-8

obstruções foram registadas. Posteriormente, estas curvas foram analisadas em termos da sua amplitude, forma e tempo de retorno.

Os objetivos foram: avaliar se a composição da obstrução influenciava a sua deteção, a capacidade do sistema de detectar tamanhos variados e como o sistema se comportava nas reduções de diâmetro ao longo do tubo. Os testes se deram utilizando borracha de látex, bateria de 9V, cubos e anéis de PLA (ácido poliláctico) confeccionados em impressora 3D. Nos ensaios as obstruções foram posicionadas na extremidade do tubo oposta aos sensores e a 50 cm dessa mesma extremidade.



Figura 3: Cubos de PLA confeccionados em 3D (18mm, 9mm e 6mm) posicionados na extremidade e à 50cm desta.



Figura 4: Anéis de PLA confeccionados e posicionados dentro do tubo

O algoritmo é a parte central do sistema, responsável por processar dados de ultrassom em tempo real, identificar padrões nos sinais e correlacioná-los com potenciais obstruções. Durante seu desenvolvimento identificou-se que precisão desse processo é impactada por variações de temperatura, pressão e umidade alteram a velocidade som. Para mitigar essa interferência, foi implementado um algoritmo de sincronização de fase. Essa funcionalidade corrige pequenos desvios na fase do sinal, garantindo a precisão das medições sem alterar a amplitude.

Os testes de campo do sistema de detecção de obstruções começaram em setembro de 2024 e devem terminar em agosto de 2025. Essa etapa está sendo realizada no Centro Tecnológico para o Pré-Sal Brasileiro (CTPB), em Itajubá, MG. O objetivo é validar o sistema em condições reais onshore, utilizando tubos Drill Pipe Range 3 e considerando as variações climáticas externas, similares ao de uma sonda.

ISBN: 978-65-5222-057-8



Figura 5: Drill Pipe posicionado no CTPB

O algoritmo inicialmente desenvolvido para os testes laboratoriais baseava-se na premissa de uma onda de referência. No entanto, como os comprimentos dos tubulares não são idênticos e em um cenário real de operação, onde a quantidade e a rotatividade de tubos são elevadas, a premissa de criar uma onda de referência para cada um dos milhares de tubulares a bordo tornou-se inviável. Consequentemente, foi desenvolvido um novo método de análise que dispensa a necessidade de uma onda de referência.

Foi identificado que a emissão de ondas planas no interior dos tubos reduz significativamente a geração de ondas transversais, o que melhora a interpretação dos sinais refletidos.

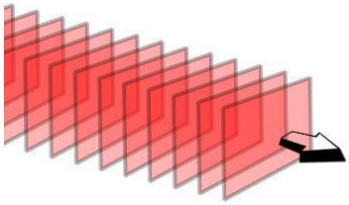


Figura 6: Representação 3D de uma onda Plana

Paralelamente às otimizações do algoritmo, foram implementados aprimoramentos no hardware, que incluem atualizações no amplificador e emissor. Também foi desenvolvido um novo acoplador, utilizando impressão 3D. Este componente foi projetado para dispor de forma otimizada os emissores e os sensores na extremidade do tubo, garantindo um contacto e transmissão de sinal eficazes.

Após a definição e implementação das melhorias no algoritmo e hardware, o sistema será testado nos seguintes cenários específicos:

ISBN: 978-65-5222-057-8

- Obstrução com dimensão próxima a tolerância (1,5mm) logo após o Tool Joint de forma circular ou meia lua
- Obstruções em formato de casca, no mesmo drill pipe, sendo a primeira aceita e a segunda não, para validar que o sistema é capaz de capturar a segunda obstrução e reprovar o tubo.
- Obstruções em drill pipes diferentes, sendo a primeira aceita e a segunda não para validar que o sistema é capaz de capturar a segunda obstrução e reprovar o tubo
- Obstruções em 3 áreas diferentes do drill pipe, com perda de circunferência próximas a tolerância
- Adicionar ao algoritmo o limite de aceitação e simular um teste com obstrução inferior e superior ao limite de aceitação
- Boca do tubo 100% obstruída, simulando a "bolacha"
- Simular incrustações no drill pipe (corrosão)



Corrosão / Casca: Chapa automotiva com ferrugem

Lama: Argamassa ensacada

"Bolacha": Tampa do drill pipe

Casca: Anéis com 5mm e larguras diferentes

Figura 7: Materiais que serão utilizados como obstruções

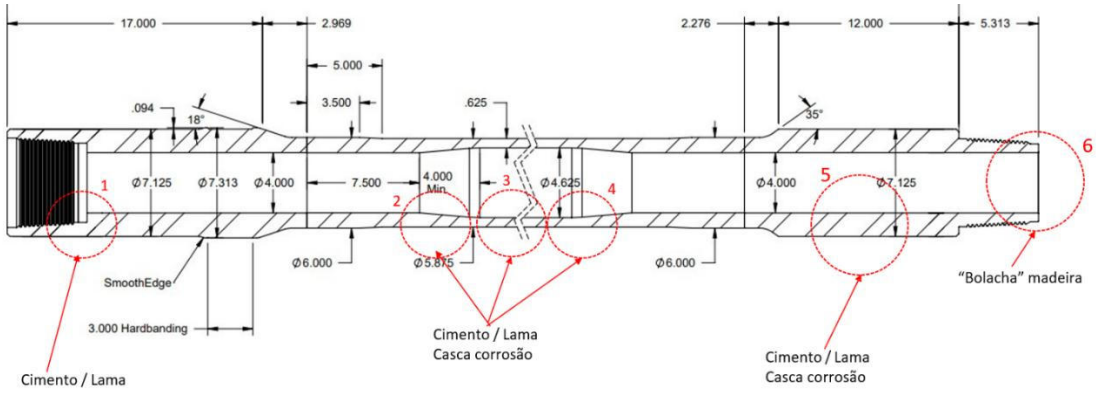
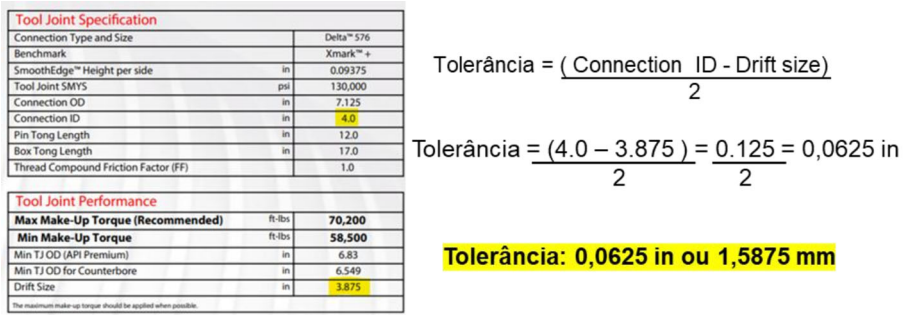


Figura 8: Esquema de posicionamento das obstruções

ISBN: 978-65-5222-057-8



Tool Joint Specification		
Connection Type and Size		Delta™ 576
Benchmark		Xmark™+
SmoothEdge™ Height per side	in	0.09375
Tool Joint SMYS	psi	130,000
Connection OD	in	7.125
Connection ID	in	4.0
Pin Tong Length	in	12.0
Box Tong Length	in	17.0
Thread Compound Friction Factor (FF)		1.0

Tool Joint Performance		
Max Make-Up Torque (Recommended)	ft-lbs	**70,200**
Min Make-Up Torque	ft-lbs	**58,500**
Min TJ OD (API Premium)	in	6.83
Min TJ OD for Counterbore	in	6.549
Drift Size	in	3.875

The maximum make-up torque should be applied when possible.

$$\text{Tolerância} = \frac{(\text{Connection ID} - \text{Drift size})}{2}$$

$$\text{Tolerância} = \frac{(4.0 - 3.875)}{2} = \frac{0.125}{2} = 0{,}0625 \text{ in}$$

Tolerância: 0,0625 in ou 1,5875 mm

Figura 9: Especificação do Drill Pipe e tolerância

Resultados e Discussão

A fase de testes laboratoriais foi fundamental para a validação inicial do sistema de ultrassom e do algoritmo desenvolvido. Em todos os testes realizados o sistema de ultrassom demonstrou a capacidade de detectar obstruções em tubulações e distinguir seus tipos e localizações. A primeira rodada, usando borracha e uma bateria de 9V, confirmou a detecção de obstruções, com potencial para refinar a precisão posicional. Na segunda rodada, com cubos de PLA, o algoritmo se mostrou eficaz na detecção e identificação da posição de obstruções de diferentes tamanhos, apesar de algumas falhas na exatidão da localização. Na terceira rodada, testando anéis de PLA que simulavam os *tool* joints de um *drill pipe*, observou-se que essas reduções de diâmetro não interferem na detecção de obstruções.

Na abordagem inicial, as ondas transversais faziam parte do sinal analisado, pois estavam presentes na onda de referência. Com a nova metodologia sem referência, foi necessário eliminar essas ondas, pois passaram a ser consideradas ruídos que dificultam a identificação precisa de obstruções reais. Para reduzir a geração de tipo de onda, o sistema passou a operar com a emissão de ondas planas em baixa frequência, pois promovem a propagação longitudinal, otimizando o reconhecimento estrutural do tubo. Adicionalmente, o diafragma foi reconfigurado e ajustes no acoplador foram realizados para garantir a uniformidade e centralidade da emissão.

Esta nova abordagem demonstrou alta eficiência na redução do ruído proveniente de reflexões transversais. Com a emissão mais controlada, os sinais captados apresentaram menor dispersão, facilitando a distinção entre tool joints e potenciais obstruções.

A geração eficiente de ondas planas exige o uso de frequências significativamente menores do que as originalmente utilizadas (20 kHz). Através de experimentação, constatou-se que, para cada diâmetro de tubo, existe uma frequência ideal para a emissão de ondas planas, que pode ser estimada por fórmulas matemáticas específicas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Durante os testes, sinais com frequência de 1,5 kHz foram injetados. Inicialmente, observou-se uma sobreposição significativa das ondas emitidas, o que dificultava a interpretação dos sinais refletidos. Para mitigar esse efeito, aplicou-se o método de averaging (média aritmética), que consiste na média de 100 injeções consecutivas de ondas. Este método permitiu a redução de ruído e a obtenção de um sinal consolidado e mais estável, facilitando a visualização e interpretação do padrão acústico refletido pelo tubo.

A propagação das ondas em baixas frequências mostrou-se mais eficiente, proporcionando reflexões mais nítidas em comparação com sinais de alta frequência. Os sinais adquiridos foram posteriormente analisados em laboratório. Inicialmente, não foram inseridas obstruções artificiais; as *tool joints* foram consideradas como elementos naturais de descontinuidade para avaliação. Para distinguir entre deflexões estruturais e obstruções reais, foi aplicada a abordagem da análise de amplitude e tempo de Reflexão: Obstruções tendem a gerar picos abruptos e de alta amplitude, enquanto deflexões provocam reflexões mais suaves e dispersas. Utilizou-se o MATLAB para desenvolver um algoritmo para detectar variações abruptas de amplitude associadas às obstruções. Ele processa esse sinal, empregando diversas janelas para filtrar o ruído e focar apenas na energia da onda refletida.

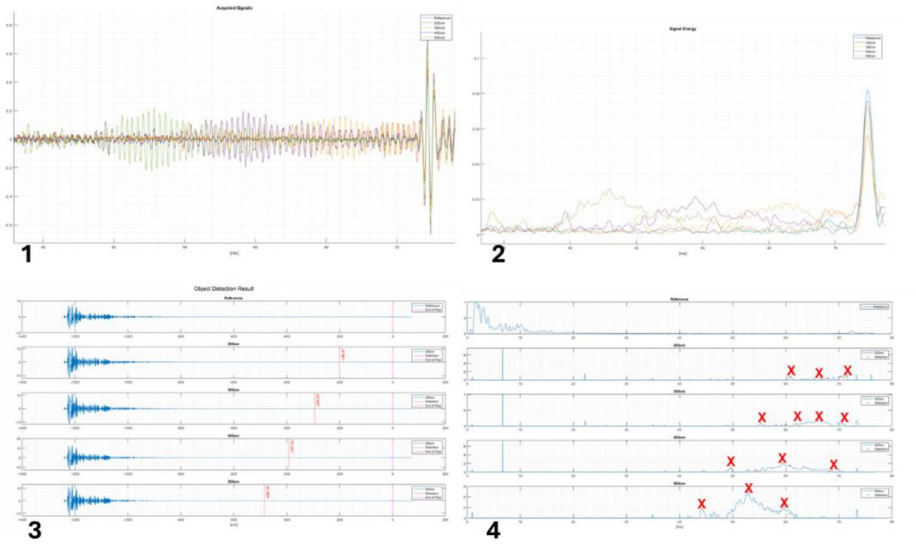


Figura 10: Processamento do sinal no Matlab de onda refletida em energia. Os “X” no Gráfico 4 representam, as obstruções identificadas

Essas análises foram consolidadas em um algoritmo que combina as 100 ondas injetadas em um único sinal de resposta, evidenciando o sucesso dos ajustes de filtragem e do *averaging*, permitindo a identificação de estruturas internas como juntas e potenciais restrições ao fluxo.

Durante a propagação da onda sonora no interior do tubo, observa-se um decaimento natural de sua amplitude devido à perda de energia ao longo da

ISBN: 978-65-5222-057-8

distância percorrida. Este fenômeno faz com que os sinais refletidos por objetos mais distantes apresentem intensidades menores, dificultando a deteção e comparação precisa entre diferentes pontos do tubo.

Para minimizar esse problema, foi desenvolvido um algoritmo de compensação que ajusta a amplitude dos sinais de forma proporcional à distância percorrida pela onda. Este processo permite normalizar as reflexões recebidas ao longo do tubo, possibilitando uma comparação mais uniforme dos sinais originados em diferentes posições, incluindo aqueles de menor intensidade causados por obstruções mais distantes.

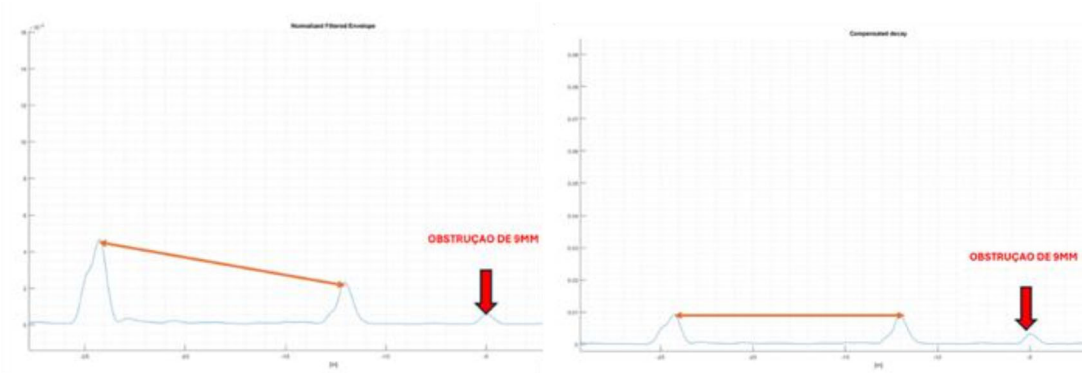


Figura 11: Sinal refletido das Tool joints antes (esquerda) e depois (direita) do algoritmo de compensação

Conclusões

Os testes laboratoriais foram cruciais para validar o sistema de ultrassom e o algoritmo, demonstrando a capacidade de detectar obstruções de diferentes tamanhos, formatos e materiais. Mesmo com falhas na exatidão da localização de cubos de PLA, os resultados foram promissores. A simulação das *tool joint's* impulsionou o aprimoramento do algoritmo. A eliminação da necessidade da onda de referência e a adoção de ondas planas em baixa frequência, juntamente com o método de *averaging* e filtros adaptativos, resultaram em sinais mais limpos e na criação de assinaturas acústicas confiáveis, representando um avanço significativo para a tecnologia.

Com os resultados positivos dos testes laboratoriais e a otimização do algoritmo sem a necessidade de ondas de referência, há uma expectativa otimista para os ensaios de campo. Estes testes, que ocorrerão com uma variedade de obstruções (como cascas, lama, "bolachas" e incrustações/corrosão) e em diferentes cenários de posicionamento, buscarão validar a capacidade do sistema de identificar e reprovar tubos com obstruções, além de simular a detecção de corrosão e testar os limites de aceitação do algoritmo. A eficácia

ISBN: 978-65-5222-057-8

comprovada da nova abordagem com ondas planas, aliada a um algoritmo de compensação para o decaimento da amplitude do sinal, reforça o potencial promissor do sistema para a automação da gabaritagem e aprimoramento da segurança e eficiência das operações offshore.

Agradecimentos

Agradecemos à Petrobras pelo financiamento do projeto, à equipe de desenvolvimento da Offshore Spot pelo trabalho primoroso no desenvolvimento do algoritmo e na realização dos testes, ao time de Inovação da Foresea por fornecer as informações técnicas, objetos de testes e disponibilizar suas sondas para que esse desenvolvimento possa ser realizado e ao CTPB pela disponibilização de suas instalações para a realização dos testes em campo.

Referências Bibliográficas

HELLIER, Charles J. Handbook of Nondestructive Evaluation. 3. ed. Nova Iorque: McGraw-Hill Education, 2013.

KRAUTKRÄMER, Josef; KRAUTKRÄMER, Herbert. Ultrasonic Testing of Materials. 4. ed. Berlim: Springer Science & Business Media, 2013.

MARTÍNEZ-SALGADO, Fernando; RODRÍGUEZ-PICOS, Pedro; LÓPEZ-HERRERA, Francisco. Analysis of Ultrasonic Wave Propagation in Pipes with Obstructions Using Finite Element Method. Oviedo: Universidade de Oviedo, Departamento de Engenharia Elétrica, 2020.

SILVA, J. S. et al. Autonomous detection systems for continuous monitoring of pipe integrity. Journal of Engineering Research, v. 45, n. 2, p. 123-135, 2022.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ANÁLISE EXPERIMENTAL DO COMPORTAMENTO DE FLUIDOS LEVES EM CONDIÇÕES DE PERDA DE CIRCULAÇÃO

Letycia Alyne Matei[1], Felipe Barboza Pereira[1], Cássio Luís Schneider[1], Vinicius Gustavo Poletto[1], Fernando Cesar De Lai[1], Silvio Luiz de Mello Junqueira[1]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos – CERNN, Curitiba-PR, Brasil letyciam@alunos.utfpr.edu.br, felipepereira@utfpr.edu.br, cassioschneider@alunos.utfpr.edu.br, vinsptt19@gmail.com, fernandodelai@gmail.com, silvio@utfpr.edu.br

RESUMO

Durante o processo de perfuração de um poço de petróleo, o fluido de perfuração é injetado no interior da coluna de perfuração e retorna à superfície através do espaço anular formado entre a coluna de perfuração e a formação rochosa. Esse fluido possui funções essenciais, como resfriar a coluna, remover os cascalhos de rocha e evitar o colapso das paredes do poço. A perda de circulação ocorre quando o fluido de perfuração é perdido para o interior da formação rochosa porosa ou fraturada. Esse fenômeno pode comprometer a estabilidade do poço, aumentar significativamente o tempo não produtivo e elevar os custos operacionais. Diante disso, este trabalho tem como objetivo estudar o comportamento de fluidos com densidade elevada, para posteriormente avaliar a aplicação de fluidos leves, sendo empregados como alternativa para mitigar perdas de circulação. Esses fluidos, por apresentarem densidades reduzidas, visam diminuir o gradiente de pressão sobre a formação, minimizando o risco de fraturamento e de invasão do fluido. Foram formulados e testados dois tipos de fluidos: um fluido newtoniano e um fluido não newtoniano. Os experimentos foram conduzidos em um aparato projetado para representar o espaço anular do conjunto poço-formação em uma determinada etapa da perfuração, composto por uma seção retangular em acrílico com uma fratura discreta. Durante os experimentos, foram monitoradas a pressão diferencial na fratura, a pressão relativa no canal vertical e a vazão de retorno do fluido de perfuração. Além disso, variaram-se o número de Reynolds e a vazão de fuga pela fratura, permitindo uma análise do comportamento hidrodinâmico dos fluidos. Os resultados obtidos mostraram que o fluido empregado afeta diretamente os parâmetros analisados e que a variação dos números de Reynolds e da vazão de fuga afetaram diretamente a pressão diferencial na fratura.

Palavras-chave: perda de circulação, fluidos leves, formações fraturadas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Durante a perfuração de poços, a geração de cascalhos ocorre em função da ação rotacional da broca, que promove a compressão e fragmentação da formação rochosa. Esses detritos são continuamente removidos pela circulação de fluidos de perfuração, os quais são bombeados pela coluna de perfuração e retornam à superfície através do espaço anular entre a parede do poço e a coluna (Azar e Samuel 2007).

Além da remoção dos cascalhos, os fluidos de perfuração desempenham funções essenciais: como manter os sólidos em suspensão, estabilizar as paredes do poço, controlar a pressão da formação, resfriar, lubrificar os componentes da coluna de perfuração e transmitir energia hidráulica à broca, esses fluidos apresentam comportamento não-newtoniano, com viscosidade variável em função da taxa de cisalhamento (Bourgoyne Jr, et al. 1991). É fundamental que a densidade de circulação equivalente (ECD) do fluido de perfuração se mantenha dentro de um faixa operacional segura, com isso, em alguns casos se faz necessário o uso de fluidos de baixa densidade (fluidos leves), pois minimizam o impacto na formação e contribui na preservação da integridade estrutural do poço (Cook, Growcock e Hodder 2012).

Durante a perfuração, os altos gradientes de pressão favorecem a invasão do fluido de perfuração na formação rochosa, especialmente em zonas fraturadas (Figura 1). A perda de circulação é definida como a migração do fluido para o interior da formação rochosa através de poros e fissuras, sendo intensificada pela presença de fraturas que promovem o escoamento preferencialmente (Almagro, et al. 2014). A severidade desse fenômeno depende de diversos fatores, incluindo a geometria da matriz porosa, as pressões de poro e fratura, as propriedades reológicas do fluido e os parâmetros operacionais do processo.

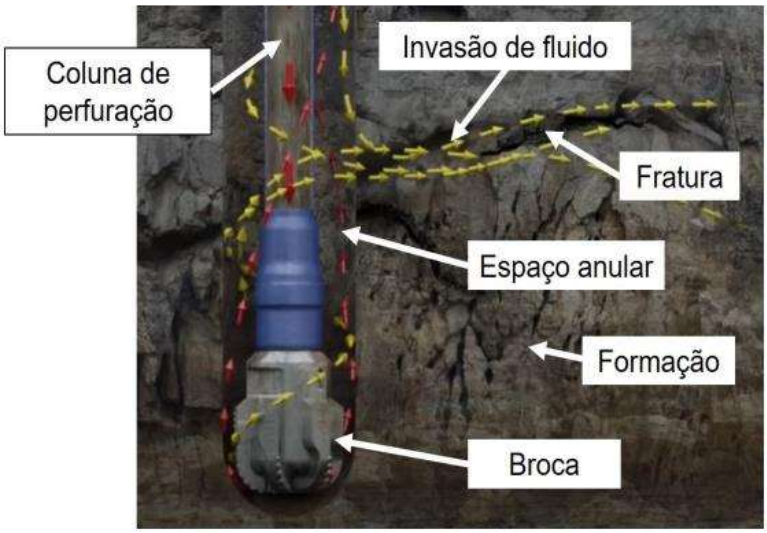


Figura 1: Representação perda de circulação.

Em casos de perda parcial, parte do fluido ainda retorna à superfície. No entanto, em situações de perda severa ou total, todo o fluido é absorvido pela formação, interrompendo sua recirculação. Essa condição pode

ISBN: 978-65-5222-057-8

significativamente a operação, gerando instabilidades de pressão, falhas na remoção de cascalhos, aprisionamento da coluna e, em situações extremas, *blowouts*, abandono do poço ou danos permanentes à formação (Calçada, et al. 2015). Diante da complexidade envolvida nos mecanismos de perda de circulação, este trabalho propõe um uma avaliação do escoamento de fluidos newtonianos e não newtonianos em meios fraturados e porosos, observando a influência da variação do número de Reynolds e da vazão de fuga pela fratura, na pressão diferencial ao longo da fratura.

METODOLOGIA

O poço será representado por um canal vertical de seção transversal retangular, contendo uma descontinuidade transversal ao escoamento, a qual representa a presença de uma fratura. Foram utilizados dois aparatos experimentais para representar o conjunto poço-formação em condições distintas: no primeiro aparato, busca-se isolar a interação entre o fluido de perfuração e uma fratura em um meio não poroso, permitindo uma análise controlada do escoamento sem interferência de porosidade adjacente. Em contrapartida, o segundo aparato experimental introduz maior complexidade ao incorporar uma matriz porosa adjacente ao canal, de modo a representar de forma mais realista a formação rochosa.

Para fins experimentais, o sistema foi simplificado para representar apenas a região anular do poço, ou seja, o espaço por onde o fluido de perfuração retorna à superfície (Figura 2). A região interna da coluna de perfuração, correspondente à injeção do fluido, não será considerada neste estudo. Além disso, em um dos aparatos assume-se que as paredes do canal e da fratura são esença da matriz porosa.

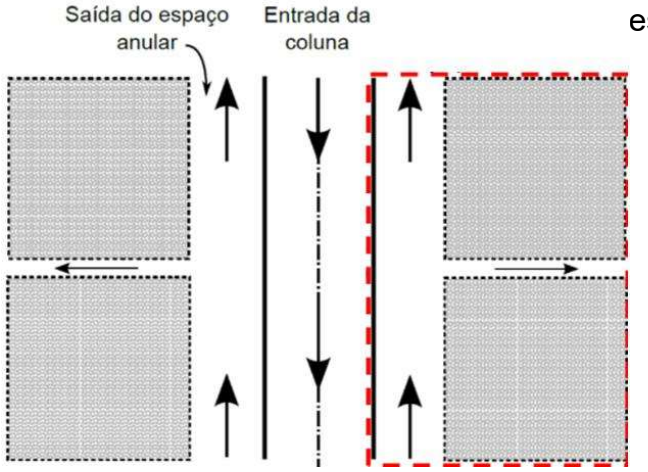


Figura 2: Simplificação da geometria da região de interesse.

Ambos os aparatos experimentais estão instalados nas dependências do Laboratório de Meios Porosos (LaMP) no Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não-Newtonianos (CERNN - UTFPR) e possuem a mesma configuração hidráulica, a única alteração é a presença

ISBN: 978-65-5222-057-8

da matriz porosa. O diagrama do circuito hidráulico (Figura 3) mostra os principais componentes do aparato experimental, que consiste em um tanque com misturador (E-1) para homogeneizar a solução aquosa, no qual há um termopar tipo T para medir a temperatura da solução durante os testes. Uma bomba helicoidal (E-2) promoveescoamento por todo o circuito. Após sair da bomba, a solução chega à seção de teste (E-3). A seção apresenta duas saídas, uma na extremidade superior, onde a solução passa por um medidor de vazão mássica tipo coriolis (I-1) para medir a vazão mássica em tempo real. Uma válvula com atuador elétrico (V-2) controla o escoamento na extremidade da fratura. O fluido retorna para o tanque através de duas mangueiras (T-5 e T-8). Além disso, a seção de testes contém dois transdutores de pressão relativa (I-3, I-4), além de um transdutor de pressão diferencial presente na fratura (I-5).

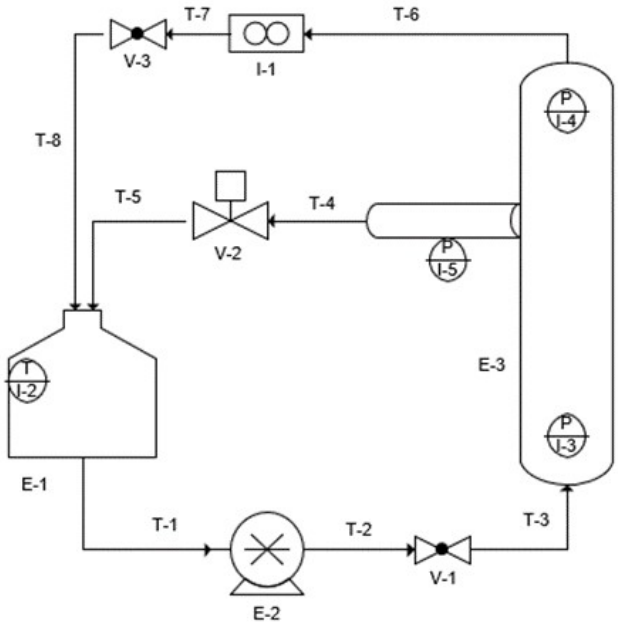


Figura 3: Diagrama do circuito hidráulico.

O primeiro aparato experimental sem matriz porosa (Figura 4a) foi adaptado a partir de (Stahlke e Fritoli 2014) com modificações de (Schneider 2016). A seção de testes (E-3) foi fabricada em material translúcido, com a finalidade de permitir a visualização do escoamento do fluido empregado nos ensaios experimentais. Possui dois metros de comprimento, 45 mm de profundidade, o canal interno da seção transversal retangular possui 16 mm de largura e representa a região anular do poço durante a etapa de perfuração, possuindo 5 polegadas de diâmetro interno e 8,5 polegadas de diâmetro externo (Schneider 2016) (Calçada, et al. 2015). A fratura discreta (E-4), representada na cor verde na Figura 4b, está localizada a uma distância de 1,27 m em relação a entrada da seção de testes, garantindo que o escoamento já estará em regime plenamente desenvolvido. A fratura é

ISBN: 978-65-5222-057-8

um duto de seção transversal circular de diâmetro interno de 16 mm, fabricada em material transparente e possui um metro de comprimento, possibilitando representar a perda de circulação.

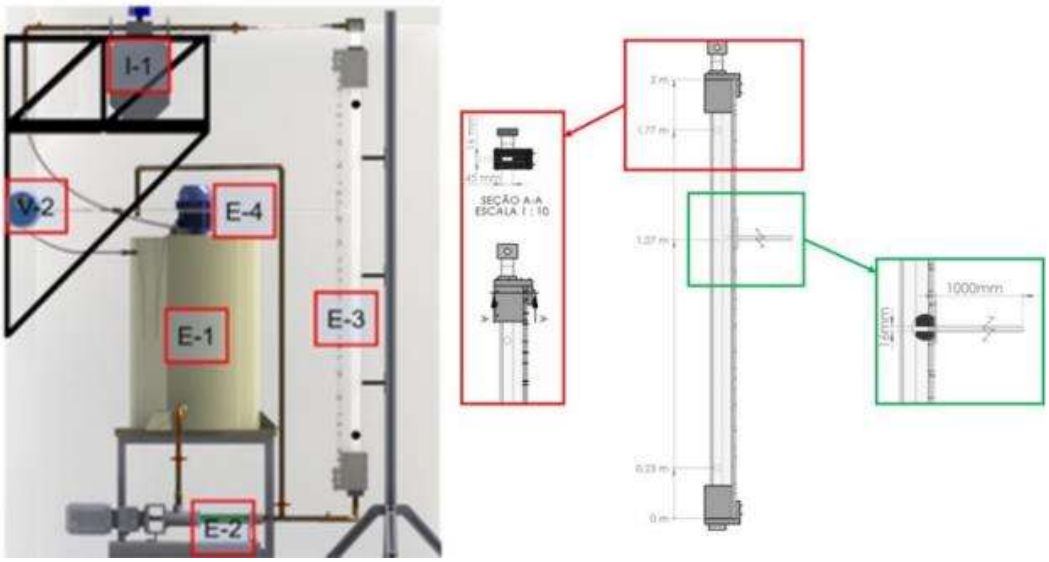


Figura 4: (a) Esquema 3D aparato experimental; (b) Geometria da seção de testes.

O segundo aparato experimental além de possuir o canal fraturado, conta com uma representação da formação rochosa presente durante a perfuração, possibilitando assim mensurar a perda de circulação pela fratura discreta e a influência da formação rochosa, em destaque na cor vermelha é possível observar a seção de testes com a formação rochosa empregada (Figura 5a). As dimensões da seção de testes podem ser visualizadas na Figura 5b, além de visualizar o posicionamento dos transmissores de pressão (I-3, I-4), o canal livre de escoamento do fluido, a região da formação rochosa (matriz porosa), e a posição da descontinuidade do conjunto poço formação (fratura), localizada à 1,27 m da entrada do canal.

A largura do canal vertical de 45 mm representa a dimensão da região anular do poço, com diâmetro externo de 8,5 polegadas e diâmetro interno de 5 polegadas (Calçada, et al. 2015). A fratura discreta empregada é um canal retangular de um metro com espessura de 16 mm, confeccionado em material transparente, permitindo a visualização do escoamento. Como a finalidade desse aparato experimental é analisar a influência da formação rochosa, empregou-se filtros cerâmicos de espuma reticulada, fabricados de espumas de poliuretano com estrutura reticular e posterior adição de materiais refratários à base de carbeto e silício. Os filtros utilizados possuem formato quadrangular com 100 mm de lado e espessura de 16 mm. Possuem duas medidas diferentes de abertura de células, 10 e 20 PPI (poros por polegada linear), representando assim duas formações com garganta de poros de dimensões diferentes.

ISBN: 978-65-5222-057-8

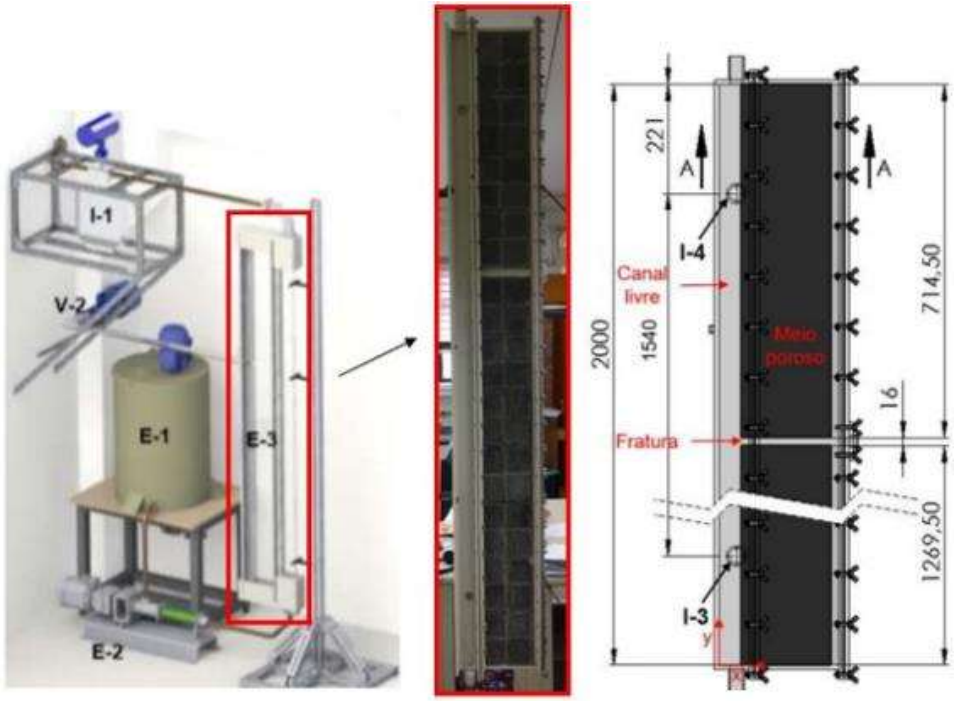


Figura 5: (a) Esquema 3D do aparato experimental; (b) Geometria da seção de testes. Para representar os fluidos de perfuração foram utilizadas duas formulações, newtoniana e não-newtoniana, de fluidos à base de água (WBF).

O fluido newtoniano utilizado foi a água, e a formulação não-newtoniana foi representada por uma solução de água e carbopol. Normalmente essas formulações possuem densidade mais altas, em torno de 1000 kg/m³ (10 ppg), já em formulações WBF onde são empregados fluidos leves, é necessário manter a densidade entre 600 e 850 kg/m³ (6 a 8,5 ppg).

As leituras de viscosidade foram realizadas no dia dos experimentos de perda de circulação visando diminuir qualquer alteração de temperatura ou degradação do fluido, para obter a curva de viscosidade foi utilizando o viscosímetro Fann 35. Para a formulação com fluido não-newtoniano foi necessário ajustar a curva de escoamento (Figura 6) de acordo com o modelo de Herschel-Bulkley (Equação 1) (Di Giuseppe, et al. 2015). A solução aquosa de carbopol apresentou densidade de 1020 kg/m³ e viscosidade de 10,88 cP. A água por ser um fluido newtoniano permaneceu com sua viscosidade constante durante as medições. Os valores das constantes obtidas para o ajuste de Herschel-Bulkley a partir do fluido de carbopol 15% foram: = 0,75 Pa, = 0,085 Pa.sn, n = 0,69.

ISBN: 978-65-5222-057-8

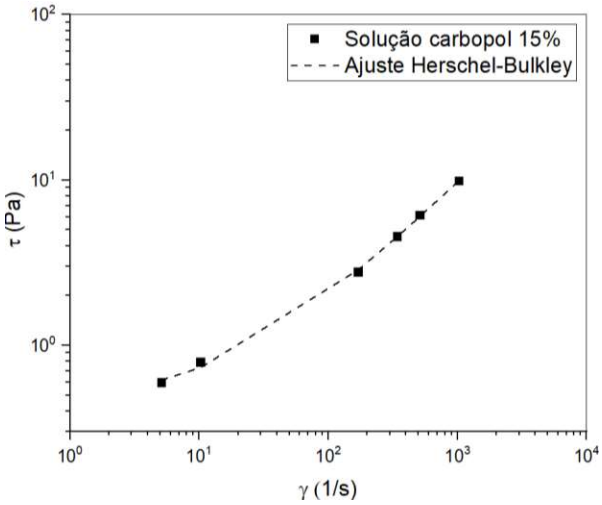


Figura 6: Curva de escoamento (carbopol 15%) com ajuste HB.

$$\tau = \tau_0 + k\dot{\gamma}^n \; para \; |\tau| \geq |\tau_0| \qquad \text{Equação 1}$$

$$\dot{\gamma} = 0 \text{ para } |\tau| < |\tau_0|$$

Após o ajuste de curva de escoamento realizado, é possível iniciar o experimento. O fluido preparado é homogeneizado no tanque misturados (E-1), por uma hora, em seguida com a bomba ligada é iniciado o escoamento por todo o circuito, mantendo a válvula de controle na fratura fechada. A vazão é ajustada para o número de Reynolds desejado por meio do monitoramento em tempo real pelo *software* LabVIEW. O número de Reynolds para os fluidos ajustados pelo modelo de Herschel-Bulkley é dado pelas Equação 2 e 3 (Madlener, Frey e Ciezki 2009) onde u representa a velocidade média do fluido, Dh é o diâmetro hidráulico do canal vertical e m é definido como o gradiente local entre a razão de tensão de cisalhamento e taxa de deformação.

$$Re_{HB} = \frac{\rho u_{HB}^{2-n} D_H^n}{\left(\frac{\tau_0}{8}\right)\left(\frac{D_H}{\bar{u}}\right)^n + m\left(\frac{3k+1}{4k}\right)^n g^{n-1}} \qquad \text{Equação 2}$$

$$k = \left(\frac{nm\left(\frac{8u_{HB}}{D_H}\right)^n}{\tau_0 + m\left(\frac{8u_{HB}}{D_H}\right)^n}\right) \qquad \text{Equação 3}$$

A massa específica do fluido e seus parâmetros reológicos — incluindo o índice de consistência (k), o índice de comportamento (n) e o limite de tensão de escoamento (τ_0) — são inseridos no *software* LabVIEW, que os utiliza para calcular o número de Reynolds em função da velocidade de escoamento na seção de teste. Definida a vazão no canal vertical, inicia-se o monitoramento e a aquisição dos dados experimentais. Após um período inicial, a válvula de controle é aberta, permitindo que o fluido escoe pela fratura com a vazão de fuga previamente estabelecida. A partir desse momento, tanto a vazão nas saídas da seção quanto a diferença de pressão ao longo da fratura passam a variar no

ISBN: 978-65-5222-057-8

tempo, até que ambas se estabilizem. Quando a estabilização é atingida o sistema interrompe as medições e o ensaio é finalizado.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados apresentados a seguir são apenas para formulações com densidades mais elevadas (~ 1000 kg/m³), permitindo, assim validar ambos os aparatos experimentais antes da aplicação de fluidos leves.

Os experimentos de perda de circulação para o aparato com canal fraturado (sem matriz porosa) focaram em analisar a variação do fluido utilizado, neste caso, a comparação foi entre água e solução de carbopol 15%. A vazão de fuga pela fratura foi fixada em 30% (abertura da válvula), e o número de Reynolds em 200. Para o experimento com água (Figura 7a) é possível observar que a vazão inicial é em torno de 0,44 m³/h se mantendo constante até a abertura da válvula presente na fratura, a vazão decai e rapidamente se estabiliza em um patamar constante, mantendo-se assim até o final do monitoramento, por mais de 1000 segundos. Quando empregada a solução de carbopol 15% (Figura 7b), é possível visualizar que a vazão inicial é superior, em torno de 0,48 m³/h, e se mantém constante até a abertura da válvula, após isso a vazão de retorno sofre algumas oscilações que são ocasionadas por bolhas que surgem durante o experimento e pelo próprio comportamento do fluido.

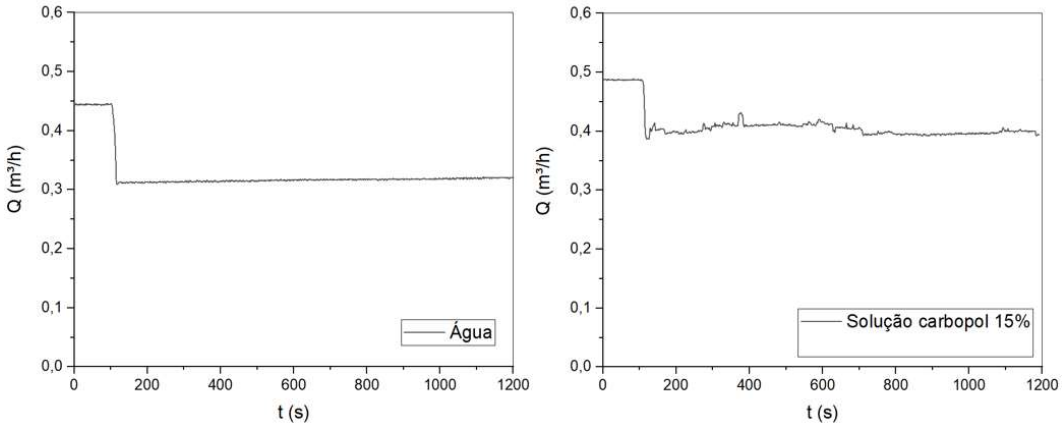


Figura 7: Vazão de retorno. (a) água; (b) solução carbopol 15%.

Os experimentos de perda de circulação para o aparato com canal fraturado e matriz porosa focaram em analisar a variação no número de Reynolds (100, 200 e 300) e da variação vazão de fuga pela fratura (5%, 30% e 50%), além da pressão diferencial na fratura utilizando como fluido não-newtoniano, a solução de carbopol 15%.

Na Figura 8a é possível observar o comportamento das vazões medidas com a variação do número de Reynolds, fixando a vazão de fuga em 30%. As medições das vazões mostraram uma redução da vazão de retorno para todos os números de Reynolds quando a válvula é aberta, em aproximadamente

ISBN: 978-65-5222-057-8

50 s houve a estabilização em um patamar. Na Figura 8b é possível observar que a pressão diferencial na fratura aumenta com o aumento do número de Reynolds, isso acontece devido ao aumento de escoamento no canal e consequentemente aumento na fratura.

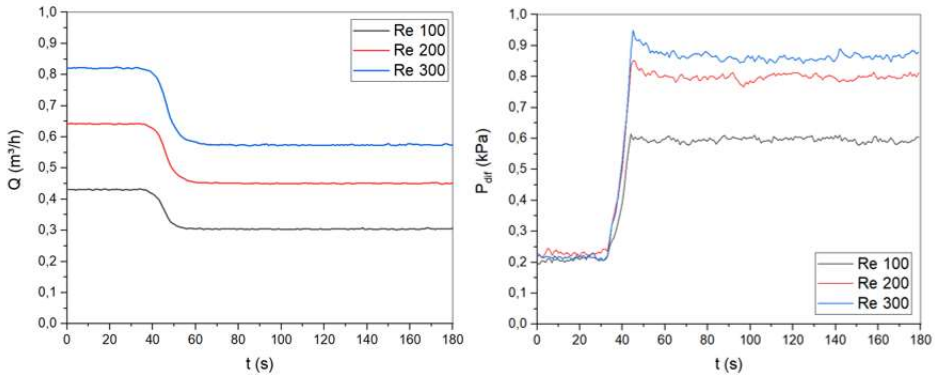


Figura 8: Variação do número de Reynolds. (a) vazão de retorno; (b) pressão diferencial na fratura.

Na Figura 9a, observamos que há uma diminuição da vazão de retorno a medida de aumentamos a porcentagem da vazão pela fratura, quando comparado as vazões de Q_v= 5% e Q_v= 50%, nota-se que a diminuição da vazão de retorno é significativa. A pressão diferencial na fratura (Figura 9b) aumenta com o aumento da vazão pela fratura, pois a velocidade na região de entrada da fratura tende a se elevar, e consequentemente a pressão resultante.

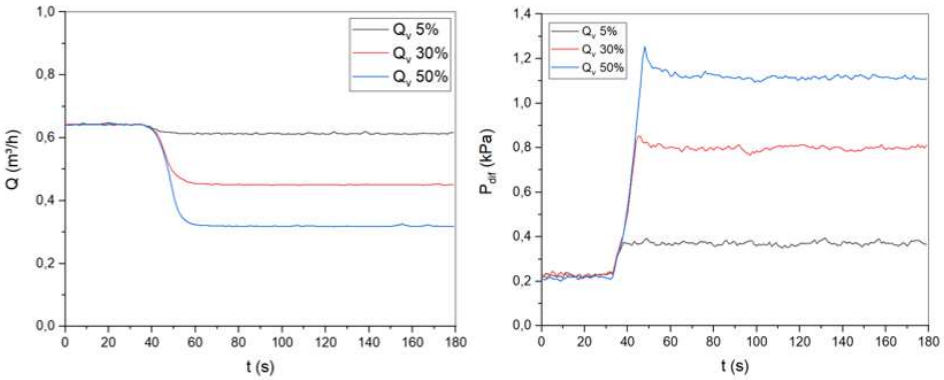


Figura 9: Variação da vazão de fuga pela fratura. (a) vazão de retorno; (b) pressão diferencial na fratura.

CONCLUSÕES

Conclui-se que com a utilização de um fluido não-newtoniano as medições dos experimentos podem apresentar oscilações, devido a viscosidade apresentada, limite de escoamento, que são inerentes as características de cada fluido. Para os experimentos realizados no aparato fraturado com matriz porosa, pode-se avaliar que com o aumento do número

ISBN: 978-65-5222-057-8

de Reynolds e o aumento da vazão de fuga pela fratura, fez com que a vazão de retorno diminuísse e a pressão diferencial na fratura aumentasse. Os aparatos de perda de circulação apresentaram boa resposta aos experimentos realizados, possibilitando assim que fluidos leves sejam empregados e avaliados.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP –, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP –, do Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH- ANP/MCT – do Programa de Formação de Recursos Humanos da PETROBRAS - PRH10-UTFPR.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Almagro, S. P. B., C. Frates, J. Garand, e A. Meyer. “Sealing fractures: Advances in lost circulation control treatments.” *Oilfield Review Autumn*, 2014: 4-13.

Azar, J. J, e G.R. Samuel. *Drilling Engineering Handbook.* Tulsa: PennWell Corporation, 2007.

Bourgoyne Jr, A. T., K. K. Millheim, M. E. Chenevert, e F. S. Young Jr. *Appplied Drilling Engineering.* Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1991.

Calçada, L. A., O. A. Duque Neto, S. C. Magalhães, C. M. Borges Filho, M. N. Scheid, e A. T. A. Waldmann. “Evaluation of suspension flow and particulate materials for control of fluid losses in drilling operation.” *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015: 1-10.

Cook, J., F. Growcock, e M. Hodder. “Stabilizing the wellbore to prevent lost circulation.” *Oilfield Review*, 2012: 26-35.

Di Giuseppe, E., et al. “Characterization of Carbopol® hydrogel rheology for experimental tectonics and geodynamics.” *Tectonophysics*, 2015: 29-45.

Madlener, K., B. Frey, e H. K. Ciezki. “Generalized reynolds number for non-newtonian fluids.” *Progress in Propulsion Physics*, 2009: 237-250.

Schneider, C. L. “Estudo Experimental do Preenchimento de Fraturas com Escoamento Particulado em Canal Fraturado.” Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016.

Stahlke, B. R., e G. S. Fritoli. “Projeto e Construção de Bancada Experimental para o Estudo de Escoamento Particulado em Canal Fraturado.” Universidade Tecnlógica Federal do Paraná, 2014.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO COMPUTACIONAL DA PERDA DE CARGA EM TUBOS PERFURADOS HORIZONTAIS COM ESCOAMENTOS MULTIDIRECIONAIS

Josiane Weise[1], George Stephane Queiroz de Oliveira[1], Carlos Eduardo Rambalducci Dalla[1], Ayrton Cavallini Zotelle[1], Vinicius Gustavo Poletto[1], Silvio Luiz de Mello Junqueira[1]

[1]*Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN/UTFPR), josiane.weise@gmail.com, georgeoliveira@alunos.utfpr.edu.br, carloseduardodalla@gmail.com, ayrton.zotelle1@hotmail.com, vinsptt19@gmail.com, silvio@utfpr.edu.br*

RESUMO

Tubos perfurados são amplamente utilizados em poços de produção de petróleo, mas a predição da perda de carga do escoamento nesses tubos não é trivial, sendo influenciada por parâmetros geométricos do tubo perfurado, pela razão entre a vazão de escoamento radial e axial, e pelas demais condições operacionais. Diversos modelos foram desenvolvidos para prever a perda de carga em tubos perfurados, mas suas generalidades são questionadas na literatura. Neste estudo, simulações numéricas empregando dinâmica dos fluidos computacional foram conduzidas para analisar a perda de carga em tubos perfurados, considerando diferentes condições de escoamento e comprimentos da região perfurada. O modelo matemático foi desenvolvido para o escoamento monofásico, incompressível, turbulento e estacionário. O domínio da simulação é composto pelo tubo perfurado e pela região anular entre o poço e a coluna de produção. A validação do modelo foi realizada com base em resultados experimentais da literatura, para o escoamento de água através de um tubo perfurado, com diâmetro igual a 44 mm e comprimento de 2 m, sendo simuladas vazões axiais entre 40 e 160 l/min, mantendo fixa a vazão radial em 80 l/min. Na sequência, foram avaliadas condições limites de razão entre o fluxo radial e total, considerando a geometria dos casos de validação e para um tubo perfurado similar com 25,75 m de comprimento. A partir dos resultados das simulações, observou-se que à medida que a vazão axial aumenta e interage com o fluxo de entrada radial, a perda de carga total aumenta significativamente no tubo perfurado de 2 m. No entanto, a partir de certo comprimento, dependendo da condição em análise, a perda de carga no tubo perfurado com vazão radial torna-se menor que a observada para o escoamento somente axial, considerando a mesma vazão na saída.

Palavras-chave: tubo perfurado, poço horizontal, perda de carga, CFD.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Tubos perfurados são elementos recorrentes em completações simples de poços de petróleo. Comparado aos elementos de completação inteligente, como as válvulas de camisa deslizante (SSV) ou a válvula ICV (*Internal Control Valve*), tubo perfurado (TP) distribui o fluxo em um comprimento muito maior na zona de produção. O TP é caracterizado pelo diâmetro e comprimento da coluna, além dos parâmetros relacionados à furação como diâmetro dos furos, a densidade de furação e o ângulo de fase entre os furos.

Quando se compara o escoamento no interior de um TP com o escoamento em tubos lisos, dependendo das condições operacionais, são esperadas mudanças significativas nos perfis de velocidade e no gradiente de pressão. Uma parcela importante da perda de carga (ΔP) em tubos perfurados está relacionada à energia necessária para acelerar o fluido que entra pelos furos até que este atinja a velocidade média do escoamento. A presença dos furos na parede do tubo provoca também alterações na camada limite e, consequentemente, no fator de atrito (Asheim; Kolnes; Oudeman, 1992). Azadi, Aminossadati e Chen (2017) ressaltaram, no entanto, que não há um consenso na literatura sobre o impacto que as perfurações causam no ΔP, especialmente para a parcela relacionada ao atrito.

O escoamento monofásico em tubos perfurados tem sido investigado por estudos experimentais (Asheim; Kolnes; Oudeman, 1992; Su; Gudmundsson, 1998; Wang et al., 2015) e numéricos (Azadi; Aminossadati; Chen, 2017; Mohammed; Khazal; Sultan, 2020; Mustafa; Rishack; Abdulwahid, 2023), a partir dos quais diversas correlações foram desenvolvidas para predição da perda de carga nesses tubos. Em relação aos estudos numéricos que utilizaram CFD (Computational Fluid Dynamics), Azadi, Aminossadati e Chen (2017) desenvolveram um modelo tridimensional para o escoamento de água em um TP horizontal (15 cm de diâmetro e 2 m de comprimento) envolto por um meio poroso, com velocidades de entrada no tubo de 0,5, 2,5 e 5 m/s e com razões entre as vazões de entrada radial e axial entre 0 e 30%. Os autores identificaram que o fator de atrito varia linearmente com a densidade de perfuração, mas não muda significativamente com o diâmetro ou faseamento da perfuração. Mohammed, Khazal e Sultan (2020) também reportaram o aumento do ΔP com aumento da densidade de furação em seu estudo sobre o escoamento de petróleo bruto em poços verticais perfurados. Os resultados foram obtidos a partir de CFD para um TP de 1 metro de comprimento e 0,154 m de diâmetro, para uma velocidade na coluna igual a 1,5 m/s. Mustafa, Rishack e Abdulwahid (2023) conduziram um estudo numérico e experimental para o escoamento de água em um tubo horizontal perfurado de 44 mm de diâmetro e 2 m de comprimento, com um total de 20 furos ao longo de 1 m do tubo, dispostos com ângulo de fase igual a 90°. Foram avaliadas quatro vazões de entrada axiais entre 40 e 160 l/min, variando a vazão de entrada radial entre 0 e 80 l/min. O modelo de CFD apresentou boa concordância com os resultados experimentais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Observa-se que a influência de diversos parâmetros característicos de tubos perfurados foi avaliada a partir de modelos de CFD. No entanto, a influência do comprimento do TP é pouco discutida na literatura. Por um lado, o comprimento do TP é limitado em estudos experimentais por questões como espaço e requisitos operacionais. Já nos estudos numéricos, o aumento do comprimento do TP implica em custos computacionais elevados. Em atenção a este aspecto, este estudo tem por objetivo investigar a influência do comprimento do TP no ΔP considerando diferentes vazões totais e razões entre a vazão radial e total. Inicialmente o estudo é desenvolvido para um TP de 2 m para os quais dados experimentais estão disponíveis e então a análise é estendida para um TP de 25,75 m de comprimento.

METODOLOGIA

Para possibilitar a validação do modelo matemático, os parâmetros geométricos da seção de testes utilizada por Mustafa, Rishack e Abdulwahid (2023) foram considerados. Trata-se de um TP com 44 mm de diâmetro (D), comprimento total (L) de 2 m, com 20 perfurações de 4 mm de diâmetro (d) e 3 mm de comprimento (t), distribuídas em ângulo de fase de 90° e separadas longitudinalmente por uma distância de 0,25 m. A distância entre o último conjunto de perfurações e a saída da seção de testes é igual a 0,75 m. Na Figura 1 é apresentada a geometria utilizada nas simulações, que foi gerada com simetria de 90°, sendo incluída uma região anular de 1,25 m (L`) de comprimento, diâmetro externo (De) de 70 mm e diâmetro interno de 50 mm, para a representação do espaço entre o poço e a coluna de produção. Uma segunda geometria foi gerada replicando a região do TP em 20 vezes e resultando em um comprimento total igual a 25,75 m. Ambos os domínios de simulação foram discretizados em malhas não estruturadas com elementos poliédricos e três camadas de prismas ao longo de todas as paredes. Detalhes da malha são apresentados na Figura 2(a).

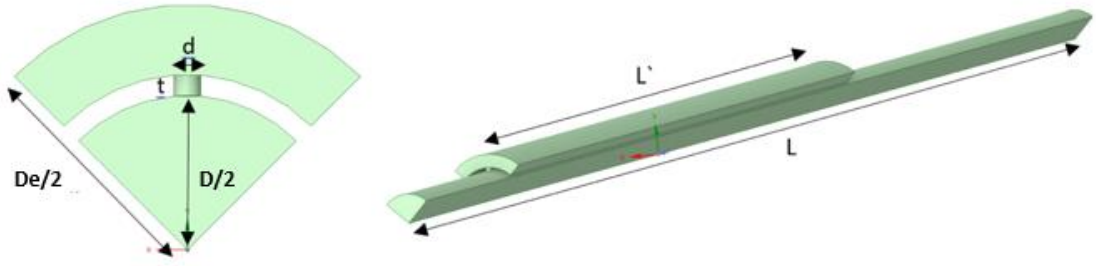


Figura 1: Geometria do domínio de simulação.

Em relação ao modelo matemático, foram consideradas as hipóteses de fluido newtoniano, escoamento monofásico, incompressível, turbulento, isotérmico e estacionário. As propriedades da água foram assumidas constantes, sendo a massa específica igual a 998,2 kg/m³ e a viscosidade igual a 0,001 Pa.s. O modelo matemático tridimensional é descrito pelas

ISBN: 978-65-5222-057-8

equações RANS para a conservação da massa e quantidade de movimento. Considerando a hipótese de Boussinesq para a modelagem do tensor de Reynolds, desprezando as forças de campo, as equações de conservação são dadas por:

$$\frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0, \tag{1}$$

$$\rho \frac{\partial}{\partial x_j}(u_i u_j) = -\frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j}\left[(\mu + \mu^t)\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i}\right) - \frac{2}{3}k\delta_{ij}\right], \tag{2}$$

em que ρ é a massa específica, $\boldsymbol{u}$ é o vetor velocidade, P é a pressão, μ é a viscosidade, μ^t é a viscosidade turbulenta, k é a energia cinética turbulenta e δ_{ij} é o delta de Kronecker. Para o problema de fechamento da turbulência foi utilizado o modelo k-ε padrão seguindo outros estudos de CFD em tubos perfurados (Azadi; Aminossadati; Chen, 2017; Mohammed; Khazal; Sultan, 2020; Mustafa; Rishack; Abdulwahid, 2023). Quanto à modelagem da região próxima à parede, foi adotada a formulação baseada em lei de parede, devido aos altos números de Reynolds envolvidos nas simulações. Como são esperadas grandes variações de velocidade nos casos estudados, a lei de parede do tipo *scalable* foi utilizada.

A condição de velocidade uniforme foi adotada como condição de contorno tanto para a entrada da coluna quanto para a entrada através da parede externa da região anular (Figura 2-b). A magnitude das velocidades foi determinada de acordo com o caso em análise. Aplicaram-se as condições de contorno de não-deslizamento na parede e de pressão relativa nula na saída.

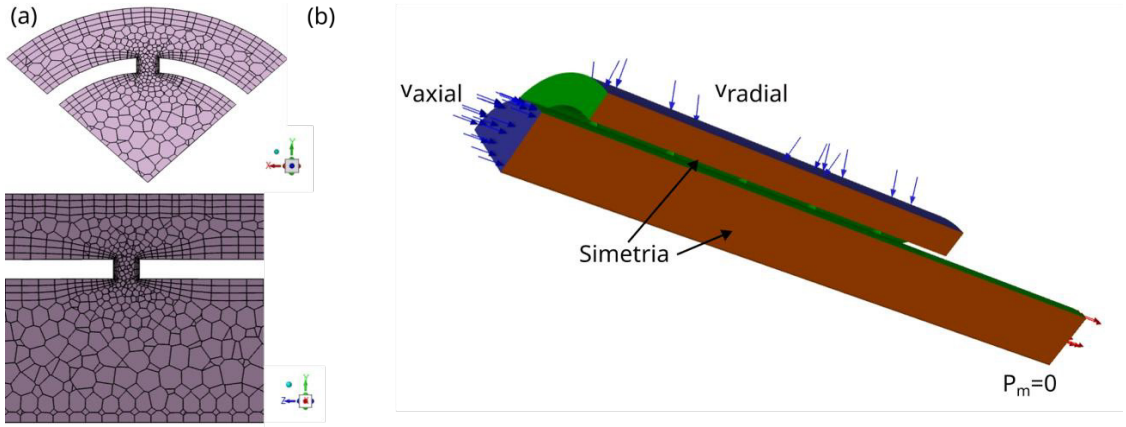


Figura 2: (a) Detalhes da malha numérica; (b) Condições de contorno.

As simulações foram realizadas no *software* ANSYS Fluent que emprega o método dos volumes finitos para a solução das equações de conservação. Em relação aos esquemas numéricos, os gradientes foram calculados a partir do método *Least Squares Cell Based*, esquema de segunda ordem para a pressão, *second order upwind* para a velocidade e *first*

ISBN: 978-65-5222-057-8

order upwind para as propriedades turbulentas. Para o acoplamento pressão-velocidade foi empregado o método SIMPLE.

Teste de malha

A influência do número de elementos na malha computacional foi avaliada a partir da simulação do escoamento no TP, para uma vazão axial de 160 l/min e vazão radial de 80 l/min. Foram geradas 3 malhas com o número progressivamente maior de elementos: 210 mil (malha 1), 446 mil (malha 2) e 999 mil (malha 3). Os resultados para o ΔP total no tubo e para o perfil de velocidade axial ao longo de uma linha central na coluna são apresentados na Figura 3.

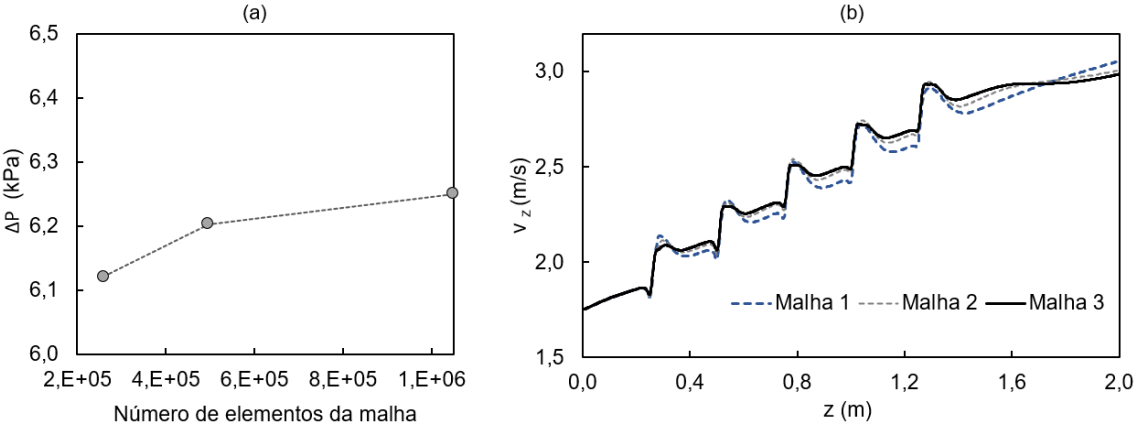


Figura 3: Avaliação da influência do refinamento de malha (a) na perda de carga total e (b) na velocidade axial ao longo da linha central do escoamento.

Com base nos resultados apresentados na Figura 3(a), observa-se que as perdas de carga obtidas a partir da simulação com as diferentes malhas são muito similares, sendo a diferença entre os resultados da malha 1 e da malha 3 da ordem de 2%. Verifica-se que os perfis de velocidade axial (Figura 3-b) se aproximam à medida que o refinamento de malha é efetuado, indicando consistência do teste de malha. A partir dos resultados do teste de malha e tendo em vista que a malha escolhida deveria ser replicada para a simulação do TP de 25,75 m, os resultados obtidos com a malha 1 foram considerados adequados. Sendo assim, todos os demais resultados apresentados relacionados à geometria estudada por Mustafa, Rishack e Abdulwahid (2023) foram obtidos com a malha 1, bem como esta foi utilizada como referência para a geração da malha no TP de 25,75 m, resultando em uma malha com aproximadamente 3,5 milhões de elementos.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para validação do modelo matemático foram considerados os resultados experimentais de ΔP obtidos por Mustafa, Rishack e Abdulwahid (2023) para as

ISBN: 978-65-5222-057-8

vazões axiais de 40, 80, 120 e 160 l/min, mantendo a vazão radial em 80 l/min. Observa-se a partir da Figura 4(a) que os resultados da simulação apresentam boa concordância com os resultados experimentais, mas exibem desvios positivos, sendo o maior desvio de 18,5% observado para o caso com ambas as vazões axial e radial de 80 l/min. Na Figura 4(b) são apresentados os perfis de velocidade axial ao longo da linha central da coluna em conjunto com resultados obtidos a partir de simulações de CFD reportados por Mustafa, Rishack e Abdulwahid (2023). Observa-se que as perturbações no escoamento principal provocadas pela entrada de fluido através dos furos são mais pronunciadas quanto maior é a razão local entre as vazões de escoamento radial (Q_r) e total (Q_t), isto é, são mais evidentes próximas à seção de entrada da coluna. Nota-se também que a influência da entrada de fluido pelos furos sobre as velocidades axiais tende a se tornar independente da razão Q_r/Q_t à medida que a vazão axial (Q_a) aumenta. Os resultados apresentados por Mustafa, Rishack e Abdulwahid (2023), na forma como são reportados, não permitem esta análise, mas se configuram como linhas de tendência dos resultados obtidos neste estudo.

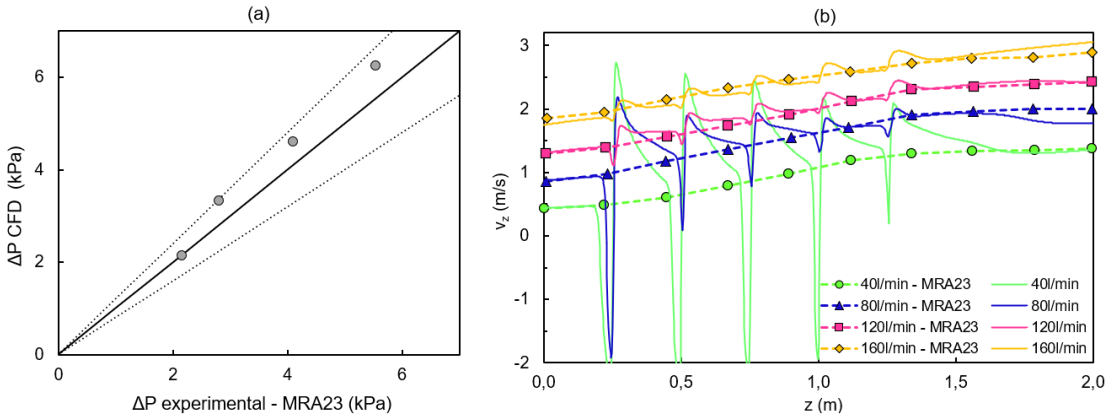


Figura 4: Comparação dos resultados de CFD deste trabalho com Mustafa, Rishack e Abdulwahid (2023) - MRA23 (a) validação com ΔP experimental; (b) comparação entre perfis de velocidade axial simulados.

Para melhor entender o efeito da entrada de fluido através das perfurações sobre ΔP, na Tabela 1 apresentam-se os resultados obtidos para todos os casos simulados considerando a configuração experimental estudada por Mustafa, Rishack e Abdulwahid (2023). Ao comparar as perdas de carga entre os casos que apresentam a mesma vazão total, observa-se que quanto maior a razão Q_r/Q_t, maior é o ΔP no escoamento, sendo esta máxima quando todo o fluido que escoa na coluna entra pela região anular e atravessa os furos. Pode-se também avaliar a sobreposição dos efeitos das vazões axial e radial sobre o ΔP. Para a condição a vazão total de 80 l/min, com razão Q_r/Q_t=0,5 (caso 4 da Tabela 1), observa-se que a perda de carga é 55% superior à soma entre as perdas de carga observadas para os casos com vazão de 40 l/min e Q_r/Q_t iguais a 0 e 1 (casos 1 e 2 da Tabela 1). Ainda que se considere a soma das perdas de carga obtidas para os casos 2 e 3, cuja soma das vazões resulta em

ISBN: 978-65-5222-057-8

120 l/min, o resultado é menor que o ΔP observado para o caso 4, com vazão total de saída igual a 80 l/min. A mesma análise pode ser realizada comparando-se o caso 10, cuja vazão total é de 160 l/min, que apresenta uma perda de carga superior à soma das perdas de carga observadas para os casos 3 e 5 ou mesmo para os casos 5 e 11.

Tabela 1: Influência da razão entre as vazões radial e axial na perda de carga.

Caso	Q_t l/min	Q_a l/min	Q_r l/min	Q_r / Q_t	ΔP kPa	Caso	Q_t l/min	Q_a l/min	Q_r l/min	Q_r / Q_t	ΔP kPa
1	40	40	0	0	0,11	8	120	40	80	0,7	2,14
2	40	0	40	1	0,29	9	120	0	120	1	2,41
3	80	80	0	0	0,38	10	160	80	80	0,5	3,33
4	80	40	40	0,5	0,89	11	160	160	0	0	1,32
5	80	0	80	1	1,10	12	200	120	80	0,4	4,61
6	120	120	0	0	0,79	13	240	160	80	0,3	6,25
7	120	80	40	0,3	1,65						

Na Figura 5, os perfis de pressão e velocidade axial ao longo da coluna para os diferentes casos simulados com a vazão total de 120 l/min são apresentados. Para fins de comparação, são também apresentados os perfis de pressão e velocidade obtidos para a simulação de um tubo liso (TL) de mesmo diâmetro e comprimento nesta vazão. Quanto a este aspecto, observa-se que, para uma mesma vazão total, o comportamento do escoamento no TP para a condição de vazão radial nula é muito similar ao comportamento que se observa no tubo liso, indicando que a influência dos furos sobre o fator de atrito é insignificante nas condições investigadas.

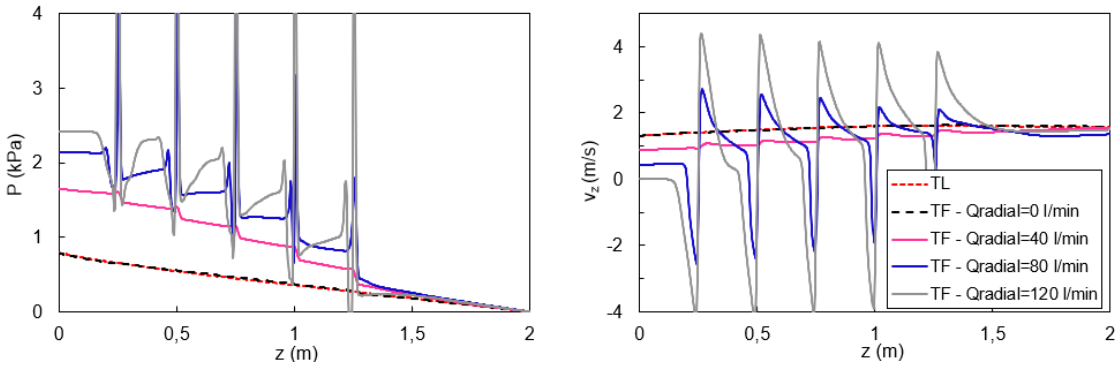


Figura 5: Perfis de pressão e velocidade axial no TP para Qt = 120 l/min.

Os perfis de pressão e velocidade apresentados na Figura 5 mostram que na direção do escoamento, ao se aproximar de um furo, há uma queda seguida de uma elevação súbita da pressão, pela formação de regiões de recirculação, decorrentes do fluxo através dos furos. Dependendo da condição de escoamento e, considerando a densidade de furação investigada neste estudo, o escoamento não se reestabelece completamente até atingir a região

ISBN: 978-65-5222-057-8

de influência do próximo furo. No entanto, as mudanças súbitas na pressão e na velocidade diminuem significativamente ao longo da tubulação, mesmo para as condições em que $Q_r/Q_t=1$, e são praticamente inexistentes comparadas à magnitude da pressão total para casos em que Q_r/Q_t <0,5.

Na Figura 6 apresentam-se os resultados obtidos por simulação numérica para ΔP e para a velocidade axial ao longo de uma linha no centro de um TP de 25,75 m, nas condições especificadas para cada curva. Observa-se que há um ponto de intersecção entre os perfis de pressão axial entre os casos em que Qr/Qt=0 e Qr/Qt=1, para ambas as condições de vazão total, 100 l/min e 800 l/min. Essa observação implica que até certo comprimento, a perda de carga no TP sem influxo é menor que a perda de carga no TP com influxo. No entanto, quando se observa a perda de carga ao longo de todo o comprimento da tubulação, é preciso considerar o efeito da mudança significativa de vazão ao longo do escoamento, como pode ser observado a partir dos perfis de velocidade axial. Outra comparação direta, em termos da perda de carga, para uma mesma vazão total de saída pode ser feita entre o caso em que se tem uma vazão distribuída com Qa=Qr=800 l/min e o caso em que Qa=0 l/min & Qr=1600 l/min, em que também se observa a intersecção entre as curvas.

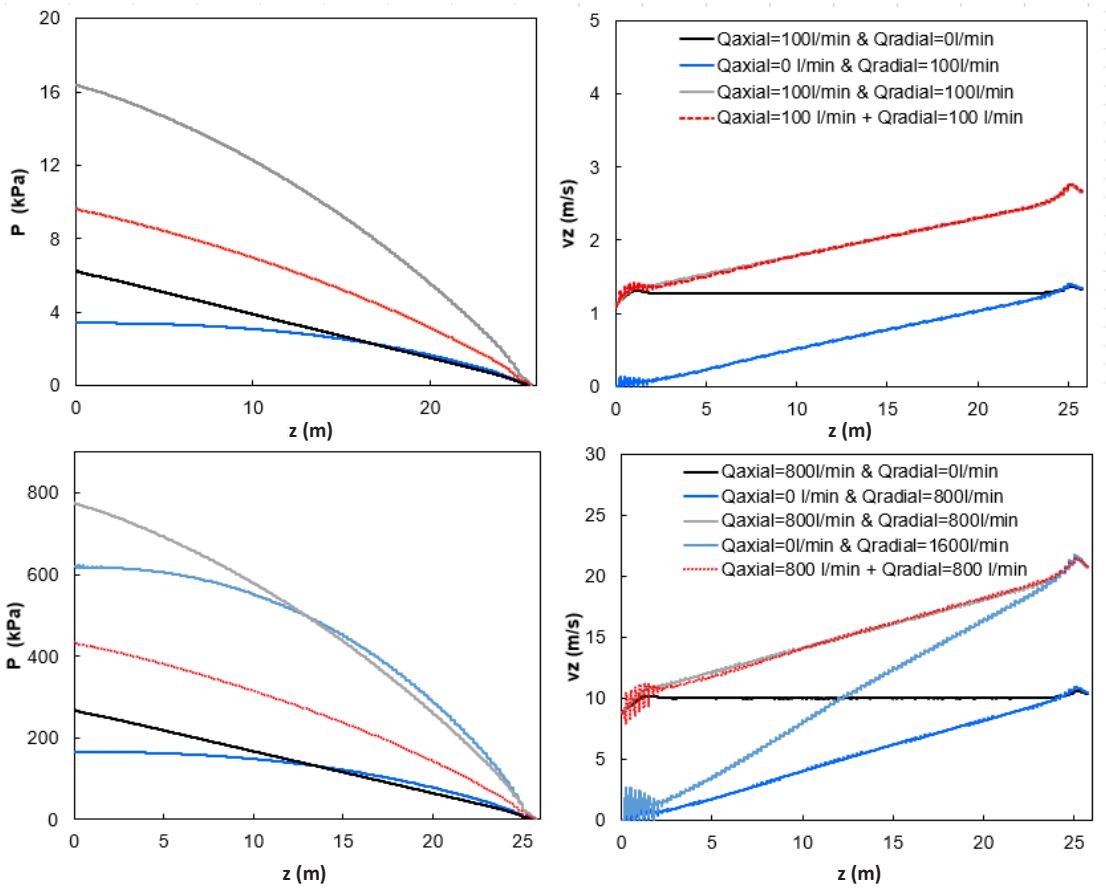


Figura 6: Perfis de pressão e velocidade axial no TP de 25,75 m.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A sobreposição dos efeitos da perda de carga pelo escoamento axial e radial pode ser observada a partir dos perfis de pressão da Figura 6. Verifica-se que a linha vermelha correspondente à soma da pressão local do caso simulado com Q_a=100 l/min & Q_r=0 l/min (linha preta) com a pressão do caso Q_a=0 l/min & Q_r=100 l/min (linha azul) situa-se abaixo da linha correspondente ao caso em que são combinadas ambas as vazões (caso Q_a= Q_r=100 l/min - linha cinza). O mesmo acontece para vazões muito mais altas como mostra os perfis apresentados para vazões axiais e radiais de 800 l/min. A diferença entre as curvas pode ser associada à perda de carga adicional devido ao efeito de mistura, e ao aumento da perda de carga por atrito à medida que as velocidades aumentam ao longo da tubulação. Essa parcela adicional no ΔP devido ao efeito de mistura é relatada na literatura (Mohammed; Khazal; Sultan, 2020; Mustafa; Rishack; Abdulwahid, 2023).

Como já observado a partir da Figura 5, a perda de carga no TP na ausência de influxo apresenta um ΔP linear, assim como esperado para um tubo liso. No entanto, nota-se que a perda de carga obtida para as condições analisadas no tubo de 25,75 m é inferior àquela prevista para um tubo liso (na ordem de 15%) nas mesmas condições de escoamento, o que pode estar associado à presença dos furos. No entanto, é necessário considerar que não é possível isolar o efeito da região anular sobre os resultados das simulações. Nas simulações do duto de apenas 2 metros não foi possível observar este efeito.

CONCLUSÕES

No presente estudo um modelo de CFD foi implementado para a simulação do escoamento monofásico em tubos perfurados. O modelo foi validado com dados experimentais disponíveis na literatura e as análises foram estendidas para avaliar a influência do comprimento frente às diferentes combinações entre as vazões de entrada axial e radial (pelas perfurações) na coluna. Ao comparar as perdas de carga em tubos perfurados de pequeno comprimento, tendo uma vazão total de saída como referência, observou-se que, quanto maior a razão Q_r/Q_t, maior é o ΔP, sendo este máximo quando todo fluido que escoa na coluna entra pela região anular e atravessa as perfurações, o que está de acordo com grande parte dos estudos reportados na literatura. Esta observação não é válida, no entanto, para tubos perfurados de maior comprimento, nos quais o ΔP é significativamente menor para um TP em que Q_r/Q_t = 1 que para um TP em que Q_r/Q_t = 0, mantendo Q_t fixa. Os resultados também mostraram que há um efeito de mistura que pode ser significativo dependendo da condição local do escoamento. Novas simulações variando as características geométricas do TP e condições operacionais serão conduzidas para possibilitar a análise das correlações disponíveis na literatura para a determinação do ΔP em tubos perfurados (Asheim; Kolnes; Oudeman, 1992; Schulkes; Utvik, 1998), a fim de identificar as limitações e possíveis ajustes para estas correlações.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, do Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT - por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás - PRH-ANP/MCT - e do Programa de Formação de Recursos Humanos da PETROBRAS – PRH10-UTFPR.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASHEIM, Harald; KOLNES, Johnny; OUDEMAN, Piet. A flow resistance correlation for completed wellbore. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 8, n. 2, p. 97-104, 1992.

AZADI, Mohsen; AMINOSSADATI, Saiied M.; CHEN, Zhongwei. Development of an integrated reservoir-wellbore model to examine the hydrodynamic behaviour of perforated pipes. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 156, p. 269-281, 2017.

MOHAMMED, Haider Sami; KHAZAL, Emad Abdullah; SULTAN, Hussein Sadeq. Studying the effect of perforation parameters on vertical well performance. **Basrah Journal for Engineering Sciences**, v. 20, n. 2, p. 48-59, 2020.

MUSTAFA, Mohammed A.; RISHACK, Qais A.; ABDULWAHID, Mohammed A. Comparison Between Numerical and an Experimental Results of Pressure Drop in a Perforated Horizontal Wellbore with a 90 Perforations Phasing. **Basrah Journal for Engineering Sciences**, v. 23, n. 1, p. 117-127, 2023.

SCHULKES, Ruben MSM; UTVIK, Ole Harald. Pressure drop in a perforated pipe with radial inflow: single-phase flow. **SPE Journal**, v. 3, n. 01, p. 77-85, 1998.

SU, Z.; GUDMUNDSSON, J. S. Perforation inflow reduces frictional pressure loss in horizontal wellbores. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 19, n. 3-4, p. 223-232, 1998.

WANG, Z. et al. Evaluation of horizontal wellbore single-phase pressure drop models based on large-scale experiment. **Petroleum Exploration and Development**, v. 42, n. 2, p. 265-268, 2015.

ISBN: 978-65-5222-057-8

APLICAÇÃO DE FERRAMENTAS ESTATÍSTICAS E DE APRENDIZADO DE MÁQUINA NA AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS DE ENTRADA DE UM SIMULADOR DE SEDIMENTAÇÃO EM FLUÍDOS DE PERFURAÇÃO

Gabrial Valim Calçada, Allan Barbosa Geoffroy Motta*, Cláudia Miriam Scheid, Luís Américo Calçada.

*Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, *allanbgmotta@ufrrj.br*

RESUMO

O objetivo deste trabalho foi a análise dos parâmetros de entrada do modelo que deu origem ao simulador de sedimentação SIMSAG. Os parâmetros avaliados podem afetar a altura de sedimento como a concentração de sólidos, diâmetro de partículas e os parâmetros reológicos. Outra aplicação das técnicas empregadas neste trabalho consiste na proposta de um mapeamento visual que possibilite ao operador a estimativa da altura da camada de sedimento. Na análise foram gerados valores simulados de altura de sedimento em função do tempo a partir de casos de referência atribuindo variâncias para os parâmetros acima descritos. Para a análise dos resultados, foram aplicadas ferramentas estatísticas e de aprendizado de máquina como a árvore de regressão, florestas aleatórias e *bagging*. As árvores de regressão são ferramentas fáceis de entender e visualizar, podem lidar com diferentes tipos de dados e são resistentes a *outliers* e ruídos. Já as técnicas de *bagging* (*Bootstrap Aggregating*) e da floresta aleatória foram aplicadas como ferramentas de aprendizado de máquina que servem para redução de variância, a melhoria da precisão e prevenção de *overfitting*. Os resultados mostraram que a aplicação da árvore de regressão permitiu a construção e propostas de mapas que podem ser facilmente aplicados pelo projetista de fluidos ou mesmo em manobras no campo auxiliando as tomadas de decisões para alterar formulações de fluidos objetivando controlar a altura de sedimento ao longo do tempo. As técnicas floresta de regressão e *bagging* mostraram se eficientes na diminuição da variância dos dados. Como conclusão geral, os algoritmos aplicados mostraram-se eficientes no estudo paramétrico do simulador, gerando ainda resultados que podem auxiliar na estimativa da altura de sedimento, mapeando estas alturas em função das propriedades dos fluidos, a possibilidade de novas formulações de fluidos, operações com fluidos de perfuração nos mais diversos cenários e ainda estudos preliminares da altura de sedimento antes de operações de intervenções em poços em funcionamento ou abandonos.

Palavras – chave: sedimentação, árvores de regressão, altura do sedimento, fluido de perfuração confinados, *bagging*, floresta aleatória,

ISBN: 978-65-5222-057-8

Introdução

A sedimentação de partículas em suspensões pode ser afetada por inúmeros parâmetros como o tamanho de partículas, a reologia, a concentração inicial de sólidos e a temperatura. Com o objetivo de avaliar a sedimentação e demais condições do poço, por exemplo, a literatura apresenta modelos matemáticos baseados na mecânica do contínuo a partir de balanços de massa, energia e equações constitutivas (BÜRGER et al., 2000; D'ÁVILA 1978; FONTES et al. 2024).

Neste contexto, desde 2009, o Laboratório de Escoamento de Fluidos da UFRRJ vem trabalhando com a modelagem da sedimentação em fluidos confinados e em outros cenários (MOTTA et al., 2024; Da Silva et al., 2022; ROCHA et al., 2020; CALCADA et al., 2017). Os modelos matemáticos foram propostos de acordo com a teoria do contínuo. A primeira versão do simulador foi implementada na PETROBRAS em 2016, a segunda em 2021, atualmente na sua quarta versão. No ano de 2025 pretende-se implementar a quinta. O simulador tem sido validado com base em dados experimentais que requerem meses de coleta de dados, sendo assim de difícil obtenção. Neste contexto de escassez de dados experimentais, é necessário fazer uma avaliação rigorosa dos parâmetros mais significativos que afetam o desempenho do simulador no cálculo da altura de sedimento.

A árvore de regressão representa graficamente a estrutura de decisão do modelo, onde cada divisão indica um ponto de corte em um parâmetro que afeta diretamente a variável de saída, altura de sedimento. Essa estrutura hierárquica permite observar de forma clara quais parâmetros têm maior influência por estarem próximos da raiz, como se combinam para afetar os resultados através dos caminhos da árvore e quais intervalos de valores levam a diferentes comportamentos da variável de interesse, tornando a interpretação intuitiva mesmo em sistemas complexos e multidimensionais.

A árvore de regressão é uma técnica utilizada em aprendizado de máquina, estatística e análise de dados. Ela consiste em um modelo preditivo cuja estrutura se assemelha a de uma árvore, onde cada ponto de decisão (ou nó) realiza um teste sobre uma variável dos dados, dividindo o conjunto em subconjuntos menores até chegar a uma conclusão. O caminho da raiz até uma folha representa uma série de decisões que levam a possíveis resultados. Por exemplo, em um cenário de sedimentação, a árvore pode avaliar variáveis como diâmetro, concentração, parâmetros reológicos e indicar qual seriam as possibilidades de altura de sedimento dependendo dos valores destes parâmetros. Uma das principais vantagens das árvores de regressão é sua facilidade de interpretação. Mesmo usuários com pouca experiência técnica conseguem entender os resultados gerados. No caso da sedimentação, a vantagem é poder usar o modelo ajustado para fazer uma previsão sem precisar do programa ou até do computador, apenas tendo o diagrama da árvore.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Além disso, elas funcionam com diferentes tipos de dados e requerem pouca preparação prévia. No entanto, também apresentam desvantagens: podem se tornar muito complexas se não forem bem controladas, resultando em *overfitting* (quando o modelo se ajusta demais aos dados de treinamento e perde capacidade de generalização), além de serem sensíveis a pequenas mudanças nos dados, o que pode gerar árvores muito diferentes. Para a construção de uma árvore de regressão tem se o objetivo de construir regiões (galhos e folhas) que minimizam a Soma de Quadrados dos Resíduos,

Árvores de regressão possuem o problema de ter alta variabilidade, ou seja, se utilizarmos uma parte de um banco de dados para construirmos uma árvore e em seguida utilizarmos a outra parte do mesmo banco de dados para construir uma segunda árvore, iremos obter duas árvores com estruturas diferentes. Para contornar esse problema, o ideal seria obter várias amostras de uma mesma população, construir várias árvores e em seguida obter a média/moda dos valores preditos.

Como não é uma tarefa fácil obter vários conjuntos de treinamento de uma população, é aplicada a técnica de *bootstrap*. O número grande de árvores utilizado no *Bagging* não é um parâmetro que irá resultar num superajustamento do modelo, na prática é utilizado uma quantidade onde o erro tenha estabilizado (JAMES, 2013). Para analisar o erro, não é necessário utilizar validação cruzada ou utilizar dados de teste. No processo de *bootstrap*, em média 1/3 dos dados não são utilizados em cada modelo criado, sendo estes chamados de observações OOB (out-of-bag). Assim, ao final do bagging teremos que cada indivíduo estará presente em média em 2/3 dos modelos criados, estes sendo utilizados para obter o valor predito do indivíduo, e sendo testado nos 1/3 dos modelos restantes, onde será analisado a taxa de erro do teste.

Devido ao fato de sempre utilizarmos todas as variáveis em cada partição no *Bagging*, os resultados terão uma certa dependência. Ho (1995) visando melhorar a acurácia na classificação dos indivíduos propôs o Random Forest (RF), o qual segue a mesma ideia do *Bagging*, alterando somente o número de variáveis preditoras (m<p) utilizadas em cada partição, obtendo os valores preditos mais independentes, ocasionando assim na redução da variabilidade encontrada nas árvores de regressão. Hastie, et al., (2009) sugerem que o número de variáveis preditoras utilizadas em cada partição seja dada da seguinte forma, para árvore de classificação $m = \sqrt{p}$ e para árvores de regressão $m = p/3$. Além das vantagens já citadas anteriormente, a construção de árvores de regressão permite ao usuário verificar a importância de variáveis a qual é avaliada pelo decréscimo na SQR quando se retira a variável do ajuste.

Neste trabalho, optou-se por aplicar modelos de árvores de regressão, *bagging* e floresta aleatória devido à vantagem na identificação visual do efeito dos parâmetros na altura de sedimento.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Metodologia

O SimSag é um simulador da sedimentação em fluidos de perfuração confinados desenvolvido pelo Laboratório de Escoamento de Fluidos (LEF) da UFRRJ em parceria com a Petrobras. Atualmente em sua quarta versão, já atendeu a mais de 15 demandas do Cenpes, apresentando bons resultados.

O modelo matemático é baseado na Teoria das Misturas da Mecânica do Contínuo, onde cada constituinte possui as suas equações de balanço de massa e quantidade de movimento. A interação entre os constituintes, no caso fluido base e adensante é representada por uma equação constitutiva que representa a força de arraste nas partículas sólidas devido ao escoamento do fluido. Baseadas em restrições cinemáticas e informações sobre a reologia do fluido, é possível resolver as equações para o constituinte sólido, obtendo assim o perfil de concentração de sólidos ao longo do tempo (Motta *et al.*, 2024). O programa também é capaz de fornecer outros resultados, que incluem: altura de sedimento, altura de clarificado, perfil de pressão e de densidade equivalente.

O simulador foi aprimorado em versões seguintes que incluem diversas novas funções, como:

- Efeito da temperatura na reologia da suspensão: diversos tipos perfis de temperatura do poço podem ser considerados na simulação, como perfil isotérmico (para a etapa de produção), perfil linear (para quando há pouca informação sobre o perfil de temperatura ou deseja-se simplificar) ou perfil geotérmico do poço;
- Sedimentação com dois fluidos imiscíveis sobrepostos: quando há presença de colchão espaçador no anular, além do fluido de perfuração. É possível considerar a sedimentação nos dois fluidos, com passagem de sólidos pela interface;
- Degradação reológica do fluido: quando deseja-se considerar a degradação reológica do fluido de perfuração, devido ao longo tempo de confinamento, exposição a alta temperatura ou ambos.

Tabela 1: Casos simulados usando o SimSag para a obtenção dos dados de treino.

Caso	c_0 (% v/v)	d_p (µm)	k (Pa.s^n)	n (-)
Padrão	4	50	1	0,3
c_0+	6	50	1	0,3
c_0-	2	50	1	0,3
d_p+	4	75	1	0,3
d_p-	4	25	1	0,3
k+	4	50	1,5	0,3
k-	4	50	0,5	0,3
n+	4	50	1	0,45
n-	4	50	1	0,15

ISBN: 978-65-5222-057-8

O programa é modular e todas as funções podem ser usadas em combinação. Isto é, é possível simular um caso com dois fluidos, considerando perfil de temperatura geotérmico e degradação reológica do fluido de perfuração e do colchão espaçador. O SimSag foi usado para simular casos de referência, sendo um padrão e outros com duas variações em cada parâmetro de interesse, que foram: propriedades reológicas da suspensão (k e n), concentração de sólidos (c_0) e diâmetro médio dos sólidos (d_p). Os dados de altura de sedimento foram então usados para treinar os modelos de aprendizado de máquina. A Tabela 1 mostra um resumo dos casos simulados. O fluido foi considerado base água.

A aplicação da técnica de árvore de regressão e *bagging* desenvolveram-se conforme metodologia pré-estabelecida, com as seguintes etapas principais:

- Definição do Problema: Fez-se a definição do problema a ser abordado, caracterizando-o como classificação ou regressão e estabelecendo objetivos claros que orientaram as fases subsequentes.
- Coleta e Preparação dos Dados (Dados simulados): Obteve-se dados simulados e, em seguida, efetuou-se o corte de *outliers*. O corte dos outliers foi feito plotando os dados gerados e eliminando aqueles que apresentaram valores três vezes o desvio padrão.
- Divisão dos Dados: Os dados foram divididos em dois conjuntos: dados de treinamento (usados para construir a árvore) e dados de teste ou validação (usados para avaliar seu desempenho). A divisão dos dados no presente trabalho foi de 70% para treino e 30% para validação.
- Construção do Modelo: Com os dados preparados, montou-se a árvore de regressão usando bibliotecas do Python como *DecisionTreeRegressor* do *scikit-learn*. O algoritmo selecionou os atributos que mais separam os dados criando ramificações até chegar às decisões finais (folha).
- Poda da Árvore: Para evitar que a árvore apresente um *overfitting* dos dados, pode ser necessário aplicar técnicas de poda. Isso significa remover ramificações pouco relevantes ou que causam ruído, tornando o modelo mais simples e generalizável.
- Avaliação do Modelo: O modelo foi testado com o conjunto de validação, calculando métricas como erro médio quadrático (RMSE) para verificar eficiência na predição de novos dados.
- Interpretação e Aplicação: Com a árvore final validada, ela pode ser avaliada com base em dados simulados utilizando o nosso modelo. Além de fornecer previsões, a estrutura da árvore também serviu como uma ferramenta explicativa, mostrando de forma clara os critérios que levam a cada decisão.
- Para aplicação do *Bagging* e Floresta Aleatória seguiu-se a mesma metodologia. A diferença entre *Bagging* e Floresta Aleatória (Random Forest) está principalmente na forma como as árvores de regressão são construídas dentro do ensemble. A Random Forest é uma extensão do Bagging com uma camada extra de aleatoriedade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Resultados e Discussão

Realizou-se, inicialmente, a apresentação da estrutura da árvore de decisão ajustada aos dados de treinamento, avaliando-se a complexidade e profundidade do modelo original. Em seguida, procedeu-se à poda controlada, selecionando-se o número ótimo de folhas para que não houvesse *overfitting*. Posteriormente, implementou-se a técnica de *bagging*, gerando um *ensemble* de árvores cuja robustez foi verificada em dois cenários distintos: divisão 70/30, sendo 70% dos dados para treino do modelo e 30% para validação, utilizando os dados originais e conjunto externo não utilizado no treinamento. Para análise dos dados, foi feito um estudo do RMSE em cada configuração, e discutiu-se a importância relativa das variáveis conforme estimada pelo modelo de *bagging*.

Para este estudo de caso, a árvore obtida com o conjunto de dados apresentou 29 folhas no total, apontando rotas definidas pelos parâmetros na determinação da altura de sedimento. Nesse procedimento, o conjunto de treinamento foi dividido em cinco partes iguais: em cada rodada. Deste total, quatro partes foram usadas para treinar o modelo e a quinta foi usada para testá-lo, repetindo-se o processo cinco vezes com diferentes divisões. Ao final, calculou-se a média dos erros obtidos. Esse método permitiu estimar de forma robusta a capacidade do modelo de generalizar para novos dados, evitando conclusões baseadas em uma única divisão arbitrária.

A análise da Figura 1 evidencia uma redução significativa do erro, tendo como ponto de poda número de folhas próximo de 20, após o qual não se observou ganho significativo. Com base nessa tendência, foi selecionado um número ótimo de folhas igual a 20 para compor a versão final do modelo podado.

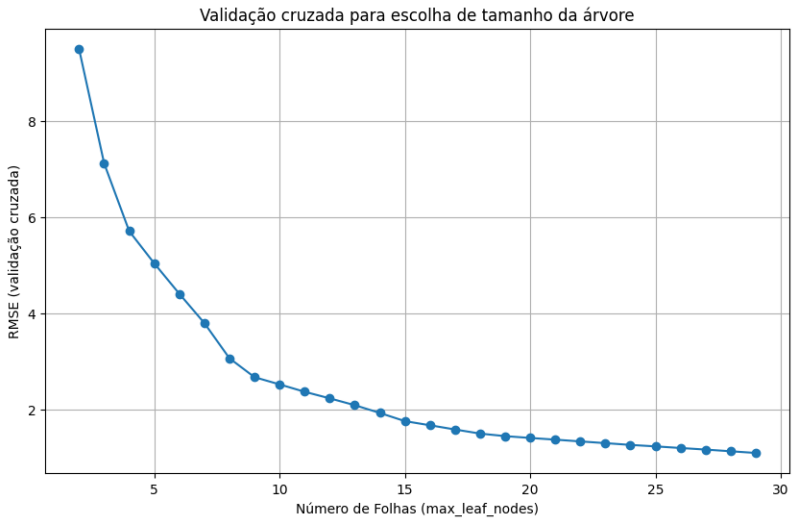


Figura 1. Variação do RMSE em função do número de folhas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Para fins de ilustração, e devido à dificuldade de apresentar graficamente a árvore completa composta pelas 29 folhas, obteve-se a Figura 2. Esta figura é composta por 10 folhas obtida pela poda da árvore original de 29 folhas. Na Figura 2, a cor cinza contém os resultados estimados de altura em função dos valores de parâmetros apresentados na cor azul.

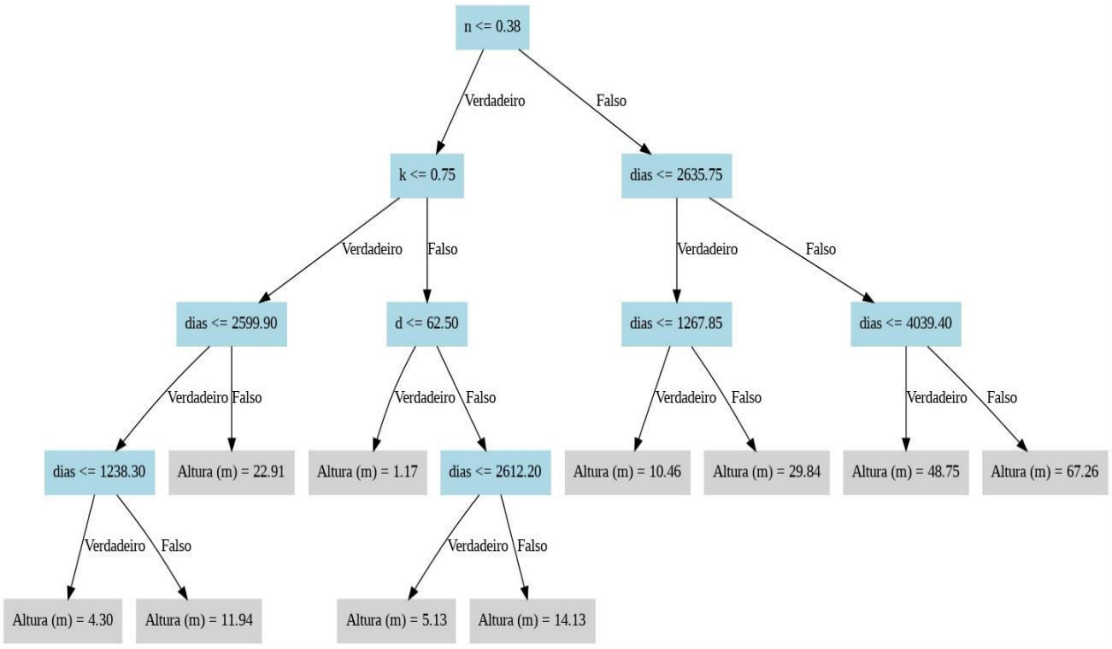


Figura 2. Exemplo da árvore decisão gerada com uma poda em 10 folhas. Nesta figura, a variável dias é o tempo medido em dias e d o diâmetro em μm.

Como exemplos, para o caso em estudo, a aplicação da árvore de decisão da Figura 2 apresenta os seguintes resultados para os casos 1 e 2.

Caso 1: Se n < 0,38, k > 0,75 $\mathrm{Pa.s^n}$, d < 62,5 μm, estima-se uma altura de sedimento da ordem de 1,17 m.

Caso 2: Se n > 0,38, tempo > 2635,75 dias mas tempo < 4039,40 dias, estima-se uma altura de sedimento da ordem de 48,75 m.

A técnica de *bagging* (*bootstrap aggregating*) foi aplicada utilizando árvores de regressão como estimadores base, com o intuito de reduzir a variância do modelo e aumentar sua robustez preditiva frente a variações nos dados. Para avaliar seu desempenho, considerou-se dois cenários distintos: no primeiro, realizou-se uma divisão tradicional de 70% dos dados para treinamento e 30% para teste, todos pertencentes à mesma distribuição. No segundo, utilizou-se um conjunto completamente novo, não incluído em nenhuma etapa anterior do processo de modelagem. O novo conjunto foi baseado nos casos da Tabela 1, porém com variações intermediárias de concentração, parâmetros reológicos e diâmetro médio de partículas.

Os resultados obtidos indicaram RMSE de 0,00529 no primeiro cenário (treinamento e teste) e de 9.25291 no segundo cenário (validação). Essa

ISBN: 978-65-5222-057-8

diferença entre os erros médios quadráticos evidencia que, embora o modelo baseado em *bagging* apresente excelente desempenho quando avaliado em dados com características semelhantes às do treinamento, sua capacidade de generalização é reduzida diante de dados novos. Tal constatação reforça a necessidade de empregar estratégias de validação mais robustas e representativas da realidade prática, como o uso de bases de teste externas ou validações cruzadas estratificadas.

A Figura 3 apresenta a importância relativa das variáveis preditoras, determinada com base na média das contribuições para a redução da impureza ao longo das diferentes árvores. A impureza foi quantificada pela variância da variável dependente, sendo sua diminuição a cada divisão um indicativo da relevância do atributo utilizado. A impureza é uma medida usada durante a construção de árvores de regressão para avaliar quão misturados estão os dados de diferentes classes em um nó já que o objetivo da árvore é dividir os dados de forma que a impureza diminua a cada nível da árvore.

Dessa forma, a significância de cada variável reflete sua capacidade de aumentar o poder preditivo do modelo. As estimativas individuais de importância (*feature_importances_*), fornecidas por cada uma das 20 árvores do ensemble, foram combinadas por meio da função np.mean, da biblioteca numpy, para obtenção de um valor médio representativo. Os resultados foram organizados em uma estrutura *DataFrame*, utilizando-se o pacote pandas, e ordenados conforme a magnitude da contribuição. A visualização foi realizada por meio de um gráfico de barras, gerado com a ferramenta *matplotlib.pyplot*, no qual o eixo horizontal representa os preditores codificados e o eixo vertical expressa a importância relativa normalizada.

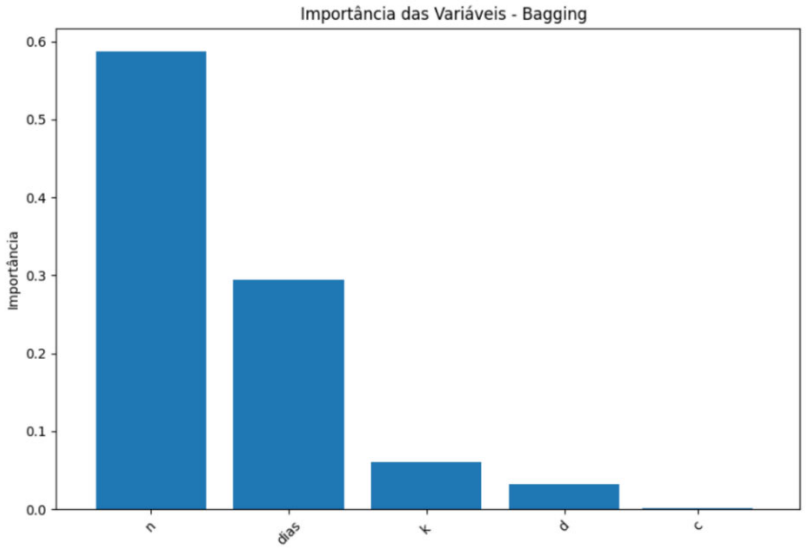


Figura 3: Importância das Variáveis no Modelo de *Bagging.*

As variáveis n (índice de comportamento do fluido), dias (tempo de sedimentação), seguida pelo k (índice de consistência do fluido) destacaram-se

ISBN: 978-65-5222-057-8

como as mais relevantes para a predição ou que afetam a variável resposta "altura" de sedimento. A análise de importância fornece informações para a interpretação do modelo e pode orientar futuras estratégias de seleção de variáveis ou redução de dimensionalidade.

Conclusões

Este estudo demonstrou que ferramentas estatísticas de aprendizado de máquina podem ser aplicadas na avaliação dos parâmetros de entrada de um simulador de sedimentação em fluidos de perfuração. A técnica de árvore de regressão pode ser aplicada no mapeamento com representação visual do efeito das variáveis operacionais. Neste trabalho, a árvore de regressão forneceu uma representação visual intuitiva que facilita a interpretação rápida dos resultados, permitindo a tomada de decisões em operações e formulações de novos fluidos.

A combinação da simplicidade e da velocidade torna esse método útil para análises preliminares sem a necessidade de longas simulações. Com relação as demais técnicas, variantes das árvores de regressão, mostraram-se promissoras necessitando de aprofundamento nas regressões e interpretações. Por exemplo, o método de *bagging* apresentou acurácia nos dados de validação, evidenciando seu potencial para previsões confiáveis dentro do intervalo dos dados de treinamento. Os resultados mostraram que as técnicas estatísticas são capazes de determinar o peso e a importância dos parâmetros na altura de sedimento como os parâmetros reológicos, diâmetro, concentração e do tempo de sedimentação.

Como etapas futuras, pretende-se gerar novos dados virtuais a partir do modelo SIMSAG, usando diferentes cenários de fluidos de perfuração, como casos mais rápidos e usando outro tipo de fluido base, com o objetivo de melhorar a qualidade dos resultados estatísticos obtidos neste trabalho.

Agradecimentos

Os autores agradecem o financiamento e apoio da Petrobras (Projeto SAP 4600654833) e da UFRRJ, bem como o suporte do Laboratório de Escoamento de Fluidos, no desenvolvimento deste trabalho.

Referências Bibliográficas

BÜRGER R, Concha F, Fjelde K, Hvistendahl K. Numerical simulation of the settling of polydisperse suspensions of spheres. Powder Technology, v. 113, p.

CALÇADA, L. A., ELER, F. M.; GODOI, F. A. P.; SCHEID, C.M. Modeling of barite sag and fluid flow in drilling fluids. Engevista, v. 19, p. 1401-6717, 2017.

DA SILVA, B. P.; BORGES, R. F. O.; FERRAZ, I. F. R.; SCHEID, C. M., CALÇADA, L. A. Effect of previous sedimentation time in filtration rate for shear-

ISBN: 978-65-5222-057-8

thinning suspensions. JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, v. 208, p. 109453, 2022.

D'ÁVILA JS. Um modelo matemático para a sedimentação. Tese doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Programa de Engenharia Química, 1978.

FONTES RS, MOTTA ABG, SOUZA JM, TEIXEIRA RS, CALÇADA LA, SCHEID CM. Análise do Efeito da Distribuição de Partículas do Processo de Sedimentação Monodispersa e Bidispersa. Congresso Brasileiro de Sistemas Particulados, 41, 2024.

HASTIE, T.; TIBSHIRANI, R.; FRIEDAN, J. The elements of statistical Learning. Data Mining, Inference, and Prediction. Springer; 2nd ed. 2009, 745p.

HO, T.K. Random Decision Forests. In: International Conference on Document Analysis and Recognition, 3., 1995, Quebec. Proceedings. Quebec: IEEE, 1995. v.2. p.278-282.

JAMES, G.; WITTEN, D.; HASTIE, T.; TIBSHIRANI, R. An Introduction to Statistical Learning with Applications in R. 1st ed. New York, NY: Springer, 2013. 426p.

MOTTA, A. B. G.; DE SOUZA, J. M.; OLIVEIRA, K. S.; DE SOUZA, E. A.; MELEIRO, L. A. C ; CALÇADA, L. A.; SCHEID, C. M. Modeling the impact of the temperature profile on the sedimentation process for shear thinning suspensions in the annulus of oil well. POWDER TECHNOLOGY, v. 1, p. 119842, 2024.

ROCHA, R. R. ; OECHSLER, B. F.; MELEIRO, L. A. C.; FAGUNDES, F. M.; AROUCA, F. O., DAMASCENO, J. J. R.; SCHEID, C. M.; CALÇADA, L. A.. Settling of weighting agents in non-Newtonian fluids to off-shore drilling wells: Modeling, parameter estimation and analysis of constitutive equations. JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, v. 184, p. 106535, 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

DINÂMICA DE ASCENSÃO DE GOTAS COM CARGA ELÉTRICA IMERSAS EM UM CAMPO MAGNÉTICO

Lucas Henrique Pagoto Deoclecio[1], Lidia Ramos da Vitoria[2], Daniel da Cunha RIbeiro[3], Renato do Nascimento Siqueira[4], Fábio de Assis Ressel Pereira[5], Osvaldo Karnitz Junior[6]

[1]Instituto Federal do Espírito Santo lucas.deoclecio@ifes.edu.br, [2]Universidade Federal do Espírito Santo lidia.vitoria@edu.ufes.br, [3]Universidade Federal do Espírito Santo daniel.ribeiro@ufes.br, [4]Instituto Federal do Espírito Santo renatons@ifes.edu.br, [5]Universidade Federal do Espírito Santo fabio.a.pereira@ufes.br, [6]Petrobras karnitz@petrobras.com.br

RESUMO

A dinâmica de gotas, incluindo sua a sedimentação, é um tema de grande relevância para a indústria petrolífera, especialmente devido aos desafios operacionais impostos pela presença de emulsões. Este trabalho investiga os efeitos da aplicação de um campo magnético externo vertical na sedimentação de gotas eletricamente carregadas. Foram realizadas simulações numéricas diretas e dependentes do tempo 2-D, nas quais resolvemos as equações de Navier-Stokes com a inclusão da força de Lorentz, utilizando o *software* de código aberto Basilisk. O *software* permite campos de densidade e viscosidade variáveis e possui precisão de segunda ordem no tempo e no espaço. O robusto esquema *upwind* de segunda ordem de Bell-Colella-Glaz é empregado para a advecção da velocidade. A interface entre os fluidos é rastreada com o método *Volume of Fluid* (VoF), com interface aguda, em conjunto com uma formulação de força de superfície contínua balanceada para a tensão superficial e uma estimativa de curvatura por função de altura, com precisão de segunda ordem. A implementação da força de Lorentz foi validada por meio de uma comparação com uma solução analítica de um escoamento de Couette. O estudo avalia como a intensidade do campo magnético interage com os efeitos inerciais, viscosos e de tensão superficial, influenciando a forma e a velocidade de sedimentação das gotas. Observou-se que o efeito do campo magnético sobre a forma da gota é o de torná-la prolata. No entanto, a inibição da componente de velocidade horizontal reduz a circulação no interior da gota, um efeito semelhante à contaminação da interface por surfactantes (efeito Marangoni). Quando os efeitos de tensão superficial são fracos, o efeito sobre formato da gota supera o efeito do aumento do cisalhamento viscoso e a velocidade de sedimentação aumenta. Quando os efeitos de tensão superficial são fortes, o oposto é observado.

Palavras-chave: dinâmica de gotas, campo magnético, força de Lorentz, simulação numérica, magnetohidrodinâmica.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Compreender e controlar o movimento de gotículas de óleo na água é um aspecto crítico de muitos processos da indústria petrolífera, incluindo separação, transporte e mistura. O comportamento dessas gotículas é governado por uma complexa interação de forças, como flutuabilidade, resistência ao escoamento, massa adicional e tensão interfacial, bem como por efeitos adicionais decorrentes de interações com contornos ou paredes (Lu et al., 2023; Feng et al., 2023). Nos últimos anos, a aplicação de campos externos — particularmente campos elétricos e magnéticos — abriu novos caminhos para a manipulação da dinâmica de gotículas. Quando uma corrente elétrica interage com um campo magnético, a força de Lorentz resultante pode induzir movimentos únicos de gotículas, incluindo espalhamento, oscilação, ejeção e rotação, que são altamente sensíveis à tensão interfacial, viscosidade e tamanho da gotícula (Kumar et al., 2017).

A modelagem desses fenômenos é essencial para a otimização de processos industriais, pois permite a previsão e o controle do comportamento das gotículas sob diversas condições operacionais. Estudos teóricos e experimentais desenvolveram modelos de equilíbrio de forças e análises cinéticas para descrever o movimento, a drenagem e o arraste de gotículas, frequentemente incorporando os efeitos da força de Lorentz juntamente com as forças hidrodinâmicas e interfaciais clássicas (Lu et al., 2023; Zhai et al., 2023; Feng et al., 2023; Kumar et al., 2017). Esses modelos não apenas aprimoram nossa compreensão da física fundamental de gotículas, mas também apoiam o projeto de tecnologias avançadas de separação e dispositivos microfluídicos relevantes para o setor petrolífero (Zhai et al., 2023; Kumar et al., 2017). À medida que a indústria busca métodos mais eficientes e precisos para o gerenciamento de fluidos, o estudo do movimento de gotículas sob a força de Lorentz se destaca como um campo promissor e em rápida evolução.

O presente estudo tem por objetivo avaliar, através de simulação numérica direta, como a intensidade do campo magnético aplicado na direção vertical interage com os efeitos inerciais, viscosos e de tensão superficial para influenciar a forma e a velocidade de ascensão das gotas com cargas elétricas.

METODOLOGIA

Nesta seção, descrevemos a formulação do problema físico, as equações de governo e os números adimensionais relevantes.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Descrição do problema

A Fig. 1 apresenta o domínio computacional para as simulações 2D. O domínio consiste em um quadrado com lado $S = 25D$, onde D é o diâmetro da gota inicialmente esférica. O sistema de coordenadas (x, y) está localizado na posição inicial do centro de massa da gota. A gota parte do repouso de uma distância inicial $z_i = 5D$ em relação à fronteira superior do domínio. A razão de aspecto da gota é dada por b/a. O domínio e a posição inicial da gota são grandes o suficiente para minimizar a influência das fronteiras na dinâmica do escoamento. A condição de não deslizamento para a velocidade e a condição de Neumann para pressão são aplicadas em todas as fronteiras. Um campo magnético constante e uniforme com intensidade B_0 é aplicado na direção vertical. O material da gota é condutor de eletricidade, enquanto que o fluido externo é um meio não condutor.

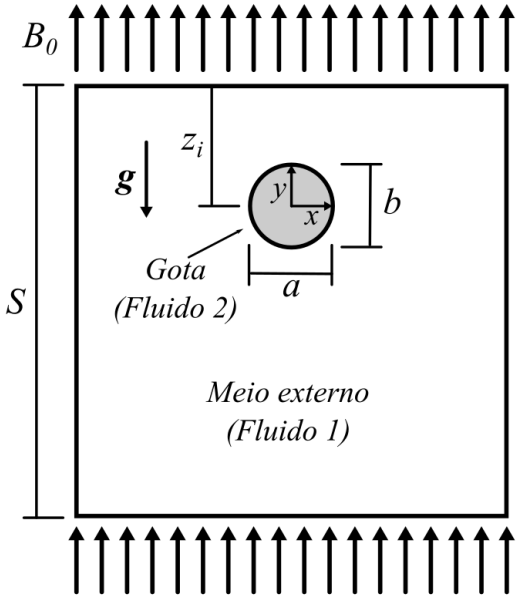


Figura 1: Esquema do domínio computacional das simulações 2D.

Modelagem matemática

A modelagem matemática para o escoamento multifásico adota o modelo de um fluido. A interface é rastreada por uma equação de advecção de traçador passivo, f. Os fluidos são tratados como fluidos newtonianos e incompressíveis e as equações de conservação de massa (1) e quantidade de movimento (2) e advecção da interface (3) são dados por:

$$div\left(u_j\right) = 0 \tag{1}$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$\partial_t u_j + div\left(u_j \otimes u_j\right) = \frac{1}{\rho}\left[- grad(p) + div\left(2\mu D_{ij}\right)\right] + a_j \quad (2)$$

$$\partial_t f + u_j \cdot grad(f) = 0 \quad (3)$$

onde u_j é o vetor velocidade, p é a pressão, μ é a viscosidade média entre as fases, ρ é a massa específica média entre as fases e D_{ij} é o tensor deformação. Aqui, a é a aceleração, a qual contém a aceleração gravitacional, g, a aceleração devido à força de tensão superficial, a_σ, e a aceleração devido a força magnética de Lorentz, a_L. A força de tensão superficial é concentrada na interface, de modo que $a_{\sigma,j} = \sigma\kappa n_j \delta_S/\rho$, onde σ é o coeficiente de tensão superficial, κ é a curvatura da interface, n_j é o vetor normal unitário à interface e δ_S é o delta de Dirac na interface. A aceleração magnética é $a_{L,j} = (J_i \times B_k)f/\rho$, onde J_i é o vetor densidade de corrente elétrica e B_j é o vetor campo magnético. A densidade de corrente é dada por $J_j = \sigma_e(u_i \times B_k)$ (por simplicidade, as cargas elétricas são consideradas positivas), e no presente estudo está na direção perpendicular ao plano da tela. σ_e é a condutividade elétrica do material da gota. A força de Lorentz age somente na massa da gota, onde $f = 1$. No meio externo, $f = 0$.

A viscosidade é dada por média harmônica, enquanto a massa específica é dada por média aritmética, ambas ponderadas pela fração volumétrica.

Parâmetros Adimensionais

Os seguintes parâmetros adimensionais foram empregados para descrever o problema estudado:

$$\eta_r = \frac{\eta_2}{\eta_1}; \quad \rho_r = \frac{\rho_2}{\rho_1}; \quad Ar = \frac{\sqrt{\rho_1|\Delta\rho|gD^3}}{\eta_1}; \quad Bo = \frac{|\Delta\rho|gD^2}{\sigma}; \quad N = \frac{1}{\sigma_e B_0^2}\sqrt{\frac{\rho_1|\Delta\rho|g}{D}}.$$

A razão de viscosidade, η_r, representação a razão entre os efeitos viscosos das duas fases; a razão de massa específica, ρ_r, representa os efeitos da massa específica das duas fases; o número de Arquimedes, Ar, representa a razão entre as forças de empuxo e viscosas; o número de Bond, Bo, representação a razão entre as forças de empuxo e superficiais; o parâmetro de indução magnética, ou número de Stuart, N, representa a razão entre as forças de empuxo e magnéticas. Nas simulações realizadas, as razões de

ISBN: 978-65-5222-057-8

viscosidade e massa específica são constantes e iguais a 0,10 e 1,25, respectivamente. Ar e Bo assumiram valores de 1 e 25, enquanto que $N =$ 0,01, 1 e 100. No presente trabalho, todas as gotas têm o mesmo empuxo, e diminuições nos valores de Ar, Bo e N correspondem um aumento nas forças, viscosas, superficiais e magnéticas, respectivamente.

Abordagem numérica

As simulações numéricas foram realizadas com o *software* de código aberto Basilisk. O programa emprega uma malha adaptativa dinâmica (Popinet, 2015) e tem demonstrado precisão e eficiência na resolução de escoamentos dominados por efeitos da tensão superficial (Popinet, 2009). No presente trabalho, a malha adapta-se dinamicamente com base no gradiente da fração volumétrica, do campo de velocidade e da densidade de corrente. As equações são discretizadas no espaço com precisão de segunda ordem através do esquema de Bell-Collela-Glaz (1989). A discretização do domínio é baseada em malha cartesiana adaptativa utilizando uma estrutura de árvore octree (Popinet, 2015).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, apresentamos e discutimos os resultados obtidos. Iniciamos com a validação do código numérico e, em seguida, apresentamos os efeitos de $Ar,\ Bo,\ Mg$ e da direção do campo magnético.

Validação do código numérico

Para a validação do código numérico do modelo da força de Lorentz, nós reproduzimos a solução analítica de Kiema et al. (2015) do perfil de velocidade em um escoamento de Couette entre placas paralelas com a imposição de um campo magnético. O resultado da velocidade adimensional, $u = u/U$, onde U é a velocidade de placa superior, pela altura adimensional, $y = y/h$, onde h é a distância entre as placas, é exibido na Fig. 1. O número de Hartmann da simulação é $Ha = \sigma_E B_0^2 h^2/\eta = 1$. Devido à força de Lorentz, o perfil de velocidade deixa de ser linear e a solução numérica reproduziu a solução analítica com boa precisão. Para a verificação do código quanto a reprodução da dinâmica de gotas, consulte Deoclecio et al. (2023).

ISBN: 978-65-5222-057-8

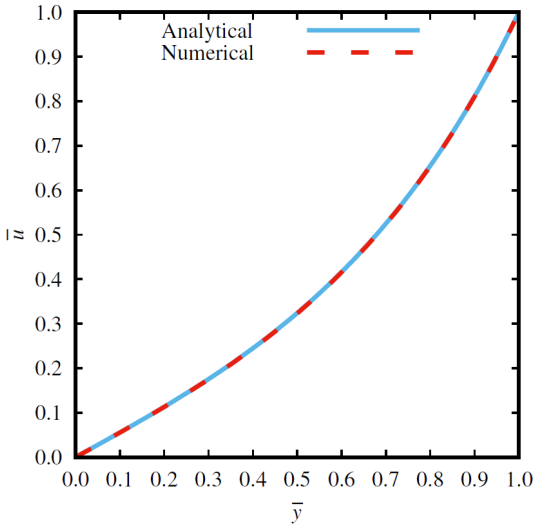


Figura 2: Comparação da solução analítca e numérica da velocidade adimensional, $\bar{u}$, em função da altura adimensional, $\bar{y}$, de um escoamento de Couette entre placas paralelas com imposição de um campo magnético vertical para $Ha = 1$.

Sedimentação de Gotas em um campo magnético vertical

A Fig. 3(a) exibe a razão de aspecto, b/a, das gotas em função de N para diferentes valores de Ar e Bo, enquanto que a Fig. 3(b) apresenta as respectivas velocidade terminais (adimensionalizadas), $\bar{u} = u/\sqrt{|\Delta\rho|gD/\rho_1}$. Iniciamos a discussão com a linha vermelha com quadrados, para Ar = 25 e Bo = 1. Podemos observar na Fig. 3(a) um aumento de razão de aspecto, b/a (veja a Fig. 1), com a diminuição do número de Stuart (aumento da intensidade do campo magnético). Isso ocorre porque com a aplicação de um campo magnético vertical, a força de Lorentz age no sentido contrário ao da componente horizontal da velocidade. A Fig. 4(a) mostra a distribuição da força de Lorentz no interior de uma gota (positivo indica uma uma força para a direita e negativo indica uma força para a esquerda) para N = 0,01. Como pode ser visualizado, a parte superior da gota tende a ser esticada na direção horizontal, enquanto que a parte inferior tende a ser comprimida na mesma direção. A força de compressão na parte inferior é maior do que a de extensão na parte superior, o que leva a um aumento da razão de aspecto da gota (uma compressão na direção horizontal) com o aumento da intensidade do campo magnético. Para N = 100, a Fig. 4(b) mostra que a magnitude da força de Lorentz se torna desprezível. O aumento de b/a promove uma redução do coeficiente de arrasto da gota devido à menor área de seção transversal, o que tende a permitir uma maior velocidade de sedimentação, conforme discutido em Deoclecio et al. (2023).

ISBN: 978-65-5222-057-8

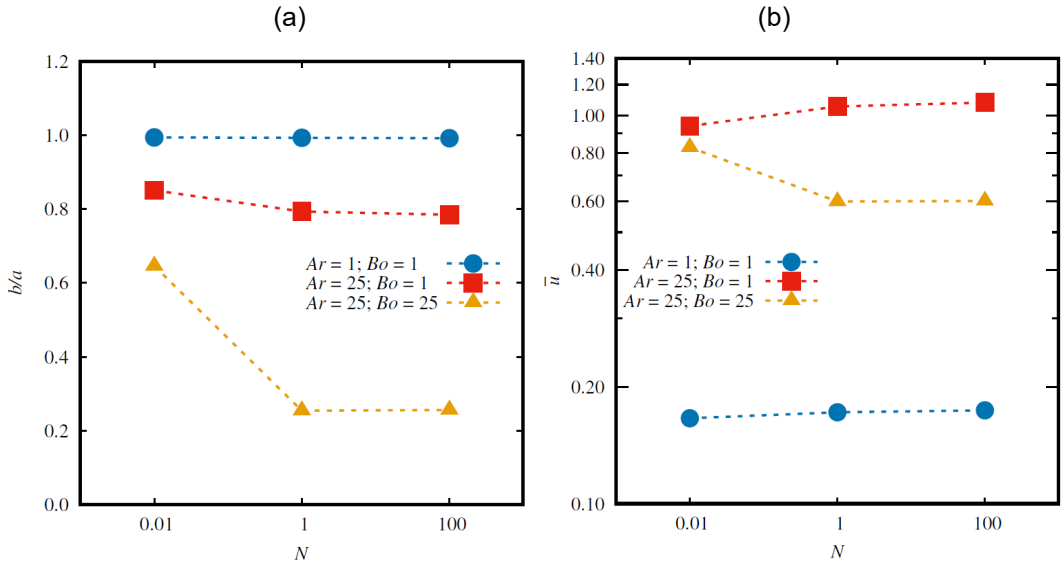


Figura 3: (a) Razão de aspecto, b/a, e (b) velocidade adimensional, u, de gotas em função do número de Stuart, N, para um campo magnético vertical e diferentes valores de Ar e Bo.

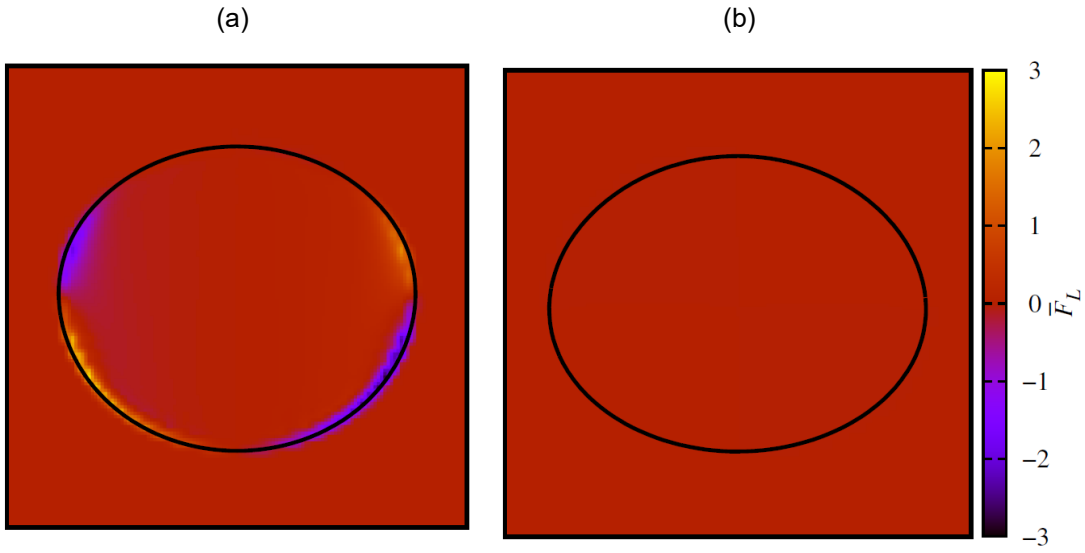


Figura 4: Distribuição da força de Lorentz adimensional, $F_{\mathrm{L}} = FL/|\Delta\rho|gD$, dentro de uma gota para N = (a) 0,01 e (b) 100. Os outros adimensionais são Bo = 1 e Ar = 25.

No entanto, uma redução da velocidade terminal é observada com a diminuição de N, como exposto na Fig. 3(b). Isso é explicado pelo fato de que, como discutido acima, a força magnética reduz a magnitude da componente horizontal de velocidade e, assim, inibe a circulação dentro da gota. Esse feito

ISBN: 978-65-5222-057-8

é ilustrado nas FIgs. 6(a) e (b), que mostram os vetores de velocidade para N = 0,01 e 100, respectivamente.

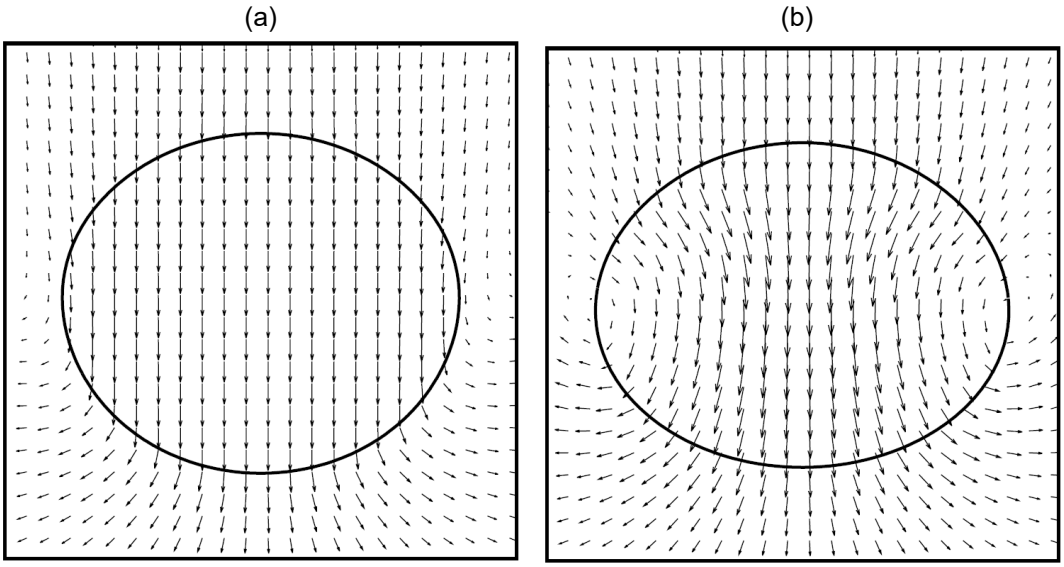


Figura 5: vetores de velocidade para N = (a) 0,01 e (b) 100. Os outros adimensionais são Bo = 1 e Ar = 25.

Como resultado, a magnitude da taxa de deformação na região próxima a superfície da gota aumenta e a taxa de deformação no interior da gota diminui. Isso provoca um aumento das tensões viscosas de cisalhamento, que freiam a gota. A Fig. 6 exibe o campo da magnitude da taxa de deformação (adimensionalizada) ao redor de gotas para N = 0,01, 1 e 100.

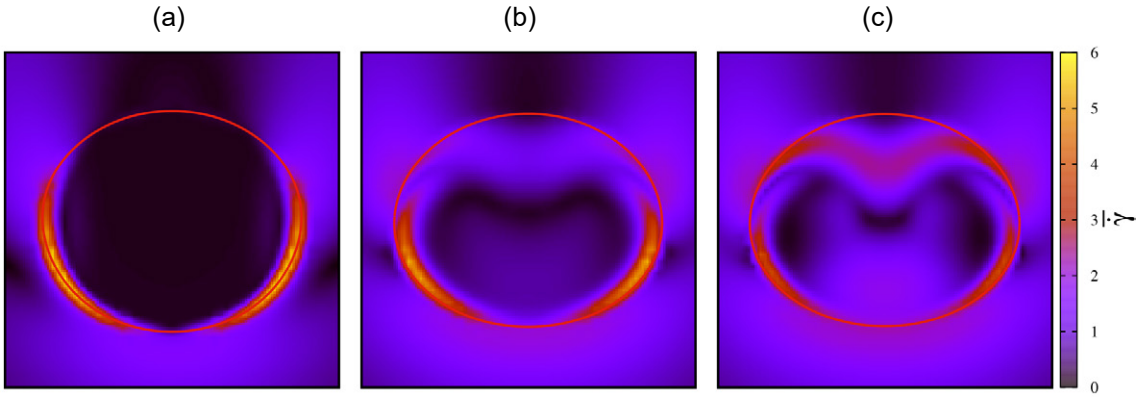


Figura 6: Taxa de deformação adimensional, $\dot{\bar{\gamma}}$, para Bo = 1, Ar = 25 e N = (a) 0,01, (b) 1 e (c) 100.

A diminuição da deformação no interior da gota e o seu aumento em boa parte da superfície pode ser observado. O efeito resultante é semelhante ao da contaminação da interface por surfactantes (efeito Marangoni). O gradiente de concentração de surfactantes na superfície da gota cria um gradiente de tensão

ISBN: 978-65-5222-057-8

superficial, que induz um escoamento contrário ao promovido pelo cisalhamento entre a fase externa e o fluido da gota. Como resultado, as tensões de cisalhamento viscosas na interface aumentam e a circulação no interior da gota diminui. Em decorrência disso, é comum que gotas e bolhas pequenas tenham a velocidade terminal de de Stokes de esferas sólidas. No caso da interface ser completamente móvel (sem contaminação por surfactantes), a velocidade de bolhas é cerca de 1,5 vezes maior do que aquela prevista pela lei de Stokes.

Retornando à Fig. 3, agora discutimos os efeitos da variação do de Ar e Bo. Uma diminuição no valor de Ar (linha azul com círculos) resulta em uma razão de aspecto próxima a 1 e uma redução da velocidade de sedimentação. Esse resultado é esperado pelo aumento das forças viscosas, que reduzem a velocidade terminal da gota e, por consequência, a sua deformação. Vale observar que a diminuição da velocidade de sedimentação com a diminuição de N também ocorre para o caso de baixo número de Arquimedes.

Quanto aos efeitos da tensão superficial, a Fig. 3(a) ilustra que um aumento no valor de Bo (linha amarela com triângulos) leva à uma redução da razão de aspecto, tornado a gota mais oblata (devido aos efeitos inerciais) e aumentando o seu coeficiente de arrasto. Assim, a velocidade terminal das gotas para Bo = 25 é menor que Bo = 1 (Fig. 3(b)). É importante também destacar que com a redução dos efeitos de tensão superficial, a

comportamento de u em função de N é o oposto ao observado para elevados valores de tensão superficial. Isso acontece porque o efeito compressivo da força magnética torna o aumento da razão de aspecto da gota mais substancial, superando o efeito da redução da circulação no interior da gota e facilitando o seu deslocamento.

CONCLUSÕES

Neste trabalho, investigou-se o efeito da intensidade de um campo magnético vertical e sua interação com os efeitos inerciais, viscosos e de tensão superficial sobre a forma e a velocidade de sedimentação de gotas eletricamente carregadas (força de Lorentz).

Observou-se que a presença do campo magnético tende a alongar a gota na direção do campo, conferindo-lhe uma forma prolata. Contudo, a supressão da componente horizontal da velocidade reduz a circulação interna da gota — um comportamento análogo à contaminação da interface por surfactantes, conhecida como efeito Marangoni.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Nos regimes em que os efeitos de tensão superficial são fracos, a deformação da gota domina sobre o aumento do cisalhamento viscoso, resultando em maior velocidade de sedimentação com o aumento da intensidade do campo magnético. Por outro lado, quando os efeitos de tensão superficial são intensos, prevalece o aumento da resistência viscosa, levando à redução da velocidade de sedimentação.

Algumas sugestões de trabalhos futuros são a investigação do efeito da mudança da direção do campo magnético, e a inclusão e comportamento não newtonianos, como plasticidade e elasticidade.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Deoclecio, L. H., Soares, E. J., & Popinet, S. (2023). Drop rise and interfacial coalescence initiation in Bingham materials. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics, 319, 105075.

Feng Rong, Limin He, Yishuo Han, Yuling Lǔ, Xiaolei Lu; Kinetic analysis of a freely rising droplet in water during collision with the horizontal wall. Physics of Fluids 1 May 2023; 35 (5): 052006. https://doi.org/10.1063/5.0146780

Kiema, D. W., Manyonge, W. A., Bitok, J. K., Adenyah, R. K., & Barasa, J. S. (2015). On the steady MHD couette flow between two infinite parallel plates in an uniform transverse magnetic field.

Kumar, S., Sarma, B., Dasmahapatra, A., Dalal, A., Basu, D., & Bandyopadhyay, D. (2017). Field induced anomalous spreading, oscillation, ejection, spinning, and breaking of oil droplets on a strongly slipping water surface.. Faraday discussions, 199, 115-128 . https://doi.org/10.1039/c6fd00233a.

Lǔ, Y., Rong, F., He, L., & Lu, X. (2023). Interaction between the oil droplet in water and wetted wall: force model and motion law. Physics of Fluids. https://doi.org/10.1063/5.0141934.

Zhai, L., Meng, X., Meng, Z., Zhang, H., & Jin, N. (2023). Measurement and Prediction of Droplet Entrainment in Inclined Liquid–Liquid Flow by PLIF Method. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 72, 1-13. https://doi.org/10.1109/TIM.2023.3260276.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS OPERACIONAIS DE PENEIRAS VIBRATÓRIAS COM BASE EM VISÃO COMPUTACIONAL

Guilherme Dias Tavares[1], Maria Clara Anselmini Krüger[1], André Christiano Claro Miguel[2], Cláudia Miriam Scheid[3], Luís Américo Calçada[3], Luiz Augusto da Cruz Meleiro[3]

[1]*Discente de Engenharia Química, Bolsistas IC-Petrobras/IC-CNPq – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, guilhermedias@ufrrj.br, mcasevedo15@gmail.com,*

[2]*PPGEQ/Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, andreh.miguel@hotmail.com,*

[3]*Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, calcada@ufrrj.br, scheid@ufrrj.br, meleiro@ufrrj.br*

RESUMO

As peneiras vibratórias, mais do que apenas equipamentos de separação de sólidos, são uma fonte valiosa de informações sobre o processo de perfuração. Eles podem identificar tipos de formação rochosa que podem indicar potenciais instabilidades do poço. Neste estudo, apresentamos uma metodologia que utiliza técnicas de segmentação de imagens e treinamento de redes neurais convolucionais (CNN) aplicadas à peneiras vibratórias industriais por meio de visão computacional. Os experimentos foram conduzidos utilizando uma peneira vibratória M-I SWACO, na unidade experimental do Grupo de Pesquisa em Tecnologia e Inovação em Energia, Processos de Separação e Mistura, no Laboratório de Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia (FEQ/UFU). A peneira foi operada sob diferentes frequências de motor e vazões de uma suspensão de areia, água e argila, fornecendo um conjunto de dados abrangente. O trabalho proposto envolveu a criação de um software de visão computacional, com dados de referência (*ground truth*) definidos com auxílio da plataforma Roboflow para garantir a calibração precisa do sistema. O sistema implementado, desenvolvido em Python, emprega a rede YOLO-V8 para a quantificação de parâmetros operacionais relevantes, como a estimativa da área preenchida da tela coberta por cascalhos e sua velocidade. Essa abordagem gerou modelos que melhoraram a precisão das estimativas operacionais, alcançando resultados preliminares promissores. Ao fornecer informações sobre desempenho das peneiras vibratórias, nossa metodologia pode contribuir para a melhoria da eficiência do processo de peneiramento, otimizando as operações de perfuração como um todo. Este trabalho demonstra a precisão e a confiabilidade da técnica de visão computacional em aplicações industriais e amplia a pesquisa sobre a integração de técnicas de aprendizado de máquina com equipamentos tradicionais de perfuração, contribuindo para a tomada de decisões orientada por dados no setor.

Palavras-chave: peneiras vibratórias, aprendizado profundo, roboflow, yolo-v8, visão computacional.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Durante a perfuração de poços de petróleo, o fluido de perfuração desempenha um papel crucial, atuando como a primeira barreira de proteção do poço, estabilizando a pressão, lubrificando a broca e transportando cascalhos para a superfície. Dada a complexidade e o custo para atingir as propriedades ideais desse fluido, a sua recuperação e reutilização após cada etapa de perfuração são essenciais.

Ao retornar à superfície, o fluido carrega cascalhos e outros materiais que devem ser removidos para permitir sua reutilização. A primeira etapa de separação envolve uma peneira vibratória, que remove os sólidos mais grosseiros, enquanto o fluido passa para tratamentos subsequentes (Bridges; Robinson, 2020). Visando otimizar a operação de separação sólido–líquido e extrair informações em tempo real sobre a situação da perfuração, este trabalho propõe o uso de técnicas de visão computacional para monitorar a peneira vibratória. Essa abordagem visa automatizar a detecção da morfologia dos cascalhos, monitorar a vazão de retorno do fluido e outras variáveis críticas do processo, contribuindo para o aumento da eficiência e da segurança das operações de perfuração de poços de petróleo.

Diversos estudos têm proposto métodos para melhorar a eficiência da separação de sólidos em peneiramento industrial por meio de técnicas de visão computacional. Silva (2017) validou o uso da análise de imagens em peneiramento vibratório em escala piloto, correlacionando área de tela ocupada e teor de umidade da suspensão. Barbosa (2018) demonstrou a viabilidade de estimar, por análise de imagens, não apenas a área de secagem e piscina, mas também a velocidade de escoamento, por meio de medidas manuais entre frames. Holt e Ruel (2022) aplicaram CNNs para classificação da carga de cascalhos, notando dificuldades em superfícies úmidas e partículas finas. Grossi (2020) e Grossi et al. (2023) enfatizaram a necessidade de integrar CNNs e ampliar bases de dados para melhorar a robustez da detecção automatizada. Por fim, Jing et al. (2024) validaram um sistema de quantificação em tempo real contra medições empíricas.

Objetivando superar as limitações observadas, este estudo apresenta o desenvolvimento de um novo software de visão computacional, com execução local da rede YOLOv8. Como contribuição adicional, o sistema incorpora novos métodos de avaliação da acurácia dos resultados, incluindo o cálculo da área preenchida esperada com base em anotações manuais. Também foi incorporada a estimativa da “velocidade seccional”, que relaciona a vazão volumétrica da suspensão com a área da seção transversal da peneira na região de saída, permitindo uma comparação física com as velocidades inferidas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

A metodologia de desenvolvimento do software de visão computacional proposto neste estudo foi dividida em duas etapas: experimental e computacional, conforme descrito a seguir.

A etapa experimental consistiu na realização de testes com uma peneira vibratória industrial e na gravação de vídeos da região de praia durante a operação. A tela da peneira pode ser dividida em três zonas principais: (1) região de piscina, onde a suspensão é alimentada e predomina a fase líquida; (2) região de interface piscina-praia, com redução da fração líquida; (3) região de praia, onde os sólidos se concentram. Este estudo concentrou-se na região de praia, por conter os cascalhos que podem indicar condições operacionais do poço e possíveis instabilidades durante a perfuração.

Os experimentos foram conduzidos utilizando uma peneira vibratória da marca M-I SWACO (Figura 1), pertencente ao Grupo de Pesquisa em Tecnologia e Inovação em Processos de Energia, Separação e Mistura, no Laboratório de Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia (FEQ/UFU). A suspensão utilizada nos testes consistiu em 98% de fase líquida (água contendo 3% de argila esmectita) e 2% de fase sólida (areia), sendo os percentuais em base mássica, simulando um fluido de perfuração com propriedades reológicas típicas e partículas sólidas representando cascalhos da formação geológica.



Figura 1: Peneira Vibratória M-I SWACO da FEQ/UFU.

A peneira foi equipada com tela API 200 e operada a 1200 RPM e 1800 RPM. Foram testadas três vazões de alimentação: 20, 30 e 40 m³/h. Para cada condição, foram gravados três vídeos com 5 minutos de duração, com taxa de 30 FPS, capturando a vista superior da extremidade final da peneira (região de praia) após a estabilização do regime. Esses vídeos foram utilizados na etapa computacional do desenvolvimento do software. Assim como, a vazão mássica de sólidos foi determinada para cada operação, ao se inserir um tubo coletor na região de saída da peneira, mediu-se a massa da suspensão adquirida em um determinado intervalo de tempo. A vazão mássica foi convertida em volumétrica, utilizando-se a densidade da suspensão.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A etapa computacional consistiu no desenvolvimento de um software de visão computacional, programado em Python, com base na detecção de objetos por meio da rede YOLOv8, executada localmente. Para a criação da base de dados utilizada no treinamento, utilizou-se a plataforma Roboflow, responsável pela anotação das imagens extraídas dos vídeos experimentais a uma taxa de 1 FPS e pela organização do conjunto de dados em formato compatível com o modelo. A segmentação dos objetos de interesse foi realizada manualmente e com o auxílio da ferramenta *Smart Polygon*, que utiliza o modelo SAM 2 (Segment Anything Model 2) da plataforma META AI. A escolha da rede YOLOv8 (ULTRALYTICS, 2023) fundamenta-se em sua elevada velocidade de inferência, compatibilidade com execução local e facilidade de integração com diferentes fluxos de trabalho. Essas características tornam a YOLOv8 particularmente adequada para aplicações industriais que demandam processamento rápido, flexibilidade e independência de conectividade com servidores externos.

Com o conjunto de dados anotado, foram aplicadas técnicas de aumento de dados (*data augmentation*) no próprio Roboflow, variando brilho, contraste, gerando um mosaico de recortes e aplicando ruído e desfoque, a fim de aumentar a robustez do modelo frente a variações experimentais. O treinamento da rede YOLOv8 foi realizado localmente no ambiente Python.

O modelo neural obtido com a YOLOv8 forneceu como saídas a detecção de objetos de interesse, os cascalhos, que foram utilizadas pelo software para realizar duas funções principais: a estimativa da porcentagem de área da tela da peneira ocupada pela suspensão, calculada pela razão entre a área detectada e a área total da imagem, e a estimativa da velocidade de escoamento da suspensão, obtida a partir do deslocamento dos objetos entre frames consecutivos e o tempo percorrido entre eles. O intervalo de tempo correspondente foi obtido dividindo-se o intervalo entre frames avaliados, definido como 5 nesse trabalho, pela taxa de processamento do vídeo, definido como 5 FPS.

A distância percorrida pelas partículas de cascalho foi mensurada utilizando a diferença euclidiana, uma técnica amplamente empregada para calcular a diferença entre dois pontos em um espaço bidimensional (Black, 2004), aplicada aos centros das detecções mais próximas ao longo do intervalo de frames considerado, ou seja, por meio da detecção de características das partículas de cascalho que correspondam ao mesmo objeto. Para cada frame, o algoritmo calcula a diferença euclidiana entre os centros das detecções atuais (x2,y2) e as detecções do frame anterior (x1,y1), identificando a menor diferença como a correspondente ao mesmo objeto, conforme a Equação 1.

$$d_{mín} = min\left(\sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2}\right)$$

Equação 1: Distância Euclidiana entre objetos em um plano.

Converteu-se a distância em píxeis (d_{pixeis}) para centímetros (d_{cm}), multiplicando-se a distância percorrida pelo objeto entre frames pela razão entre

ISBN: 978-65-5222-057-8

o comprimento da seção (l_{cm}), em centímetros, e o valor correspondente em píxeis (l_{pixeis}), conforme a Equação 2.

$$d_{cm} = d_{pixeis} \times \frac{l_{cm}}{l_{pixeis}}$$

Equação 2: Conversão de píxeis para centímetros.

Para avaliação da acurácia desses resultados, foram empregados dois métodos complementares: a comparação entre a porcentagem de área preenchida detectada e a porcentagem de área preenchida esperada; e a comparação entre a velocidade estimada e a velocidade seccional.

A área preenchida esperada foi calculada por meio de um algoritmo que interpreta os arquivos de anotação no formato Pascal VOC, exportados do Roboflow. Para cada imagem, o algoritmo identifica os polígonos previamente anotados, preenche essas formas, calcula suas respectivas áreas individuais e obtém a soma da região ocupada pela suspensão. Em seguida, essa área é normalizada pela área total da imagem, a partir das dimensões registradas no próprio arquivo XML, resultando na porcentagem da tela ocupada pelos objetos de interesse. Adicionalmente, o algoritmo realiza uma filtragem automática dos arquivos com base na nomenclatura dos nomes das imagens, separando os resultados segundo os valores de rotação da peneira (RPM) e vazão (20, 30 ou 40 m³/h), permitindo o resultado da área esperada conforme as condições operacionais.

A velocidade seccional (VS), descrita na Equação 3, foi definida como um parâmetro teórico de referência para se aproximar de uma possível velocidade da suspensão, calculada pela razão entre a vazão volumétrica da suspensão coletada (Q_{coleta}) e a área da seção transversal ao escoamento na extremidade da peneira ($A_{seccional}$). Por limitações experimentais, não foi possível realizar a medição direta da altura ocupada pelo fluido na tela por meio de sensoriamento. Assim, adotou-se um valor fixo de 0,5 cm para a altura da suspensão em todas as condições operacionais. Além disso, assumiu-se que todo o comprimento da extremidade da peneira estava ocupado por sólidos em escoamento, o que permitiu considerar a largura da peneira como o comprimento da seção. Dessa forma, a área seccional foi estimada como o produto entre a altura fixa da lâmina de fluido e a largura da tela, possibilitando a obtenção de uma velocidade média teórica para comparação com os valores inferidos pelo modelo.

$$\mathrm{VS} = \frac{Q_{coleta}}{A_{seccional}}$$

Equação 3: Cálculo da velocidade seccional.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 4 apresenta um exemplo do resultado gráfico de processamento de área preenchida e a Figura 5 um exemplo do resultado gráfico do processamento de velocidade, ambos gerados simultaneamente no software.

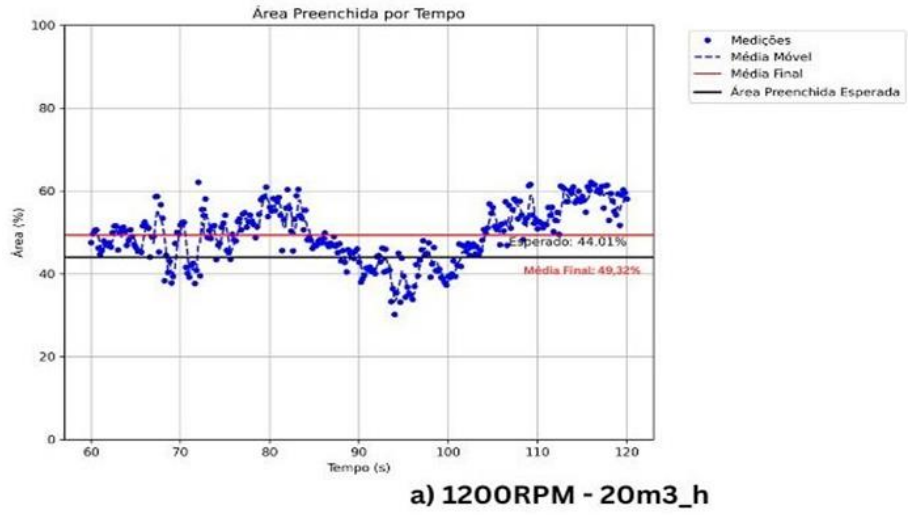


Figura 4: Porcentagem de área preenchida para operação de 1200 RPM e vazão de 20m^3/h.

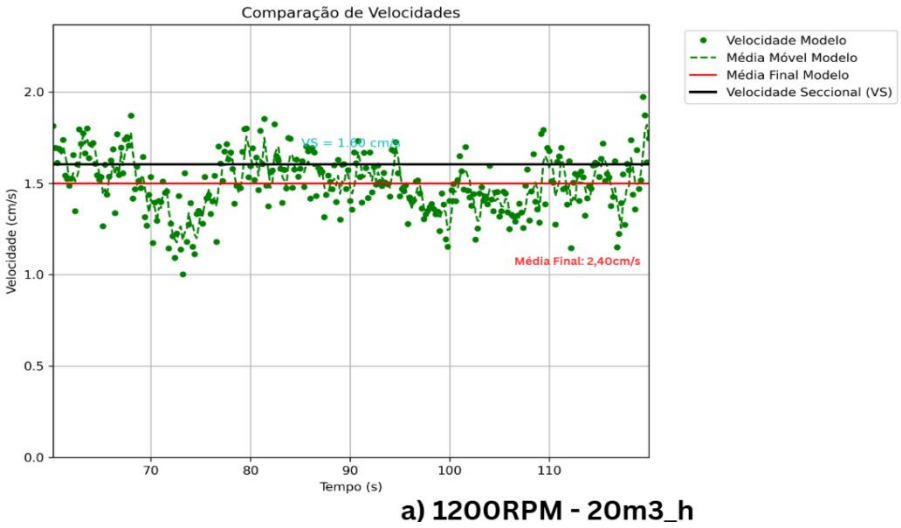


Figura 5: Velocidade dos sólidos sob a tela da peneira para operação de 1200 RPM e vazão de 20m^3/h.

O erro relativo absoluto (ER_A) foi calculado para ambas as operações (Tabela 1), comparando-se o valor médio final da porcentagem de área preenchida obtido pelo modelo (AP_M) com a área preenchida esperada (AP_E). Em seguida, calculou-se o erro relativo absoluto médio para cada operação (ER_{AM}). A Tabela 2 apresenta os resultados de velocidade obtidos pelo modelo (V_M) e a VS, de maneira análoga.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1: Resultados de área preenchida e erro relativo.

Operação	Vazão (m^3/h)	AP_M (%)	AP_E(%)	ER_A (%)	ER_{AM} (%)
1200	20	49,32	44,41	11,06	7,76
	30	75,31	70,38	7,00	
	40	73,92	70,26	5,21	
1800	20	11,16	18,97	41,17	15,53
	30	16,12	17,02	5,29	
	40	23,24	23,27	0,13	

Tabela 2: Resultados de área preenchida e erro relativo.

Operação	Vazão (m^3/h)	V_M (cm/s)	VS (cm/s)	ER_A (%)	ER_{AM} (%)
1200	20	1,50	1,60	6,25	15,13
	30	2,72	3,18	14,56	
	40	2,40	3,18	24,53	
1800	20	5,5	5,1	7.84	5,90
	30	6,97	7,63	8.65	
	40	9,30	9,19	1,20	

A análise dos resultados revelou que, para a rotação de 1200 RPM, especialmente nas vazões de alimentação de 30 m³/h e 40 m³/h, a tela operava próxima da condição de saturação, apresentando percentuais de área preenchida superiores a 70%. Essa elevada ocupação da tela tende a reduzir o contraste entre as classes detectadas pela rede, dificultando a segmentação e afetando a precisão da inferência.

Outro ponto crítico refere-se à estimativa da área utilizada para o cálculo de velocidade seccional. A ausência de utilização de um sensor capaz de medir a altura efetiva da lâmina de fluido em escoamento forçou a adoção de uma altura fixa de 0,5 cm para todas as operações. Além disso, assumiu-se que toda a largura da extremidade da peneira estava sendo atravessada no escoamento de cascalhos, o que pode superestimar a saída real de cascalhos em relação ao escoamento real em operações com menor dispersão lateral dos sólidos, como as operações com 1800 RPM. Tais simplificações impactam diretamente na exatidão da velocidade teórica calculada.

Apesar das limitações experimentais, os resultados demonstram o potencial da abordagem proposta. A estimativa da velocidade de escoamento da suspensão, quando comparada à velocidade seccional, apresentou boa concordância, especialmente nas situações em que a tela não estava saturada,

ISBN: 978-65-5222-057-8

como nas vazões de 20 m³/h e nas operações com rotação de 1800 RPM. Nessas condições, observou-se maior precisão na detecção das bordas dos objetos e melhor separação entre as classes, o que contribuiu para a estabilidade das estimativas de velocidade. Esse comportamento corrobora a sensibilidade do modelo à densidade de preenchimento da tela, reforçando a relevância de aplicar técnicas de aumento de dados e treinamento robusto.

Além disso, o software foi capaz de capturar uma tendência física coerente com o processo: a velocidade média de escoamento estimada aumentou com a elevação da vazão de alimentação em ambas as rotações, refletindo adequadamente o comportamento esperado do sistema. A comparação entre as duas rotações também indicou que a operação a 1800 RPM proporcionou escoamentos mais rápidos e visualmente mais distribuídos, o que pode ser associado ao maior nível de agitação e dispersão lateral promovido pela vibração mais intensa.

CONCLUSÕES

O presente estudo demonstrou a viabilidade do uso de visão computacional, com inferência local via YOLOv8, para o monitoramento da separação sólido–líquido em peneiras vibratórias. O software desenvolvido foi capaz de estimar, com boa concordância, a área ocupada por suspensão sobre a tela e a velocidade de escoamento dos sólidos em diferentes condições operacionais. As análises indicaram que a maior precisão foi obtida em condições de menor saturação da tela, como nas operações a 1800 RPM e em vazões de 20 m³/h, destacando a influência do grau de preenchimento sobre a acurácia da segmentação. Além disso, observou-se coerência física na tendência de aumento da velocidade estimada com o incremento da vazão de alimentação, o que reforça a sensibilidade e confiabilidade do sistema proposto. Apesar das simplificações adotadas na estimativa da velocidade seccional e das limitações na técnica de medição da vazão mássica, os resultados obtidos foram consistentes com o comportamento esperado do processo. O uso de métodos complementares de validação, como a comparação com anotações manuais e parâmetros teóricos, contribuiu para qualificar a avaliação do modelo, conferindo maior robustez às inferências.

Os próximos passos desse trabalho considerarão a adoção de ferramentas mais rígidas para produção dos parâmetros comparativos, como o sensoriamento de nível e do comprimento da peneira efetivamente atravessado pelo material coletado. Outrossim, verificou-se a necessidade da instrumentação de um sistema mais rigoroso e independente de coleta de sólidos com medição de vazão mássica na saída da peneira, assim como o aprimoramento da base de dados, tornando-a maior e mais diversificada.

Finalmente, com as informações atualmente geradas pelo software, é possível fazer com que através da velocidade estimada, infira-se a vazão de

ISBN: 978-65-5222-057-8

alimentação. Acredita-se que, implementando associativamente a informação de densidade do material coletado, altura da suspensão e comprimento efetivamente atravessado, será possível também obter a informação da vazão mássica de sólido coletado.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro e ao Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani pela infraestrutura de pesquisa e ao CENPES/PETROBRAS pelos recursos aportados no Projeto de Pesquisa SAP Nº 4600675541. Os autores também agradecem ao Grupo de pesquisa em Tecnologia e Inovação em Processos de Energia, Separação e Mistura da Universidade Federal de Uberlândia (FEQ/UFU), na pessoa do Professor Dr. Rubens Gedraite, assim como ao Pesquisador Vinícius Pimenta Barbosa e ao aluno de doutorado Rafael Yuri Medeiros Barbosa, pelo apoio e suporte técnico durante a realização dos experimentos na peneira vibratória.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARBOSA, V. P. Avaliação de fatores operacionais em processo de peneiramento vibratório aplicado à separação sólido-líquido com o auxílio de técnicas de análise de imagem. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2018.

BLACK, P. E. Euclidean Distance. National Institute of Standards and Technology (NIST), 17 dez. 2004. Disponível em: https://xlinux.nist.gov/dads/HTML/euclidndstnc.html. Acesso em: 15 ago. 2024.

BRIDGES, S.; ROBINSON, L. A practical handbook for drilling fluids processing. Gulf Professional Publishing – Elsevier, 2020.

GROSSI, C. D. Desenvolvimento de um software de visão computacional para estudo do escoamento de cascalhos em peneira vibratória. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Instituto de Tecnologia – PPGEQ. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Seropédica, 2020.

GROSSI, C. D.; HUMMEL, Y. N.; MOURA, E. A.; SCHEID, C. M.; CALÇADA, L. A.; MELEIRO, L. A. C. Development of computational vision methodologies for monitoring cuttings in the drilling fluid treatment system. Brazilian Journal of Chemical Engineering, v. R3QA6, p. 0104, 2023.

GUILHERME, I. R.; MARANA, A. N.; PAPA, J. P.; CHIACHIA, G.; AFONSO, L. C. S.; MIURA, K.; FERREIRA, M. V. D.; TORRES, F. Petroleum well drilling monitoring through cutting image analysis and artificial intelligence techniques. Engineering Applications of Artificial Intelligence, Elsevier, p. 201 – 207, 2011.

HOLT, C.; RUEL, F. Using AI Cuttings Load Classification to Assess Hole Cleaning and Wellbore Stability. SPE, Texas, 2022.

ISBN: 978-65-5222-057-8

JING, H.; OZBAYOGLU, E.; BALDINO, S.; HOLT, C.; RUEL, F.; WANG, J. AI camera system for real-time load concentration estimation. OTC, Texas, 2024.

MARANA, A. N.; CHIACHIA, G.; GUILHERME, I. R.; PAPA, J. P.; MIURA, K.; FERREIRA, M. V. D.; TORRES, F. An Intelligent System for Petroleum Well Drilling Cutting Analysis. Artificial Intelligence Systems. IEEE International Conference on Adaptative and Intelligent Systems, p. 37 – 42, 2009.

SILVA, R. M. Análise de imagem aplicada em processo de peneiramento vibratório. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2017.

TAVARES, G. D. et al. Avaliação de uma nova metodologia para desenvolvimento de softwares de visão computacional: aplicação na separação de sólidos em peneiras vibratórias. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE SISTEMAS PARTICULADOS (ENEMP), 41., 2024, São Cristóvão. *Anais [...]*. São Cristóvão: ENEMP, 2024.

ULTRALYTICS. *YOLOv8 Docs*. Disponível em: https://docs.ultralytics.com. Acesso em: 25 maio 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONTRIBUIÇÃO PARA O ENTENDIMENTO DA INFLUÊNCIA DOS ÍONS CÁLCIO E BICARBONATO NA INCRUSTAÇÃO DO CARBONATO DE CÁLCIO E NA DETERMINAÇÃO DA CONCENTRAÇÃO MÍNIMA DE INIBIDOR (MIC)

Wagner Aldeia[1], Vitória Silva Lourenço[1], Mayra Fernanda de Souza Menezes[1], Caique Marques Mattos[1], Gabriel Nunes Rodrigues[1], Victor Doce Yamamura[2], José Mateus Dias Neto[2], Bruno Barbosa Castro[2]

[1]Instituto de pesquisas tecnológicas - IPT, waldeia@ipt.br;
[2]Petrobras / CENPES Ilha do Governador, vyamamura@petrobras.com.br

RESUMO

Este trabalho tem o objetivo de contribuir para o entendimento das expressivas variações nas determinações da Concentração Mínima de Inibidor (MIC), quando o sistema se apresenta com excesso de íons cálcio ou excesso de íons bicarbonato, na avaliação da incrustação do $CaCO_3$, empregando o sistema de avaliação de *Tube Blocking Test* (TBT). Tendo como base experimentos e resultados reportados na literatura, onde as MIC´s determinadas apresentaram diferenças expressivas (40 X) quando o sistema estava com excesso de bicarbonato, foram conduzidos experimentos em condições semelhantes, utilizando um sistema que permite a quantificação de sólidos ao longo do escoamento em um reator tubular, obtendo-se assim o perfil de incrustação, possibilitando uma avaliação e o entendimento dos mecanismos que levam à obtenção de significativa diferença entre as MIC´s determinadas. Foram avaliadas duas diferentes composições de águas, uma com excesso de íons cálcio e a segunda com excesso de íons bicarbonato, em temperatura de 80ºC. Os resultados mostraram que as massas de partículas incrustadas são semelhantes quando comparada às supersaturações, com excesso de partículas formadas (aragonita) sobre a camada incrustada (calcita), que normalmente são removidas por força de cisalhamento. Com a possibilidade de separar essas classes de partículas, foi possível observar no sistema que a relação $CaCO_3$ precipitável/ concentração de inibidor são semelhantes em ambas as situações. Concluiu-se que o sistema *Tube Blocking Test* (TBT) quando utilizado para avaliar sistemas com elevadas supersaturações pode levar a resultados inesperados devido ao excesso de formação de partículas de carbonato de cálcio aderidas à superfície incrustada, não possibilitando o arraste pela força de cisalhamento e consequente bloqueio do tubo, sem, no entanto, representar efetivamente as partículas incrustadas.

Palavras-chave: MIC, carbonato de cálcio, incrustação, inibidor, excesso sais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O carbonato de cálcio ($CaCO_3$) é um sal inorgânico abundante na natureza e o mais comum em incrustações em ambientes petrolíferos, podendo ocasionar perda de carga e entupimentos de válvulas e tubulações. Atualmente a maneira utilizada para mitigar as incrustações ocasionadas por carbonato de cálcio é o uso de inibidores químicos, que são injetados no poço ou nas tubulações para impedir a formação do carbonato de cálcio.

Os inibidores químicos são especialmente compostos orgânicos à base de fósforo, como os fosfonatos, polieletrólitos e os acrilatos (SHEIKHOLESLAMI, 2003). O uso extensivo desses produtos químicos tem gerado preocupações ambientais significativas. Muitos inibidores comerciais não são facilmente biodegradáveis e podem persistir no ambiente aquático, afetando organismos aquáticos e alterando ecossistemas (TANG et al., 2015; MAVREDAKI et al., 2017).

A determinação da MIC (*Minimum Inhibitory Concentration*), ou concentração mínima de inibidor, é um parâmetro crítico no controle da incrustação de carbonato de cálcio. A MIC representa a menor concentração de um inibidor químico necessária para prevenir ou retardar significativamente a formação de incrustações em condições específicas de operação (AMJAD, 1995).

Conhecer esse valor é fundamental para promover uma gestão mais eficiente e sustentável do uso de inibidores químicos. Quando quantidades superiores à MIC são aplicadas desnecessariamente, ocorre desperdício de produto químico, aumento dos custos operacionais e maior risco de impactos ambientais (ZUHLKE et al., 2015).

Atualmente existem algumas metodologias para avaliar a concentração mínima de inibidor necessária para inibir a incrustação, o método mais conhecido é o sistema *Tube Blocking Test* (TBT), que consiste em um sistema de fluxo contínuo em tubos capilares, no qual se faz circular uma solução supersaturada com íons cálcio (Ca^{2+}) e carbonato (CO_3^{2-}). O sistema é mantido a uma temperatura desejada e a pressão acompanhada. A obstrução do tubo causada pela precipitação de carbonato de cálcio é monitorada ao longo do tempo.

O sistema TBT trás certa facilidade nas avaliações para concentração de inibidor, mas pode trazer resultados inesperados em altas supersaturações e taxa de nucleação alta por bloquear o tubo muito facilmente e não acompanhar a incrustação ao longo do reator (ALDEIA et al., 2023).

Xu, et al. (2014) avaliaram diferentes concentrações de íon cálcio e íon bicarbonato mantendo a mesma supersaturação (*Saturation Index - SI)* para avaliar o efeito da variação dos íons na concentração mínima de inibidor. E como resultados observaram que com uma maior concentração de íons bicarbonato é necessária uma maior concentração de inibidor para mitigar a incrustação, quando comparado com soluções com excesso de íons cálcio.

O trabalho visou aplicar uma metodologia semelhante, diferenciando em termos de avaliações, buscando a compreensão dos resultados observados por

ISBN: 978-65-5222-057-8

Xu et al. 2014, onde o sistema empregado possibilitou uma maior compreensão dos fenômenos ligados à cinética de precipitação e o impacto nos resultados pelo sistema TBT.

METODOLOGIA

Duas composições de águas foram avaliadas dentre as composições estudadas por Xu et al., 2014, apresentadas na **Tabela 1**, sendo as águas 1 e 3. Como podem ser observadas, todas as composições possuem o mesmo SI calculados pelo autor, diferenciando-se nas relações de Ca^{2+}/HCO_3^-, optando-se então pelos extremos desta relação para avaliação neste trabalho.

Tabela 1 – Composição iônica das águas utilizadas para as avaliações

	Água 1	***Água 2***	***Água 3***
Na^+	2000	10600	12257
Ca^{2+}	8200	700	110
Mg^{2+}	50	50	50
Cl^-	17630	17220	14076
HCO_3^-	150	700	3000
pH artigo	7,2	7,7	7,9
SI	2,57	2,57	2,57
Ca^{2+}/HCO_3^-	55	1	0,04
Massa precipitável estequiométrica	123 mg/L	574 mg/L	275 mg/L

Fonte: Xu et al., 2014

Para a realização do ensaio as soluções foram divididas em duas soluções precursoras, nomeadas como soluções catiônicas e soluções aniônicas, sendo produzidas de acordo com os reagentes e quantidades apresentados na **Tabela 2** para a Água 1 e na **Tabela 3** para a Água 3. A composição final é obtida quando da mistura das duas correntes na entrada do reator de avaliação.

Tabela 2 – Composição da solução catiônica e aniônica da Água 1

Água 1		
Constituintes em g	**Sol. Catiônica**	**Sol. Aniônica**
NaCl	5,084	4,797
$MgCl_2 \ 6H_2O$	0,836	
$CaCl_2 \ 2H_2O$	60,101	
$NaHCO_3$		0,413
Água	933,98	994,79

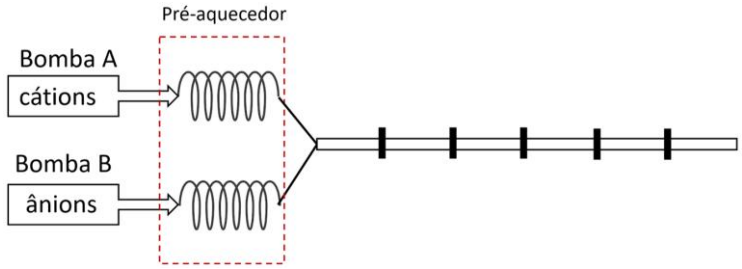
ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 3 – Composição da solução catiônica e aniônica da Água 3

Água 3		
Constituintes em g	**Sol. Catiônica**	**Sol. Aniônica**
NaCl	31,158	25,412
$MgCl_2$ $6H_2O$	0,836	
$CaCl_2$ $2H_2O$	0,807	
$NaHCO_3$		8,261
Água	967,20	966,33

Os experimentos foram realizados em sistema semelhante ao TBT, como apresentado esquematicamente na **Figura 1**.

Figura 1 – Esquema simplificado do sistema reacional



O escoamento reativo foi conduzido no reator isolado termicamente, com comprimento total de 2 metros e com diâmetro interno de 3,3 mm, seccionado em comprimentos de 40 cm e com possibilidade de abertura para avaliação interna. As soluções foram alimentadas por meio de bombeamento (bombas tipo HPLC), sendo preaquecidas antes da injeção na entrada do reator, isolado termicamente. Ao final de todos os experimentos os sólidos resultantes nas paredes internas do reator foram lavados através da interrupção da alimentação das soluções e injeção de água destilada, por um período de 5 minutos.

Os experimentos foram realizados em temperatura de 80ºC e com uma vazão total de 270 mL/min. O tempo total dos experimentos foram fixados em 60 minutos e o inibidor definido foi o HEMPA (*hydroxymethyl amino-di(methylene phosphonic acid*) que possuí dois grupos fosfonatos na sua estrutura, já que o trabalho de Xu et al., 2014 apresenta a utilização de diversos inibidores, mas principalmente inibidores fosfonatos para a mitigação da incrustação. O inibidor foi adicionado na solução aniônica e homogeneizado antes do início da reação.

Para avaliação das massas de carbonato de cálcio resultantes nas paredes internas do reator, dois procedimentos foram adotados: O primeiro consistiu em conduzir os experimentos e ao final dos procedimentos, o conjunto (sólidos + reator) foram submetidos à secagem em estufa à vácuo (150 mmHg) por um período de 60 minutos, em temperatura de 80ºC, sendo posteriormente submetidos à determinação das massas dos sólidos. O segundo consistiu em remoção das partículas não incrustadas, ou seja, aquelas removíveis com facilidade por baixo esforço mecânico. Deste modo foi possível obter as massas

ISBN: 978-65-5222-057-8

de carbonato de cálcio incrustado (normalmente na fase calcita) e as massas de carbonato de cálcio aderidas (normalmente aragonita, para a temperatura dos experimentos). Estas observações já foram reportadas em publicações pelos autores desta avaliação.

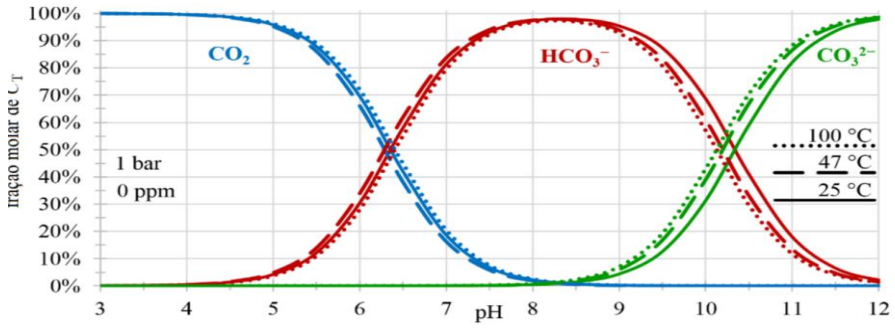
Estabeleceu-se a identificação das diferentes massas como (I) para a massa total resultante nas paredes e (W), para as massas remanescentes após remoção das partículas aderidas.

As distribuições das massas ao longo de cada seção foram determinadas pela remoção parcial do carbonato de cálcio, por dissolução controlada com ácido acético.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Quando da avaliação da Água 1, com excesso de íons cálcio, o nível de pH na solução resultante foi determinado e apresentou um valor aproximado de 6,6 e na solução resultante da Água 3, com excesso de íons bicarbonato foi de 7,8**.** As concentrações de íons de ácido carbônico variam de acordo com o pH, como apresentado na **Figura 2**. Deste modo, na medida em que o nível de pH aumenta, tem-se uma maior cinética de formação do carbonato de cálcio.

Figura 2 – Diagrama de distribuição do ácido carbônico para variações de temperatura.



Fonte: Cosmo, R. 2021

Os resultados de determinação das massas, tanto totais quanto massas incrustadas estão apresentadas graficamente nas **Figuras 3 e 4**.

Como pode ser observado na **Figura 3**, as massas totais se apresentam em níveis relativamente constantes ao longo do reator para a Água 1, enquanto que para a Água 3, é verificado um nível de massa maior na primeira seção do reator, principalmente na entrada da seção.

Quando se avalia a massa incrustada (**Figura 4**), são verificadas distribuições com variações ao longo do reator, podendo ser decorrente do método. No entanto, é verificado uma maior massa incrustada para a Água 3 ao longo do reator quando comparada com a Água 1, podendo-se estimar uma ordem de grandeza em torno de 2 vezes. Estes resultados são compatíveis com

ISBN: 978-65-5222-057-8

as massas precipitáveis determinadas estequiometricamente e apresentadas na **Tabela 1**, onde as massas precipitáveis por unidade de volume são 123 mg/L para a Água 1 e 275 mg/L para a Água 3.

Figura 3 – Perfis de distribuição de massas totais ao longo do reator nos experimentos com a Água 1 e 3

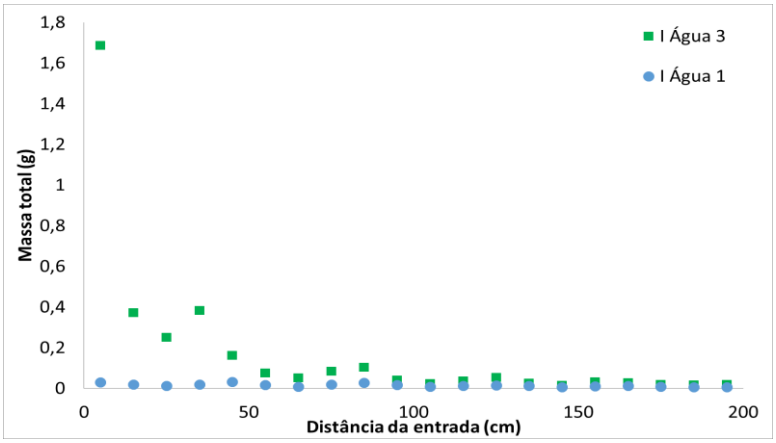
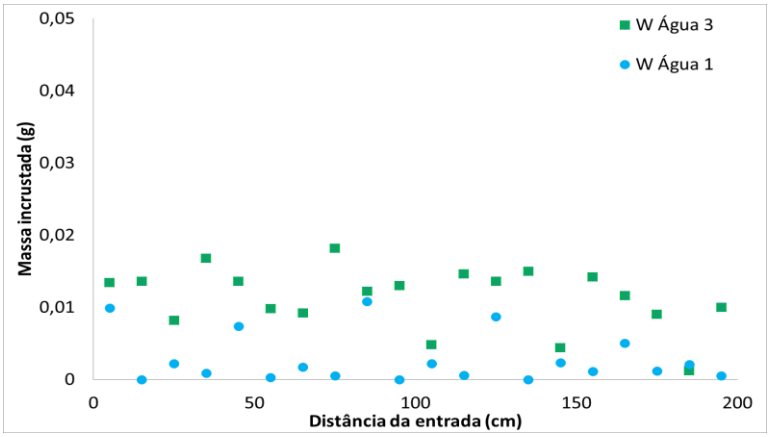


Figura 4 – Perfis de distribuição de massas incrustadas ao longo do reator nos experimentos com a Água 1 e 3



A Água 1 foi avaliada com a adição de inibidor, em concentração de 10 ppm, e os resultados das massas totais em cada seção são apresentadas graficamente na **Figura 5** e as massas incrustadas, apresentadas graficamente na **Figura 6**.

Como pode ser observado na **Figura 5**, as massas totais sem adição de inibidor são superiores às massas determinadas com a adição de inibidor em concentração de 10 ppm. Estes resultados remetem a um aumento do tempo para o início do aumento da perda de carga no método TBT quando da adição do inibidor. Em se avaliando somente as massas incrustadas (**Figura 6**), os resultados seriam semelhantes, no entanto, a diferença entre os tempos seriam menores.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figura 5 – Perfis de massas totais ao longo do reator nos ensaios com a Água 1, com e sem inibidor químico

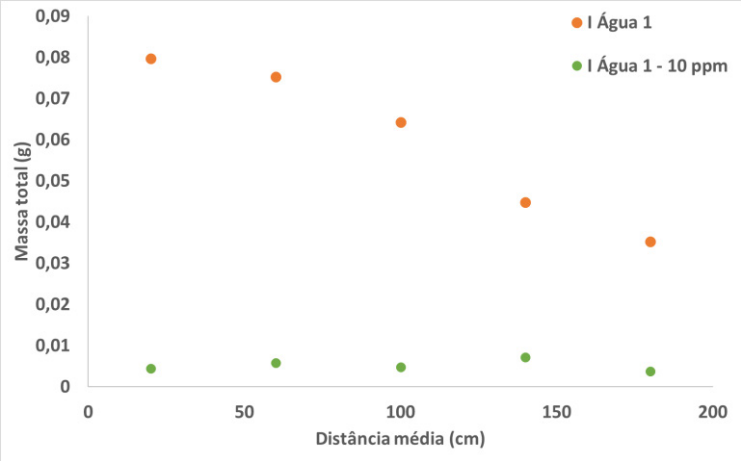
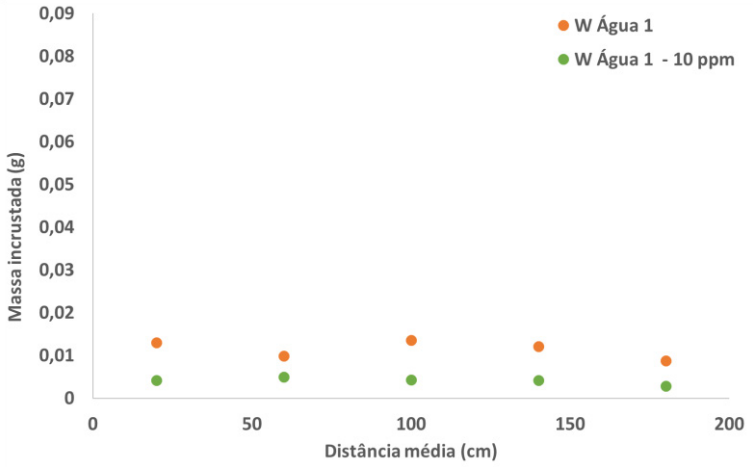


Figura 6 – Perfis de massas incrustadas ao longo do reator nos ensaios com a Água 1, com e sem inibidor químico



Pode ser observado ainda que a concentração de inibidor na solução foi suficiente para impedir e/ou reduzir significativamente a formação de partículas aderidas, considerando os níveis de massas totais e incrustadas com a adição de inibidor, levando a resultados em termos de tempo semelhantes nas duas situações.

Avaliação semelhante foi efetuada com a Água 3, considerando duas concentrações de inibidor, 10 e 20 ppm. Os resultados em termos de perfis de massas totais e massas incrustadas estão apresentados graficamente nas **Figuras 7** e **9**, respectivamente. A **Figura 8** apresenta uma ampliação dos resultados com adição de inibidor.

Como pode ser observado na **Figura 7**, a adição de 10 ppm na solução promoveu uma redução da massa total nas paredes internas do reator. No entanto, observando a ampliação destes resultados na **Figura 8**, o que se verifica é um perfil de massa decrescente, com maior nível na entrada do reator,

ISBN: 978-65-5222-057-8

promovendo rapidamente o aumento da perda de carga. No trabalho utilizado como base, a temperatura dos experimentos foi de 150º C, aumentando desta forma a cinética e um boqueio mais acelerado.

Figura 7 – Perfis de massas totais ao longo do reator nos ensaios com a Água 3 com e sem inibidor químico

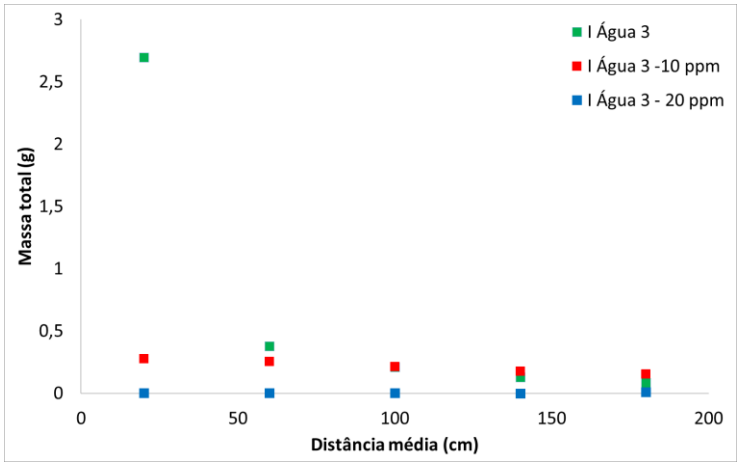
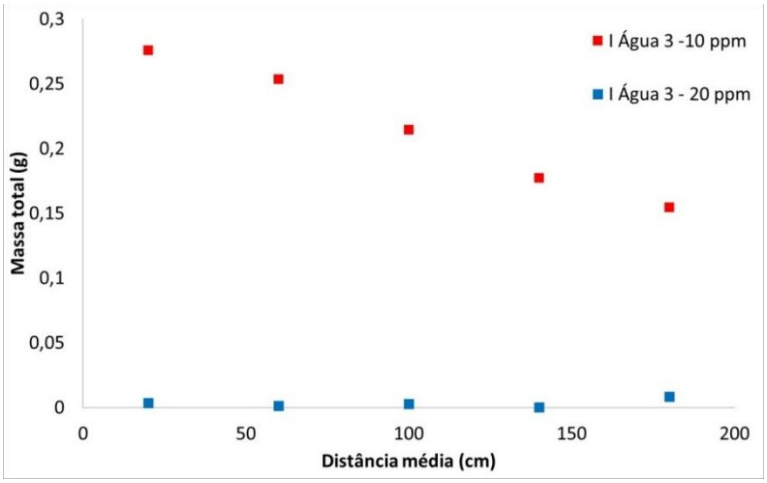


Figura 8 – Perfil de massa total ao longo do reator nos ensaios com a Água 3 com inibidor químico – Ampliação



Nos perfis apresentados na **Figura 9**, pode-se verificar que, sem a adição de inibidor, as massas incrustadas ao longo do reator foram menores que as massas incrustadas com a adição de 10 ppm de inibidor. Este efeito pode ser decorrente da alteração da composição de fases, onde com menor supersaturação com consequente redução da atividade, tem-se o favorecimento para aumento da fase calcita, mais incrustante que a fase aragonita, normalmente aderida.

No entanto, tem-se a incrustação praticamente zerada ao longo do reator com o aumento da concentração de inibidor em 2 vezes.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Uma compilação das principais massas obtidas na presente avaliação está apresentada na **Tabela 4**.

Figura 9 – Perfil de massa incrustada ao longo do reator nos ensaios com a Água 3 com e sem inibidor químico

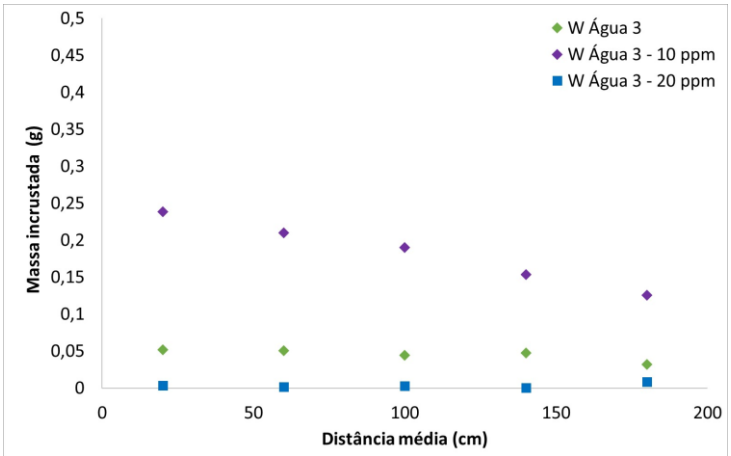


Tabela 4 – Massas totais e massas incrustadas ao longo do reator nos ensaios conduzidos com e sem inibidor.

	Massa total precipitada (g)	Massa incrustada (g)
Água 1	0,3	0,06
Água 1 + 10 ppm	0,026	0,021
Água 3	3,5	0,23
Água 3 + 10 ppm	1,08	0,92
Água 3 + 20 ppm	0,0164	0,0164

Como pode ser observado na **Tabela 4**, a Água 1 deixa de apresentar massa aderida com adição de 10 ppm de inibidor enquanto a Água 3 apresenta este comportamento com adição de 20 ppm. Deste modo, a relação massa precipitável/concentração de inibidor para a Água 1 foi de aproximadamente 12,3 e a relação foi de 13,8 para a Água 3.

CONCLUSÕES

Com base nos resultados apresentados, pode-se concluir que as diferenças verificadas nas determinações de MIC para águas com alta concentração de íons cálcio e águas com alta concentração de íons bicarbonato são decorrentes de limitações do método de avaliação, devido às diferentes cinéticas de precipitação em função do pH do meio.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Ainda é possível concluir que a concentração de inibidor na avaliação da MIC é dependente da supersaturação, expressa em massa precipitável determinadas por balanço estequiométrico, e que a relação massa precipitável/concentração de inibidor independe do tipo de excesso de íons, ou seja, cálcio ou mesmo bicarbonato.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras e CNPq pelo apoio financeiro e ao Laboratório de Processos Químicos e Tecnologia de Partículas do IPT pela infraestrutura e colaboração na execução dos ensaios.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALDEIA, W., LOURENÇO, V., DEL BIGIO, J., CASTRO, B., SCHLUTER, H., MARTINS, A. Avaliação do efeito do campo magnético em escoamento reativo com associação de método TBT e ISDER. ENAHPE 2023 – Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo e Gás - Matinhos – PR, 14 a 17 de Agosto.

AMJAD, Z. (1995). "Calcium carbonate inhibition by polyacrylic acids". Journal of Colloid and Interface Science, 171(2), 506–516.

COSMO, R. P., A Fase Oleosa e a Degaseificação do CO2 na Precipitação de CaCO3: Implicações. Modelagem, Simulação Numérica, Validação e Desenvolvimento de Protótipo Experimental, Tese Doutorado, Univ. Federal do Espírito Santo, 2022

MAVREDAKI, E., DEMADIS, K. D., & STATHOULOPOULOU, A. (2017). "Environmentally friendly scale inhibitors: Evaluation of biodegradable polycarboxylates and phosphonates in cooling water applications". *Desalination and Water Treatment*, 87, 314–322.

SHEIKHOLESLAMI, R. (2003). "Scale formation in desalination processes: effect of water chemistry on the nucleation of calcium carbonate". *Desalination*, 157(1–3), 217–224.

TANG, Y., ZUO, Y., & WANG, Y. (2015). "Environmental impacts of phosphorus-based scale inhibitors in water treatment". *Environmental Science and Pollution Research*, 22(24), 19832–19841.

Xu, B.; Tao, C.; Chen, P.; Montgomerie, H.; Hagen, T.; Guo, Q.; Yang, X. Influence of Calcium and Bicarbonate ions on the Kinetics of $CaCO_3$ Formation at High Temperature in the Absence and Presence of Scale Inhibitors. SPE-169769-MS, 2014.

ZUHLKE, C. A., ALEXANDER, M. D., & SOWARDS, J. W. (2015). "Persistence and environmental impact of scale inhibitors in industrial water systems". Industrial & Engineering Chemistry Research, 54(14), 3637–3644.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO DA HIDRODINÂMICA EM VÁLVULA AICD ATRAVÉS DA TÉCNICA DE CFD

Edson de Jesus Segantine[1], Fabio de Assis Ressel Pereira[1], Daniel da Cunha Ribeiro[1], Eduardo Paiva dos Santos[1], Renato do Nascimento Siqueira[2], Giselle Maria Lopes Leite da Silva[3]

[1]Universidade Federal do Espírito Santo, Av. Fernando Ferrari, 514, Goiabeiras, Vitória/ES, fabio.a.pereira@ufes.br, Instituto Federal do Espírito Santo, Rodovia BR Norte Km 58, 101, Litorâneo, São Mateus/ES, [3]Petróleo Brasileiro S/A Petrobras – Centro de Pesquisa Leopoldo Miguez (CENPES), Av Horácio Macedo 950, Cidade Universitária, Rio de Janeiro/RJ

RESUMO

As válvulas autônomas de controle de influxo (AICD – *Autonomous Inflow Control Device*) são dispositivos desenvolvidos para otimizar a produção de petróleo em reservatórios heterogêneos, não só restringindo a entrada de fluidos como água e gás, mas também favorecendo a passagem de óleo. Neste trabalho, foi realizado um estudo empregando ferramentas de dinâmica de fluidos computacional, por meio dos softwares Ansys Fluent e OpenFOAM, para avaliar escoamento em válvula do tipo AICD. O estudo foi conduzido considerando as particularidades da geometria da válvula para capturar seu princípio de funcionamento. Para a discretização do domínio foi empregada a estratégia de malha estruturada perfazendo 1,2 milhões de elementos hexaédricos com parâmetros de qualidade ortogonal mínima de 0,6, skew mínimo de 0,45, ângulo mínimo de 36° e razão de aspecto variando entre 1,4 e 14. Para uma abordagem inicial, considerou-se o escoamento como incompressível, isotérmico, monofásico, transiente e turbulento. Neste sentido, diversos cenários de produção foram considerados tomando como base o óleo como fase fluida com viscosidade e massa específica variando de 1,2 a 25 cp e 835 a 880 kg/m3, respectivamente, e vazão de produção de 25 a 75 m3/dia. A modelagem considerou os principais modelos de turbulência para garantir a captura dos principais efeitos hidrodinâmicos. A partir dos resultados de perda de carga, dos contornos de velocidade e da taxa de dissipação de energia cinética turbulenta foi possível compreender o comportamento do escoamento no interior da válvula e avaliar seu desempenho em diferentes condições operacionais. Outro aspecto avaliado foi a identificação de zonas com maior potencial para acúmulo de sólidos, representando um cenário de incrustação inorgânica. A partir do entendimento da fluidodinâmica na válvula foi possível apontar aspectos de otimização da geometria da válvula subsidiando estratégias que poderiam ser aplicadas para mitigação de incrustação.

Palavras-chave: Válvula AICD, CFD, escoamento monofásico, regime turbulento, controle de influxo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

1 INTRODUÇÃO

As válvulas AICD (Autonomous Inflow Control Devices) representam uma evolução dos tradicionais dispositivos de controle de fluxo utilizados em poços de petróleo, permitindo o ajuste autônomo da vazão de fluidos ao longo do tempo de produção. Ao contrário das válvulas ICD (Inflow Control Devices) passivas, as AICDs são projetadas para responder dinamicamente às variações nas propriedades dos fluidos, como viscosidade e densidade, modulando a resistência ao escoamento sem necessidade de intervenção externa. Essa capacidade torna as AICDs particularmente eficazes no controle da produção indesejada de água ou gás, promovendo uma drenagem mais uniforme ao longo do poço horizontal e aumentando a recuperação final do reservatório (Al-Khelaiwi & Davies, 2007; Yuan et al., 2015). Diversas configurações têm sido desenvolvidas, incluindo válvulas baseadas em efeito Venturi, mecanismos rotacionais e dispositivos com elementos móveis sensíveis à inércia ou viscosidade do fluido (Wang et al., 2013). Devido à sua complexidade hidráulica, projeto e a análise dessas válvulas frequentemente se beneficiam de simulações numéricas via CFD (Computational Fluid Dynamics), permitindo prever o comportamento do escoamento em diferentes condições operacionais (Zhang et al., 2019). Neste sentido, buscou-se empregar ferramentas de dinâmica de fluidos computacional (CFD) para avaliar o escoamento em uma válvula do tipo AICD baseada na estratégia de disco flutuante. Contudo, trata-se de um estudo preliminar, considerando condições de escoamento monofásico e ausência de deslocamento do disco.

Com base em propriedades dos fluidos de poços petrolíferos e possíveis cenários de produção, projetou-se uma matriz para cobrir desde condições de baixa viscosidade e alta vazão até cenários de alta viscosidade e baixa vazão, simulando desafios operacionais como o aumento de perda de carga e o impacto da vazão no escoamento. Em especial, será realizado o benchmarking entre os softwares Ansys Fluent e OpenFOAM.

2 METODOLOGIA

Os casos simulados correspondem a estudos iniciais e, portanto, simplificados do escoamento em válvulas AICD com disco flutuante. Neste sentido, considerou-se o caso como transiente, monofásico, isotérmico e sem movimentação do disco. Os softwares utilizados no desenvolvimento do trabalho foram o Salome plataform 9.13.0, para a geração da geometria e malhas, o OpenFoam 2406 e Fluent 2020 R1, para a realização das simulações, e o Paraview 5.11.2 para o pós-processamento.

2.1 Descrição da Geometria e Malha

A geometria do domínio computacional foi construída utilizando o módulo Shaper do Salome Platform. O domínio consiste em um volume de controle para

ISBN: 978-65-5222-057-8

a válvula AICD com 12 saídas, Figura 1A. As dimensões são especificadas no corte transversal ilustrado na Figura 1B.

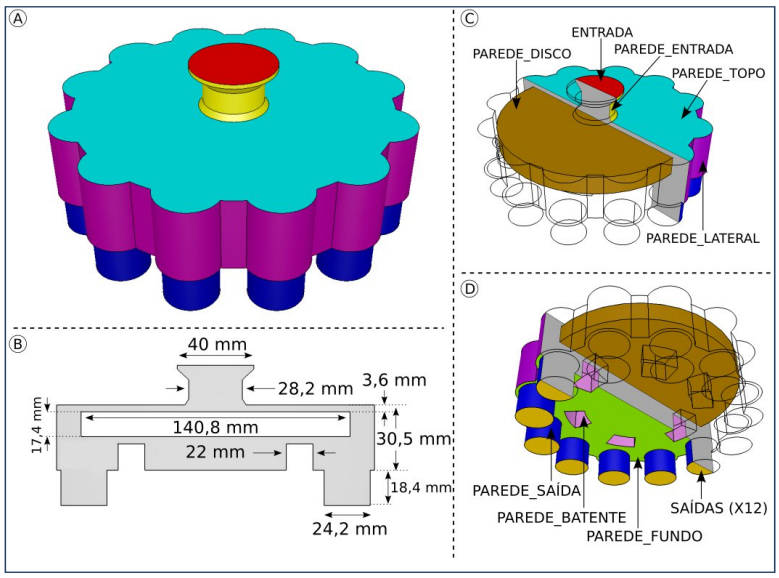


Figura 1: Volume de controle utilizado nas simulações (A); Vista em seção com as dimensões principais (B); Detalhes dos contornos geométricos (C e D).

As Figuras 1C e 1D apresentam os contornos, os quais podem ser agrupados em entrada, saídas e paredes. O contorno parede foi subdividido para permitir o pós-processamento por partes.

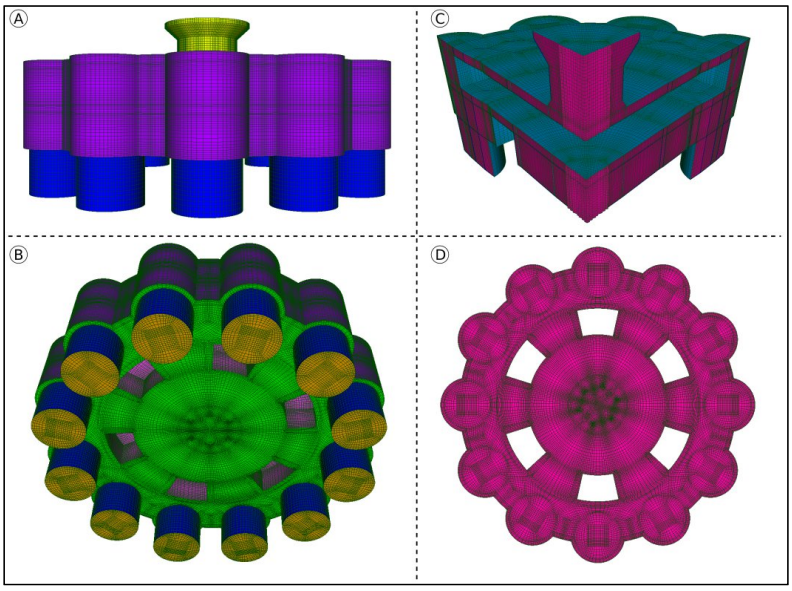


Figura 2: Malha hexaédrica: vistas frontal (A) e inferior (B) da malha superficial; destaque dos elementos volumétricos: corte longitudinal (C) e transversal (D).

Para a discretização do domínio, foi utilizado inicialmente o módulo *Geometry* do *Salome Platform*, o que permitiu a secção da geometria em blocos. Logo

ISBN: 978-65-5222-057-8

após, o módulo *Smesh* foi empregado para a confecção dos blocos em malhas. Neste sentido, foi gerada uma malha estruturada hexaédrica dividida em 1.278.738 de elementos. A Figura 2 apresenta a malha gerada. A distribuição superficial dos elementos estão disponíveis na Figura 2A e 2B, enquanto que a Figura 2C e 2D apresenta os elementos internos. Dada a complexidade da geometria, buscou-se garantir o refinamento nas paredes bem como a transição suave entre elementos de maior e menor volume. Após sua construção e definição dos contornos, as malhas foram exportadas no formato *unv* para o softwares OpenFOAM e Ansys Fluent®. O OpenFOAM foi utilizado na conversão da malha para o formato *msh*.

2.2 Cenários avaliados e configuração das simulações

As propriedades físicas do fluido foram definidas com base em quatro cenários reais de produção de campos de petróleo, em especial contendo variações de massa específica e viscosidade. Os valores médios para cada cenário são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Propriedades dos fluidos por cenário de produção.

Properties/Reservoir Conditions	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
P&T (kgf/cm2 & °C	306 & 58	230 & 70	265 & 59	600 & 71
Oil viscosity (cp)	8.3 (5 to 13)	6 (3 to 8.5)	25 (25 to 30)	1.2 (0.8 to 1.2)
Oil density (kg/m3)	856 (823 to 885)	835	880	788 (750 to 780)
Gas viscosity (cp)	0.02	0.02	0.022	0.06
Gas density (kg/m3)	200 to 300	200	200 to 220	450 to 590
Water viscosity (cp)	0.43	0.47	0.52 to 0.56	0.44
Water density (kg/m3)	1030	1012 to 1040	1040 to 1053	1026

Para cada cenário, foram aplicadas três vazões de produção (25, 50 e 75 m³/dia), totalizando 12 simulações na matriz de testes, como apresentado na Tabela 2. Destaca-se que apenas as propriedades da fase oleosa foram utilizadas nas simulações.

Tabela 2: Matriz de testes para as simulações.

Cenário	Velocidade de entrada [m/s]	Viscosidade [Pa.s]	Massa específica [kg/m³]
1	0,2303	0,0083	856
2	0,2303	0,0060	835
3	0,2303	0,0250	880
4	0,2303	0,0012	788
5	0,4605	0,0083	856
6	0,4605	0,0060	835
7	0,4605	0,0250	880
8	0,4605	0,0012	788
9	0,6908	0,0083	856
10	0,6908	0,0060	835
11	0,6908	0,0250	880
12	0,6908	0,0012	788

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os valores de viscosidade foram convertidos para unidade do SI e as vazões de produção convertidas em velocidades médias de escoamento para aplicação como condição de contorno na entrada assumindo perfil de velocidade uniforme.

Dadas as características do escoamento selecionou-se o *pimpleFoam* como *solver* no OpenFOAM com modelos de discretização de 2ª ordem. A configuração foi então devidamente ajustada no Ansys Fluent.

2.3 Equações de conservação e turbulência

As equações para o estudo da fluidodinâmica na válvula correspondem às equações de conservação da massa, quantidade de movimento e turbulência. A equação da continuidade é dado por (OpenFOAM, 2025):

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla.(\rho \mathbf{u}) = 0 \quad (1)$$

sendo ρ a massa específica do fluido, $\boldsymbol{u}$ são o vetor velocidade do fluido.
A equação da conservação da quantidade de movimento para um escoamento transiente e incompressível com fluido newtoniano é descrita como:

$$\frac{\partial \rho \boldsymbol{u}}{\partial t} + \nabla.(\rho \boldsymbol{u}.\boldsymbol{u}) = -\nabla p + \mu \nabla^2 \boldsymbol{u} + \rho g \quad (2)$$

sendo p é a pressão estática, g é a força de corpo gravitacional na direção vertical e μ é a viscosidade molecular.
Para a turbulência, o modelo k-ω SST (*Shear Stress Transport*) foi empregado. Ele utiliza duas equações para o fechamento da turbulência, a energia cinética turbulenta, k, e a taxa de dissipação específica, ω. A equação para a taxa de dissipação específica é dada por:

$$\frac{D}{Dt}(\rho\omega) = \nabla.(\rho D_\omega \nabla\omega) + \frac{\rho\gamma G}{\nu} - \frac{2}{3}\rho\gamma\omega(\nabla.\mathbf{u}) - \rho\beta\omega^2 - \rho(F_1 - 1)CD_{k\omega} + S_\omega \quad (3)$$

e a energia cinética turbulenta é dado por:

$$\frac{D}{Dt}(\rho k) = \nabla.(\rho D_k \nabla k) + \rho G - \frac{2}{3}\rho k(\nabla.\mathbf{u}) - \rho\beta^*\omega k + S_k \quad (4)$$

Para este modelo a viscosidade turbulenta é obtida pela relação:

$$\nu_t = a_1 \frac{k}{max\,(a_1\omega, F_{23}\mathbf{S})} \quad (5)$$

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

As simulações CFD realizadas com os softwares OpenFOAM e ANSYS Fluent apresentaram boa concordância, evidenciando a confiabilidade dos resultados obtidos por ambas as ferramentas no estudo da válvula AICD. Foram avaliados 12 cenários distintos, com foco nos campos de velocidade e na pressão de entrada do escoamento.

ISBN: 978-65-5222-057-8

As Figuras 3 a 7 ilustram os campos de velocidade obtidos a partir das visualizações no ParaView, comparando diretamente os resultados entre os dois softwares para os cenários 3 e 12. Observa-se que, em ambos os casos, os perfis de velocidade são praticamente idênticos, sem discrepâncias visuais significativas. As linhas de corrente e as regiões de recirculação coincidem, demonstrando que a modelagem do escoamento e as condições de contorno foram bem reproduzidas em ambas as plataformas.

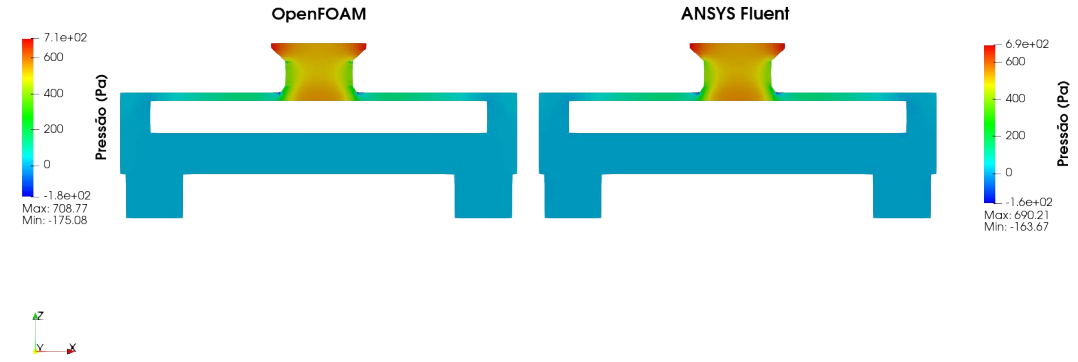


Figura 3: Comparação de campo de pressão entre OpenFOAM e Ansys Fluent (cenário 3) .

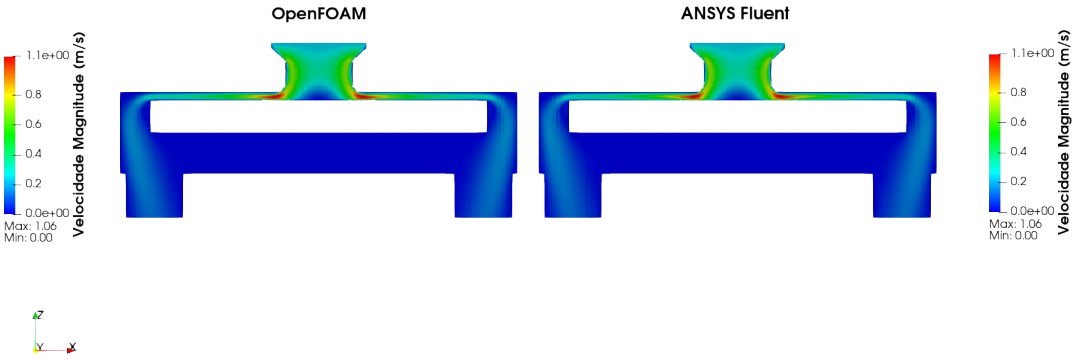


Figura 4: Comparação de campo de velocidade entre OpenFOAM e Ansys Fluent (cenário 3).

A Figura 5 apresenta as linhas de corrente de velocidade no cenário 3, destacando as regiões onde ocorrem zonas de recirculação. Essas áreas, devido à baixa energia cinética, possuem alto potencial para a formação de sítios de incrustação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

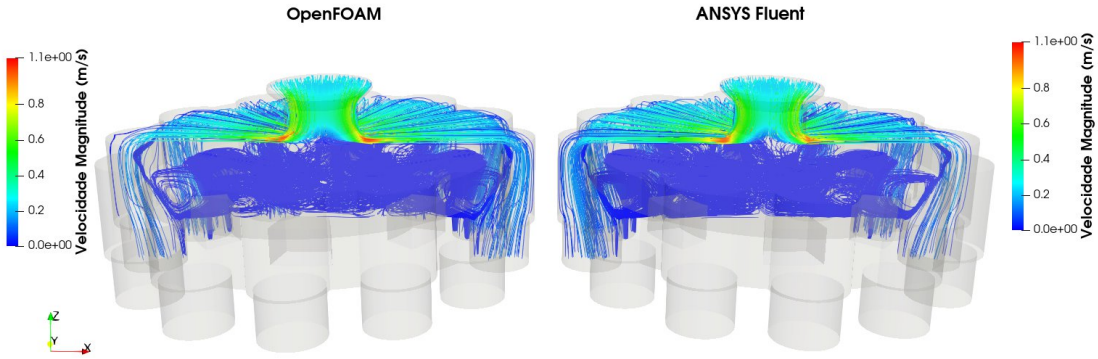


Figura 5: Comparação de linhas de corrente de velocidade entre OpenFOAM e Ansys Fluent (cenário 3).

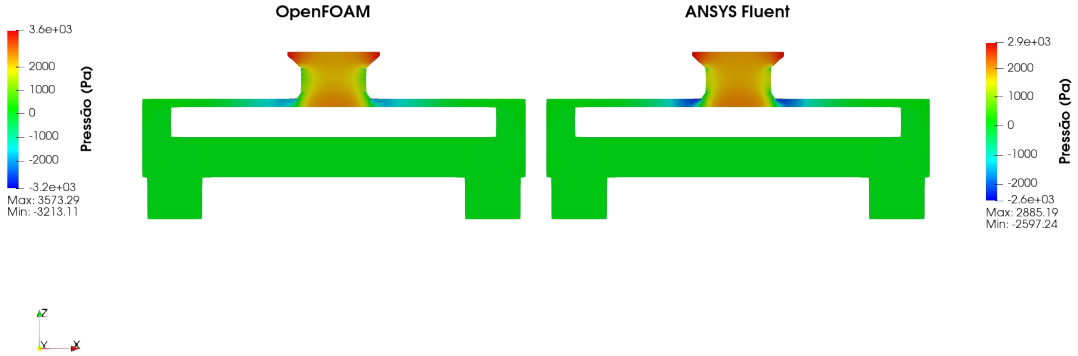


Figura 6: Comparação de linhas de corrente de pressão entre OpenFOAM e Ansys Fluent (cenário 12).

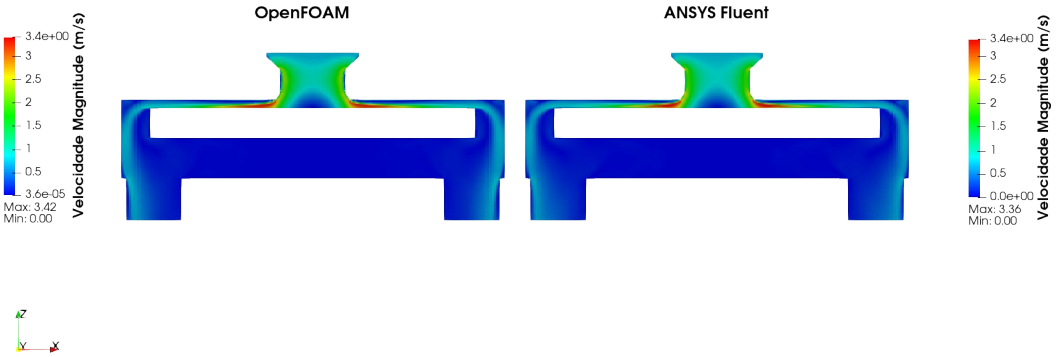


Figura 7: Comparação de linhas de corrente de velocidade entre OpenFOAM e Ansys Fluent (cenário 12).

As Figuras 8 e 9, combinadas com a Tabela 3 apresentam um resumo quantitativo dos resultados para os 12 cenários simulados, incluindo os valores máximos de velocidade e a pressão na entrada da válvula. Também são apresentados os desvios relativos entre os resultados de OpenFOAM e ANSYS

ISBN: 978-65-5222-057-8

Fluent, permitindo uma avaliação mais objetiva da concordância entre os métodos.

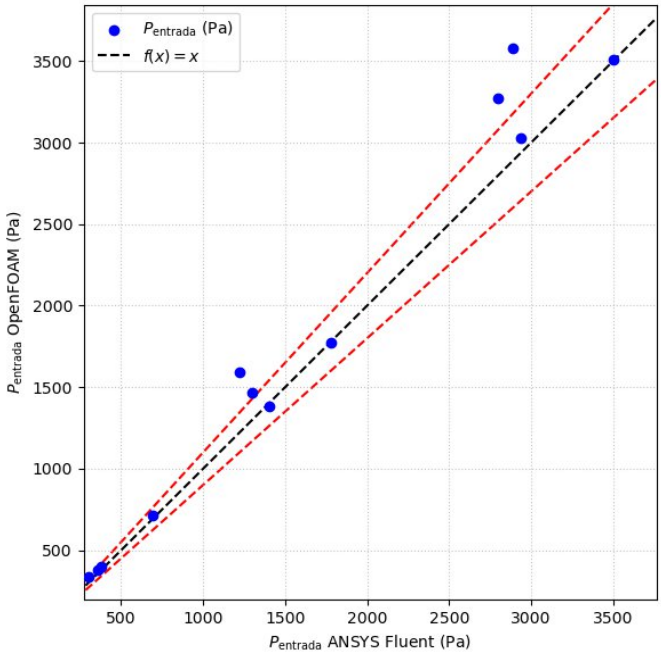


Figura 8: Comparação de pressões na entrada entre OpenFOAM e Ansys Fluent em diferentes cenários.

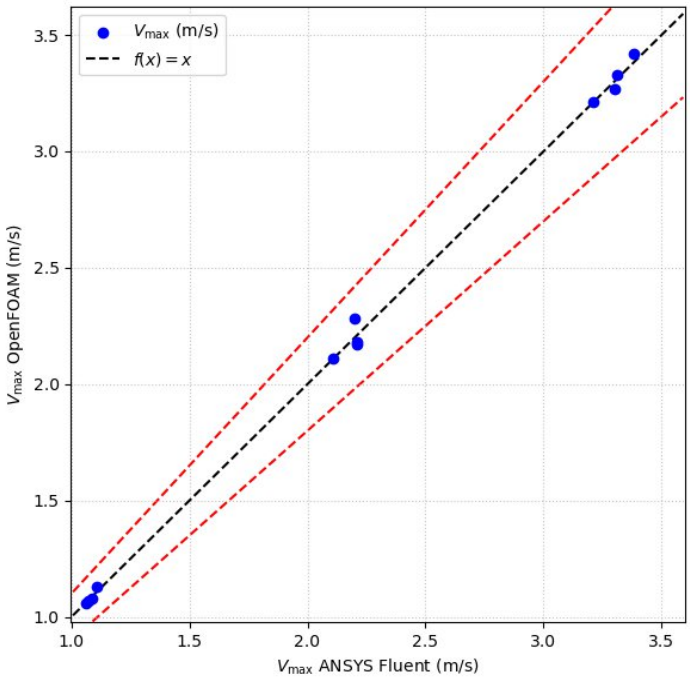


Figura 9: Comparação de velocidade máxima entre OpenFOAM e Ansys Fluent em diferentes cenários.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os desvios relativos observados na velocidade máxima são, em sua maioria, inferiores a 2%, com exceção do cenário 8, que apresentou um desvio de 3,41%. O valor médio dos desvios de velocidade entre os dois softwares foi de 1,02%, indicando excelente concordância na predição da dinâmica do escoamento.

Tabela 3: Tabela de comparação entre simulações.

OpenFOAM		**ANSYS Fluent**		**Desvios Relativos**	
V_{max}**[m/s]**	$P_{entrada}$**[Pa]**	V_{max}**[m/s]**	$P_{entrada}$**[Pa]**	D_v**[-]**	D_p**[-]**
1,07	402	1,07	380	0,15%	5,76%
1,08	377	1,09	358	0,99%	5,43%
1,06	711	1,06	693	0,19%	2,60%
1,13	338	1,11	298	1,78%	13,39%
2,17	1382	2,21	1400	1,72%	1,30%
2,18	1468	2,21	1300	1,44%	12,91%
2,11	1772	2,11	1780	0,17%	0,43%
2,28	1589	2,20	1220	3,41%	30,27%
3,27	3027	3,30	2940	0,86%	2,96%
3,33	3273	3,31	2800	0,50%	16,91%
3,21	3512	3,21	3500	0,06%	0,33%
3,42	3577	3,38	2890	1,33%	23,78%

Quanto à pressão na entrada, os desvios foram relativamente maiores, variando de 0,33% a 30,27%. Os maiores desvios foram observados nos cenários 8 (30,27%), 12 (23,78%) e 10 (16,91%). Ainda assim, tais discrepâncias podem ser atribuídas à sensibilidade da pressão às condições de malha e ao método de discretização adotado por cada solver. A média dos desvios de pressão foi de 9,54%, o que ainda é considerado aceitável, principalmente em contextos onde o foco está na análise qualitativa do comportamento do escoamento.

4. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um estudo comparativo entre os softwares OpenFOAM e ANSYS Fluent na simulação CFD de uma válvula AICD, com o objetivo de avaliar a consistência dos resultados gerados por ambas as plataformas. Foram analisados 12 cenários distintos, com foco nos campos de velocidade e na pressão na entrada do escoamento.

As simulações demonstraram boa concordância entre os dois softwares, especialmente nos campos de velocidade, que apresentaram desvios médios inferiores a 2%. Apesar de os desvios de pressão na entrada terem sido mais elevados em alguns cenários, os resultados permaneceram dentro de uma faixa aceitável, considerando a sensibilidade dessa variável aos métodos numéricos e às configurações de malha.

ISBN: 978-65-5222-057-8

De maneira geral, os resultados demonstram que o OpenFOAM é capaz de reproduzir com precisão os mesmos fenômenos simulados no ANSYS Fluent, oferecendo uma alternativa robusta e gratuita para análises CFD de válvulas AICD. A boa concordância entre os dois softwares reforça a validade dos resultados e a confiabilidade do modelo adotado.

Adicionalmente, este estudo forneceu evidências iniciais quanto à localização de regiões com alto potencial de formação de sítios de incrustação dentro da válvula AICD. As zonas de recirculação identificadas, associadas à baixa energia cinética, indicam áreas críticas que merecem atenção especial em projetos futuros e estratégias de mitigação.

Esse estudo contribui para a validação do uso do OpenFOAM em aplicações industriais complexas, como o controle autônomo de fluxo em poços de petróleo, e abre caminho para sua adoção em projetos que demandem flexibilidade, transparência e custo reduzido no desenvolvimento de soluções em dinâmica dos fluidos computacional.

AGRADECIMENTOS

Agradecimento à Petrobras. Agradecimento ao Engenheiro Domênico Andreatta pelas contribuições nas simulações com o software Ansys Fluent.

REFERÊNCIAS

Al-Khelaiwi, F.T., & Davies, D.R. (2007). Inflow Control Device Developments. SPE 106229.

OPENFOAM. OpenFOAM® v2406: The open-source CFD toolbox. 2024. Disponível em: https://openfoam.com/. Acesso em: 09 de abril de 2024.

Yuan, Y., Yuan, D., & Wang, Q. (2015). Experimental and numerical study of an autonomous inflow control device for water control in horizontal wells. Journal of Petroleum Science and Engineering, 133, 242–252.

Wang, Q., Yuan, D., & Li, X. (2013). Design and performance evaluation of a new autonomous inflow control device. SPE 165075.

Zhang, Z., Zhao, Y., & Chen, M. (2019). CFD-based analysis of AICD flow performance for water and gas control. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 68, 102911.

ISBN: 978-65-5222-057-8

BORRA OLEOSA NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: AVANÇOS TECNOLÓGICOS E DESAFIOS NA RECUPERAÇÃO E TRATAMENTO DE RESÍDUOS

Abner Vieira Pereira[1], Carla Cristina Almeida Loures[2], Silvio Luiz de Mello Junqueira[3]

[1]Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN/UTFPR), vieiraabner01@gmail.com, [2]Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET-RJ)/ Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN/UTFPR), carla.loures@cefet-rj.br, [3]Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN/UTFPR), silvio@utfpr.edu.br.

RESUMO

A borra oleosa é um resíduo indesejado gerado em diferentes etapas da cadeia de produção do petróleo, incluindo o armazenamento, o transporte e o refino. O reaproveitamento dessa substância representa um desafio ambiental significativo, sobretudo em função da natureza complexa e heterogênea de sua composição, que engloba hidrocarbonetos, água, sólidos e metais pesados. Essa variabilidade de componentes não apenas confere à borra um caráter recalcitrante, como também ressalta a importância de sua caracterização adequada para a definição de estratégias eficazes de tratamento e recuperação. Nesse contexto, o presente artigo tem como objetivo apresentar uma revisão bibliográfica sobre os avanços recentes nas tecnologias aplicadas à recuperação e ao tratamento da borra oleosa, com foco em métodos físico-químicos, térmicos e biotecnológicos. Dentre os principais métodos de recuperação de borra oleosa estudados, destacam-se a extração por solventes, a centrifugação, o uso de surfactantes (químicos e biossurfactantes), o processo de congelamento-descongelamento e a pirólise. Neste estudo, também foram discutidas tecnologias inovadoras voltadas à separação de fases e à otimização dos processos, como a irradiação por micro-ondas, aplicada à desemulsificação de emulsões água/óleo, e a utilização de redes neurais artificiais na modelagem preditiva da eficiência de extração. Dessa forma, o estudo se mostra relevante por reunir e analisar técnicas capazes de recuperar um óleo com potencial energético, além de apresentar estratégias que contribuem para a mitigação dos impactos ambientais decorrentes da disposição inadequada da borra oleosa. A análise dos trabalhos revisados evidencia a necessidade de abordagens integradas, que aliem a recuperação eficiente do óleo à adoção de práticas seguras para a destinação dos resíduos sólidos remanescentes, sempre em conformidade com critérios técnicos, econômicos e ambientais.

Palavras-chave: borra oleosa, recuperação de óleo, impactos ambientais, tecnologia de separação de fases, otimização de processos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Desde a Segunda Revolução Industrial, o petróleo se consolidou um pilar fundamental para o desenvolvimento econômico global, impulsionando setores como transporte e manufatura, haja vista o seu elevado potencial energético e a sua versatilidade como matéria-prima para a fabricação de uma vasta gama de produtos, incluindo plásticos, fertilizantes e solventes. Contudo, uso intensivo desse recurso acarreta impactos ambientais consideráveis, sendo a geração de borra oleosa um dos mais proeminentes.

A borra oleosa é um resíduo semissólido e recalcitrante, formado em diversas etapas da cadeia produtiva do petróleo, como extração, armazenamento, transporte e refino (Chang et al., 2000), apresentando uma composição complexa que inclui hidrocarbonetos (alcanos, olefinas, aromáticos policíclicos, resinas, asfaltenos), água, sólidos sedimentares, metais pesados (cádmio, chumbo, vanádio, níquel) e radionuclídeos (rádio-226, rádio-228) dificultando sua reutilização (Crivelaro et al., 2010; IAEA, 2014; Yang et al., 2015;Okyay et al., 2019; Linhares et al., 2022; Tanirbergenova et al., 2024).

A toxicidade e a persistência desses componentes tornam o manejo inadequado da borra oleosa um risco grave para a saúde humana, a biota e o meio ambiente. No Brasil, a borra oleosa radioativa é classificada como “Classe 2.2”, conforme a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN, 2014), e, segundo a Lei Federal n°10.308, seu descarte é proibido no mar, no fundo do mar e em ilhas oceânicas. Estima-se que, para cada 1000 toneladas de petróleo processadas, até 5 toneladas de borra oleosa são geradas, totalizando milhões de toneladas anualmente em escala global (Teng; Zhang; Yang, 2021).

Historicamente, o destino mais comum da borra oleosa esteve relacionado a práticas como confinamento e incineração, ambas caracterizadas por elevados custos operacionais e pela emissão de poluentes atmosféricos, como gases de efeito estufa (Abreu; Magalhães; Gurgel, 2012). Contudo, diante da intensificação das regulamentações ambientais e do crescimento da atividade petrolífera, torna-se imperativo o desenvolvimento de soluções tecnológicas que aliem viabilidade econômica, desempenho operacional e menor impacto ambiental.

Diante desse exposto, o presente artigo visa apresentar uma revisão de literatura crítica e abrangente acerca dos avanços tecnológicos aplicados à caracterização, ao tratamento e à recuperação da borra oleosa.

METODOLOGIA

A metodologia empregada neste trabalho consistiu na realização de pesquisas em bases de dados científicas, com destaque para a plataforma Scopus, a fim de identificar as principais tendências relacionadas ao

ISBN: 978-65-5222-057-8

desenvolvimento de estudos sobre a caracterização e recuperação da borra oleosa. Para isso, foi conduzida uma análise bibliométrica, visando mapear as principais tendências das publicações relacionadas a esse tema. Nesse sentido, um total de 1.017 artigos foi extraído da base de dados supracitada, armazenado em formato .csv e posteriormente importado para o software VOSviewer, utilizado na construção dos mapas bibliométricos.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Panorama Geral da Produção Científica

A análise bibliométrica revelou um crescimento significativo na produção científica sobre borra oleosa, conforme ilustrado na Figura 1. O primeiro artigo registrado na Scopus data de 1975, porém o número de publicações permaneceu baixo até 2005, com apenas 85 documentos. Entretanto, a partir de 2006, houve um crescimento expressivo, totalizando 932 publicações até 2025, com um avanço mais acentuado a partir de 2019. Em 2024, foram registrados 109 artigos, e em 2025, 53 publicações já constam.

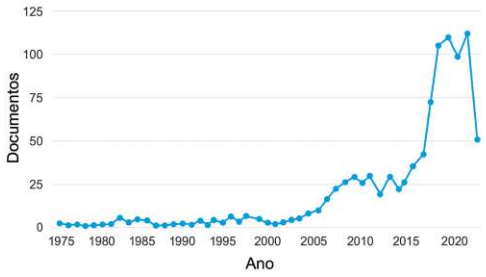


Figura 1: Variação no número anual de artigos em periódicos relacionados à borra oleosa.
Fonte: Scopus.

A Figura 2 apresenta o mapa bibliométrico de coocorrência de palavras-chave, gerado no *software* VOSviewer a partir da base de dados Scopus, utilizando o termo *"oily sludge"*, correspondente a "borra oleosa", em português. Para a construção do gráfico considerou-se um mínimo de 12 ocorrências por termo.

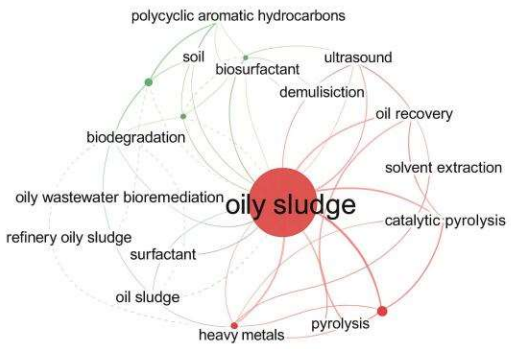


Figura 2: Mapa de coocorrência de palavras-chave relacionadas à borra oleosa em publicações científicas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

O gráfico da Figura 2 evidencia a forte relação do termo “borra oleosa” com técnicas para a recuperação energética desse resíduo, como pirólise, pirólise catalítica, extração por solventes, ultrassom. Paralelamente, termos como biodegradação, biorremediação, biossurfactante, apontam para estratégias biotecnológicas de biorremediação e mitigação da toxicidade ambiental. Enquanto o grupo de palavras-chave relacionado aos métodos físico-químicos (surfactante, adsorção e desemulsificação) revela o interesse em técnicas de separação e recuperação de componentes.

A Figura 3 apresenta um gráfico da representação da rede de colaboração internacional na pesquisa sobre borra oleosa, na qual apenas países com mais de dez publicações foram considerados.

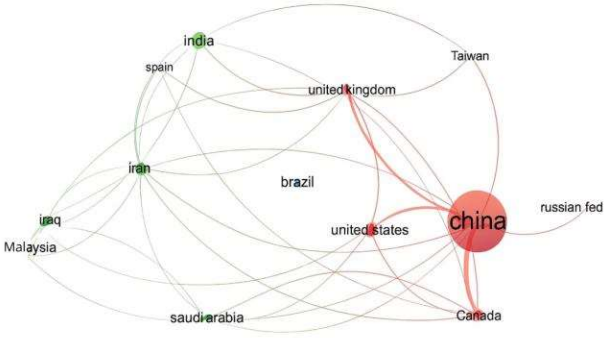


Figura 3: Mapa de coocorrência de países com mais de dez colaborações sobre documentos relacionados a borra.

A análise da Figura 3 mostra que a China lidera a produção científica sobre borra oleosa, seguida por Estados Unidos, Reino Unido e Canadá.

Caracterização da Borra Oleosa

A caracterização apropriada das borras oleosas é uma etapa indispensável para a gestão eficiente desse resíduo, uma vez que esse processo permite avaliar seus impactos ambientais, e, principalmente, embasar a tomada de decisão a respeito das estratégias mais adequadas para o tratamento da supracitada substância (Ramirez; Kowalczyk; Collins, 2019).

Todavia, a descrição precisa de todos os elementos da borra oleosa representa um desafio significativo, uma vez que esse resíduo exibe uma elevada variabilidade composicional (Viana et al., 2015). Essa diversidade ocorre, pois, a composição da borra depende de fatores, como sua origem geológica (Viana et al., 2015), a natureza do petróleo bruto envolvido (Oliveira et al., 2015), as condições de formação e o tempo de armazenamento do material (Kadiev et al., 2015, apud Ramirez; Kowalczyk; Collins, 2019).

O processo de caracterização da borra oleosa envolve a determinação de uma gama de parâmetros físico-químicos do petróleo bruto do qual a borra

ISBN: 978-65-5222-057-8

foi gerada, como pH, condutividade elétrica, sólidos totais, densidade, demanda química de oxigênio (DQO), carbono orgânico total (COT), ponto de fulgor, composição de hidrocarbonetos, composição de metais pesados e elementos como nitrogênio e fósforo (Niu; Sun; Lin, 2022).

Portanto, esse procedimento requer uma abordagem analítica que possibilite tanto a identificação quanto a quantificação das suas frações aquosa, oleosa e sólida. No estudo de Jerez et al. (2021), foi proposto um protocolo abrangente que inicia com a separação da fase aquosa por centrifugação, seguida da extração da fase oleosa a partir da fração sólida utilizando solventes orgânicos. Após essas etapas, cada fração é analisada separadamente: na fase aquosa, determinam-se parâmetros como pH, DQO, COT, metais solúveis, amônio e fosfato; na fase oleosa, quantificam-se os HTPs (Hidrocarbonetos Totais de Petróleo) e os HPAs (Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos); enquanto a fração sólida é submetida à análise de metais pesados e constituintes minerais.

Ademais, a Ressonância Magnética Nuclear (RMN) se destaca sendo uma tecnologia moderna para auxiliar na caracterização de borras oleosas, permitindo a identificação de compostos orgânicos, tais como parafinas, aromáticos e olefinas. Segundo Ramirez, Kowalczyk e Collins (2019), essa técnica oferece vantagens, entre elas a exigência reduzida de amostra, caráter não destrutivo e facilidade de medição, conforme já demonstrado em estudos anteriores.

TÉCNICAS DE TRATAMENTO E VALORIZAÇÃO DA BORRA OLEOSA

Previamente considerada como um passivo a ser descartado, diversos estudos têm investigado a possibilidade da borra oleosa passar por processos de enriquecimento para ser utilizada como fonte de energia ou em alguns materiais para a fabricação de materiais de construção, como telhas, materiais de leito de estrada e agregados de solo, conforme revisão apresentada por Niu, Sun e Lin (2022). Sob essa perspectiva, diversas abordagens têm sido analisadas para o tratamento e a valorização da borra oleosa, entre as quais se destacam métodos físico-químicos, térmicos e biotecnológicos.

Métodos Físico-Químicos

Os métodos físico-químicos são amplamente investigados e utilizados, devido à sua notável capacidade de separar as fases da borra oleosa e remover contaminantes. Dentre eles, destacam-se:

- **Extração por solventes:** Consiste na utilização de solventes orgânicos para dissolver a fração oleosa da borra, separando-a das fases aquosas e sólida por estratificação, seguida de recuperação do óleo por destilação (Hui et al., 2020).

ISBN: 978-65-5222-057-8

- **Centrifugação:** Utiliza a força centrífuga para separar as fases da borra oleosa com base em suas diferentes densidades. É um método eficaz para a separação de óleo, água e sólidos, sendo frequentemente empregado como uma etapa preliminar em processos de tratamento mais complexos (Touma; Lebaz; Sheibat-Othman, 2024).

- **Ultrassom:** Utiliza ondas de alta frequência para quebrar emulsões e facilitar a separação das fases aquosa, oleosa e sólida (Reinecke; Van Wyk; Reinecke, 2016, apud Niu; Sun; Lin, 2022). Embora tecnicamente viável, seu uso isolado pode não ser economicamente vantajoso, sendo frequentemente combinada com outros métodos, como congelamento/descongelamento (Zhang et al., 2012) ou tratamento com surfactantes (Gao et al., 2018), para melhorar a eficiência da recuperação de óleo.

- **Uso de surfactantes químicos:** Se baseia na capacidade dessas substâncias anfifílicas em reduzir a tensão interfacial entre as fases da borra, facilitando a separação do óleo e da água (Niu; Sun; Lin, 2022). Surfactantes químicos são sintéticos e podem ser muito eficazes, mas levantam preocupações ambientais devido à sua persistência e toxicidade (Johnson et al., 2021). Ademais, combinações com outras técnicas, como adsorção, também são investigadas para aumentar a eficiência do processo (Yao et al., 2022).

- **Congelamento e Descongelamento:** Este método aproveita a expansão da água durante o congelamento para romper a estrutura da emulsão presente na borra oleosa. Após o descongelamento, a separação das fases (óleo, água e sólidos) é facilitada (Chen; He, 2003).

- **Irradiação por Micro-ondas:** Uma tecnologia inovadora aplicada à desemulsificação de emulsões água/óleo. A energia de micro-ondas aquece seletivamente as moléculas de água na emulsão, causando sua expansão e a ruptura da interface óleo-água, facilitando a separação das fases, oferecendo vantagens como rapidez e menor consumo de reagentes químicos (Tan; Yang; Tan, 2007, apud Linhares et al., 2022).

Métodos Térmicos

Os métodos térmicos envolvem o uso de calor para tratar a borra oleosa, promovendo a decomposição de seus componentes orgânicos e a recuperação de óleo ou energia. Os principais são:

- **Pirólise:** Processo termoquímico que envolve a decomposição da borra oleosa em altas temperaturas na ausência de oxigênio, convertendo esse resíduo em: combustíveis líquidos e gasosos, além de um resíduo sólido (*char*), que apresenta potencial para aplicação como adsorvente. Ressalta-se que a composição dos produtos da pirólise depende das

ISBN: 978-65-5222-057-8

condições operacionais, como temperatura e tempo de residência ambiental (Niu; Sun; Lin, 2022).

- **Incineração:** Embora eficaz na redução do volume da borra e na destruição de contaminantes orgânicos, a incineração é caracterizada por elevados custos operacionais e pela emissão de poluentes atmosféricos, incluindo gases de efeito estufa e substâncias tóxicas, se não for adequadamente controlada. Devido a essas desvantagens, seu uso têm sido cada vez mais restrito e regulamentado (Liu et al., 2008).

Métodos Biotecnológicos

Os métodos biotecnológicos utilizam microrganismos para degradar os componentes orgânicos da borra oleosa, oferecendo uma alternativa mais sustentável. Dentre os quais se destacam:

- **Biodegradação:** Processo no qual microrganismos (bactérias, fungos) decompõem os hidrocarbonetos presentes na borra oleosa em substâncias menos tóxicas, como dióxido de carbono e água (Rezaei; Moghimi, 2024).

- **Uso de Biossurfactantes:** Essas substâncias, produzidas por microrganismos como *Pseudomonas aeruginosa*, aumentam a biodisponibilidade dos hidrocarbonetos para microrganismos degradadores e facilitam a separação das fases na borra oleosa (Yan et al., 2012).

CONCLUSÕES

Apesar dos avanços nas tecnologias de caracterização, tratamento e valorização da borra oleosa gerada pela indústria petrolífera, a gestão desse resíduo continua sendo um desafio ambiental e operacional, exigindo soluções inovadoras que atendam a regulamentações cada vez mais rigorosas, sem comprometer a viabilidade econômica.

A caracterização apropriada dessa substância é essencial para definir tecnologias de tratamento eficazes, já que sua composição heterogênea influencia diretamente a viabilidade dos processos. Nesse sentido, métodos como espectrometria de massas e espectroscopia de emissão atômica têm contribuído para uma identificação mais precisa de compostos, como HPAs e metais pesados (Guimarães et al., 2016), mas a falta de padronização ainda dificulta a seleção das melhores abordagens tecnológicas.

Diversos métodos físico-químicos, térmicos e biotecnológicos são utilizados para tratamento da borra oleosa, porém muitos apresentam limitações quando aplicados isoladamente. Dessa forma, abordagens integradas combinando diferentes técnicas tornam-se mais eficazes na

ISBN: 978-65-5222-057-8

remoção de contaminantes e recuperação do óleo. Ademais, modelos computacionais, como as Redes Neurais Artificiais (RNA), têm contribuído significativamente para a otimização desses processos, promovendo melhorias no desempenho operacional, redução de custos e maior assertividade na tomada de decisões. Um exemplo disso é o estudo de Guimarães et al. (2016), que aplicou RNAs na modelagem do processo de extração de óleo da borra.

Outro grande desafio está na escassez de estudos em escala piloto, o que dificulta a avaliação realista da eficiência técnica e econômica das tecnologias empregadas. Embora a valorização da borra oleosa para produção de produtos de valor agregado seja uma alternativa promissora, é essencial validar sua viabilidade prática e econômica em condições industriais, uma vez que os custos operacionais podem comprometer a compensação financeira do processo.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP –, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP –, do Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH – ANP/MCT – e do Programa de Formação de Recursos Humanos da PETROBRAS – PRH10 – UTFPR.

REFERÊNCIAS BIBLIOFRÁFICAS

ABREU, M. C. S.; MAGALHÃES, L. C.; GURGEL, C. J. H. Gerenciamento de resíduos sólidos perigosos: uma avaliação da gestão ambiental da borra oleosa na Petrobras/Lubnor. **Produto & Produção**, Porto Alegre, v. 13, n. 3, p. 51-63, 2012.

CHANG, C. Y. et al. Major products obtained from the pyrolysis of oil sludge. **Energy & Fuels**, v. 14, n. 5, p. 1176–1183, 2000. DOI: 10.1021/ef0000532.

CHEN, G.; HE, G. Separation of water and oil from water-in-oil emulsion by freeze/thaw method. **Separation and Purification Technology**, v. 31, n. 1, p. 83-89, 2003. DOI: https://doi.org/10.1016/S1383-5866(02)00156-9.

COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR (CNEN). Gerência de rejeitos radioativos de baixa e média atividade: Norma CNEN NN 8.01. Rio de Janeiro: CNEN, 2014.

CRIVELARO, S. H. R. E. A et al. Evaluation of the use of vinasse as a biostimulation agent for the biodegradation of oily sludge in soil. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, Curitiba, v. 53, n. 5, p. 1217–1224, set./out. 2010.

ISBN: 978-65-5222-057-8

GAO, Y. E. A et al. Ultrasonic washing for oily sludge treatment in pilot scale. **Ultrasonics**, v. 90, p. 1-4, 2018. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ultras.2018.05.013.

GUIMARÃES, A. K. V. et al. Estudo da caracterização da borra de petróleo e processo de extração do óleo. **Revista Engenharia Sanitária e Ambiental**, v. 21, n. 4, p. 677–686, 2016. DOI: https://doi.org/10.1590/S1413-41522016139564.

HUI, K. E. A et al. Status and prospect of oil recovery from oily sludge: a review. **Arabian Journal of Chemistry**, v. 13, n. 8, p. 6523-6543, 2020. DOI: https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2020.06.009.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA). Radiation protection and the management of radioactive waste in the oil and gas industry. Vienna: IAEA, 2014.

JEREZ, S. et al. Comprehensive characterization of an oily sludge from a petrol refinery: a step forward for its valorization within the circular economy strategy. **Journal of Environmental Management**, v. 285, p. 112124, 2021. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.112124.

JOHNSON, P. et al. Effect of synthetic surfactants on the environment and the potential for substitution by biosurfactants. **Advances in Colloid and Interface Science**, v. 288, p. 102340, 2021. DOI: https://doi.org/10.1016/j.cis.2020.102340.

LINHARES, V. N.; ARAUJO, L. G.; VICENTE, R.; MARUMO, J. T. Enhanced removal of radium from radioactive oil sludge using microwave irradiation and non-ionic surfactant. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 211, p. 110168, 2022. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110168.

LIU, Z. et al. Incineration of oily sludge in fluidized-bed systems: pretreatment, emissions and costs. **Journal of Hazardous Materials**, v. 161, n. 1, p. 120–126, 2008.

NIU, A.; SUN, X.; LIN, C. Trend in research on characterization, environmental impacts and treatment of oily sludge: A systematic review. **Molecules**, v. 27, n. 22, p. 7795, 2022. DOI: https://doi.org/10.3390/molecules27227795.

OKYAY, S. et al. Improvement of quality in the evaluation of radium isotopes 224, 226, 228Ra in oil scale samples. **Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry**, v. 322, p. 1305–1309, 2019. DOI: https://doi.org/10.1007/s10967-019-06872-4.

OLIVEIRA, A. P. et al. Fractionation of oily sludges produced in the treatment of hydrocarbon wastes. In: VILARINHO, C.; CASTRO, F.; RUSSO, M. (Org.). **WASTES: Solutions, Treatments and Opportunities**. Boca Raton: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015. p. 189-195. DOI: 10.1201/b18853-33.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RAMIREZ, D.; KOWALCZYK, R. M.; COLLINS, C. D. Characterisation of oil sludges from different sources before treatment: High-field nuclear magnetic resonance (NMR) in the determination of oil and water content. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 174, p. 729-737, 2019. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.078.

REZAEI, Z.; MOGHIMI, H. Fungal-bacterial consortia: A promising strategy for the removal of petroleum hydrocarbons. **Ecotoxicology and Environmental Safety**, v. 280, p. 116543, 2024. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2024.116543.

TANIRBERGENOVA, S. E. A. et al. Studying the characteristics of tank oil sludge. **Processes**, v. 12, n. 9, p. 2007, 2024. DOI: https://doi.org/10.3390/pr12092007.

TENG, Q.; ZHANG, D.; YANG, C. A review of the application of different treatment processes for oily sludge. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 28, n. 1, p. 121–132, 2021. DOI: 10.1007/s11356-020-11176-2.

TOUMA, K.; LEBAZ, N.; SHEIBAT-OTHMAN, N. Centrifugal creaming of concentrated oil-in-water emulsions: Experimental investigation and modelling. **Chemical Engineering Research and Design**, v. 208, p. 899–909, 2024. DOI: https://doi.org/10.1016/j.cherd.2024.07.049.

VIANA, F. F. E et al. A. Aged oil sludge solubilization using new microemulsion systems: design of experiments. **Journal of Molecular Liquids**, v. 210, p. 44–50, 2015. DOI: https://doi.org/10.1016/j.molliq.2015.02.042.

YAN, P. E. A et al. Oil recovery from refinery oily sludge using a rhamnolipid biosurfactant-producing Pseudomonas. **Bioresource Technology**, v. 116, p. 24–28, 2012. DOI: https://doi.org/10.1016/j.biortech.2012.04.024.

YANG, Q. E. A. Treatment of petrochemical wastewater by microaerobic hydrolysis and anoxic/oxic processes and analysis of bacterial diversity. **Bioresource Technology**, v. 196, p. 169–175, 2015. DOI: https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.07.087.

YAO, M. E. A. Efficient separation and recovery of petroleum hydrocarbon from oily sludge by a combination of adsorption and demulsification. **International Journal of Molecular Sciences**, v. 23, n. 14, p. 7504, 2022. DOI: https://doi.org/10.3390/ijms23147504.

ZHANG, J. et al. Oil recovery from refinery oily sludge via ultrasound and freeze/thaw. **Journal of Hazardous Materials**, v. 203–204, p. 195–203, 2012. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2011.12.016.

ISBN: 978-65-5222-057-8

COMPARAÇÃO ENTRE TÉCNICAS DE REGRESSÃO NA PREDIÇÃO DAS PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Melquisedeque Nonato de Oliveira[1], Marcus Felipe de Oliveira Quetez[2], Moacyr Nogueira Borges Filho[3], Alex Tadeu Almeida Waldmann[4], Cláudia Miriam Scheid[5], Luís Américo Calçada[6]

[1]Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, melk_chelsea@hotmail.com, [2]Universidade Federal do Rio de Janeiro, mquetez@peq.coppe.ufrj.br, [3]Laboratório de Escoamento de Fluidos, moacyr.nogueira@ufrrj.br, [4]Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello, awaldmann@petrobras.com.br, [5]Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, scheid@ufrrj.br, [6]Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, calcada@ufrrj.br

RESUMO

Na indústria de óleo e gás o controle das propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração é essencial para garantir a eficiência e segurança operacional durante o processo de abertura do poço. Ao longo dos anos, diversos estudos foram conduzidos com o objetivo de correlacionar a quantidade de aditivos incorporados aos fluidos com suas propriedades reológicas e parâmetros físico-químicos. Desta forma, este trabalho compara técnicas de aprendizado de máquina com o objetivo de identificar modelos eficazes na previsão de variáveis como viscosidade aparente e densidade, parâmetros continuamente monitorados durante a perfuração do poço. Foram avaliadas as técnicas de Regressão Múltipla (RM), *Support Vector Regression* (SVR) e Regressão por Mínimos Quadrados Parciais (PLS), utilizando métricas de desempenho como Erro Quadrado Médio (MSE) e Coeficiente de Correlação de *Pearson* (R^2), além de considerar a complexidade dos modelos. O trabalho foi dividido em uma etapa experimental, que envolve a coleta de dados de fluidos reais, e em uma etapa de modelagem, na qual esses dados são utilizados para avaliar técnicas de predição. Os resultados quantitativos indicaram que os modelos SVR e PLS apresentaram os melhores desempenhos em termos de precisão, apresentando R^2 superior a 0,80. Além disso, a escolha da técnica mais adequada deve levar em conta o equilíbrio entre acurácia, interpretabilidade e os recursos disponíveis, uma vez que técnicas mais simples podem também oferecer bons resultados na modelagem dos dados.

Palavras-chave: Controle de propriedades, fluidos de perfuração, modelos de regressão, *machine learning*.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A perfuração de poços de petróleo é uma atividade de alta complexidade, risco e custo financeiro (Chieza, 2011). A crescente exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas intensificam esses desafios, demandando maior investimento em tecnologias para redução de custos, aumento da segurança operacional e minimização de impactos ambientais. Durante a etapa de perfuração, fluidos de perfuração são essenciais para garantir a estabilidade do poço, transportar os detritos escavados pela broca (cascalhos) até a superfície, e prevenir o aprisionamento da broca. Dada a importância dessas funções, o monitoramento e controle rigoroso das propriedades dos fluidos de perfuração são vitais para evitar atrasos e custos adicionais no projeto.

Esse monitoramento é majoritariamente realizado por sensores e transmissores instalados na sonda. Especialistas analisam esses dados em tempo real, buscando antecipar e solucionar problemas operacionais ou extrair informações relacionadas à saúde do fluido. (Magalhães Filho *et al*., 2014). Em virtude da intrínseca complexidade da perfuração de poços de petróleo e da indispensável supervisão contínua, o controle das propriedades do fluido de perfuração torna-se imperativo.

Borges Filho *et al*. (2023) propuseram um sistema de detecção de anomalias que consiste na aplicação da técnica *Principal Component Analysis* (PCA) para monitorar as propriedades de fluido de perfuração. Na sequência, Quetez (2024) propôs um algoritmo de monitoramento baseado na técnica *Local Outlier Factor* para monitorar o estado do fluido e identificar novos *set-points* operacionais, realizando re-treino de forma automática. Tais avanços permitem explorar técnicas de recuperação de processo dentro do monitoramento, de modo a retornar as propriedades dos fluidos para as condições anteriores a falha. Os trabalhos mencionados permitem detectar e identificar falhas, porém não trazem informações sobre a recuperação do processo para o estado anterior à ocorrência da anomalia. Neste cenário, a análise da relação entre a composição e as propriedades do fluido se faz necessária, a fim de construir modelos que possam auxiliar os operadores na correção da falha e retomada da operação a condição de normalidade.

Madureira (2015) empregou técnicas de regressão, incluindo o método k-vizinhos mais próximos ponderado (wkNN), para estimar a viscosidade de emulsões água em óleo (W/O) em petróleos leves brasileiros. Sultana *et al*. (2020) propuseram uma abordagem baseada em *soft computing* para prever as propriedades mecânicas de compósitos de concreto reforçado com fibra de juta (JFRCC). Os autores avaliaram três métodos, Metodologia de Superfície de Resposta (RSM), Redes Neurais Artificiais (ANN) e Regressão de Vetores de Suporte (SVR), para desenvolver modelos empíricos de previsão da resistência à compressão e tração com base na relação água-cimento, comprimento e volume da fibra de juta. Silva *et al*. (2021) utilizaram técnicas de *machine learning* (ML) para mapear o comportamento reológico de emulsões W/O, com base em dados experimentais da indústria de óleo e gás. Deumah *et al*. (2021)

ISBN: 978-65-5222-057-8

aplicaram algoritmos de ML, como Árvore de Decisões, Floresta Aleatória, k-vizinhos mais próximos e Regressão Multilinear, para prever a viscosidade de gases em campos de petróleo no lêmen.

A revisão do estado da arte permite concluir que inúmeros métodos computacionais podem ser utilizados com sucesso na determinação da correlação entre os valores de concentrações dos aditivos e as propriedades dos fluidos de perfuração. Neste contexto, o objetivo deste trabalho foi determinar as correlações entre os valores das propriedades físicas e composições dos aditivos a partir de medições das propriedades dos fluidos, comparando técnicas de aprendizado de máquina de modo a identificar modelos eficazes na previsão de variáveis como viscosidade aparente e densidade na perfuração do poço.

METODOLOGIA

Foram realizado o preparo dos fluidos e a medição de suas propriedades em condições próximas às obtidas no campo. Após a realização dos experimentos, os dados coletados foram tratados e os modelos aplicados em uma divisão aleatória dos dados, de forma que os algoritmos determinem as regiões de treinamento e as regiões de validação.

Fase experimental

As suspensões foram formuladas pela adição sequencial de cloreto de sódio (NaCl), carboximetilcelulose (CMC) e barita em água. A funcionalidade dos aditivos é: (i) a barita funciona como modificador de densidade, contribuindo para a estabilidade dos poços (Caenn *et al*., 1996); (ii) o CMC atua como um modificador reológico, conferindo propriedades pseudoplastica e tixotrópica ao fluido, permitindo a manutenção dos cascalhos em suspensão quando o fluido está em repouso e a capacidade de bombear à altas taxas de deformação. O sal foi utilizado para simular as condições usuais de preparo do fluido nas plataformas *offshore*. Ao todo, foram formulados 81 fluidos de perfuração à base de água considerando o planejamento experimental fatorial completo, em triplicata, como descrito na Tabela 1.

Tabela 1. Níveis dos aditivos utilizados e suas concentrações.

Níveis	-1	0	1
CMC (g/L H_2O)	3,28	4,99	6,70
Barita (g/L H_2O)	46,1	206,2	336,1
NaCl (g/L H2O)	66,2	102,7	139,2

Após o preparo, foi realizada a caracterização dos fluidos, medindo a viscosidade aparente com o viscosímetro Fann 35a à 300 RPM e ajustando os dados a um modelo reológico. A densidade foi mensurada por meio de uma balança de lama.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Modelagem

Análise Multivariada da Variância (MANOVA)

A MANOVA foi realizada com o objetivo de verificar a influência dos aditivos na resposta das variáveis preditas, garantindo a influência desses para as regressões. Dessa forma, a MANOVA assegurou que a aplicação das regressões fosse realizada sobre variáveis efetivamente influenciadas pelos fatores analisados. A MANOVA cria uma combinação linear das variáveis dependentes e testa se essa combinação varia significativamente entre os grupos definidos pelas variáveis independentes. Para isso, utilizam-se matrizes de soma de quadrados e covariância em vez de valores individuais (Hair *et al*., 2019).

Modelos de regressão

As variáveis foram analisadas utilizando três abordagens distintas: Regressão Múltipla (RM), Regressão por Mínimos Quadrados Parciais (PLS) e a Regressão de Vetores de Suporte (SVR). Cada uma dessas técnicas foi aplicada para modelar a relação entre as variáveis independentes e a variável dependente, permitindo diferentes formas de interpretação e ajuste dos dados.

a. Regressão Múltipla (RM)

É uma técnica estatística usada para modelar a relação entre uma variável dependente e variáveis independente. O objetivo é entender como as variáveis independentes influenciam a variável dependente, considerando a interação entre elas. O modelo foi construído de modo a expressar a variável dependente como uma combinação das variáveis independentes, com coeficientes que indicam o impacto de cada variável sobre a variável dependente (Hahs-Vaughn, 2020).

O modelo de regressão múltipla utilizado é representado pela Equação 1

$$Y = \beta_0 + \Sigma_{i=1}^{3}\beta_i x_i + \Sigma_{j=1}^{3}\beta_{jj} x_j^2 + \Sigma_{\substack{i,j=1 \\ i\neq j}}^{3}\beta_{ij} x_i x_j \quad (1)$$

onde Y é a variável dependente (densidade ou viscosidade aparente), x_i são as variáveis independentes (CMC, Barita e NaCl) e β_i são os coeficientes a serem estimados.

b. Regressão por Mínimos Quadrados Parciais (PLS)

Essa técnica busca maximizar a variância explicada das variáveis independentes enquanto preserva a capacidade de previsão da variável dependente (Equação 2). O modelo é treinado utilizando uma parte do conjunto de dados, permitindo a extração das componentes mais relevantes para a análise (Kruger *et al*., 2008).

$$Y = XB + \epsilon \quad (2)$$

onde B são os coeficientes de regressão que são estimados a partir das projeções das variáveis X e Y nas direções que maximizam a covariância entre elas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

c. Máquinas de Vetores de Suporte para Regressão (SVR)

A abordagem baseada em máquinas de vetores de suporte foi aplicada para encontrar uma função de regressão que melhor aproxime a relação entre as variáveis (Equação 3). Esse método define uma margem de tolerância (*ε-insensitive tube*) ao redor da função de regressão, dentro da qual os erros não são penalizados. Apenas os pontos que ultrapassam essa margem contribuem para o erro do modelo. Além disso, o SVR pode capturar padrões não lineares ao utilizar funções *kernel*, permitindo maior flexibilidade na modelagem dos dados (Li *et al.*, 2016). Durante o treinamento, os hiperparâmetros, como C (complexidade do modelo), ε (tolerância ao erro) e o tipo de *kernel*, foram ajustados para aperfeiçoar a precisão da previsão.

$$Y = \Sigma_{i=1}^{N} \alpha_i K(x_i, x) + b \quad (3)$$

Onde α_i são os coeficientes obtidos durante o treinamento, $K(x_i,x)$ é a função *kernel* que calcula a similaridade entre os pontos x_i e x e b é o viés que ajuda a ajustar o modelo.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Caracterização dos fluidos

A viscosidade aparente dos fluidos, medidas a taxas de cisalhamento de 511 s^{-1}, foi avaliada por meio do modelo de *Power Law* e *Herschel-Bulkley*. A Figura 1 ilustra a capacidade dos modelos em descrever os dados experimentais. A concordância entre os modelos e os dados indica o comportamento predominantemente pseudoplástico dos fluidos em estudo. O modelo *Herschel-Bulkley* é uma generalização do modelo *Power Law*, incluindo a tensão limite de escoamento τ_0.

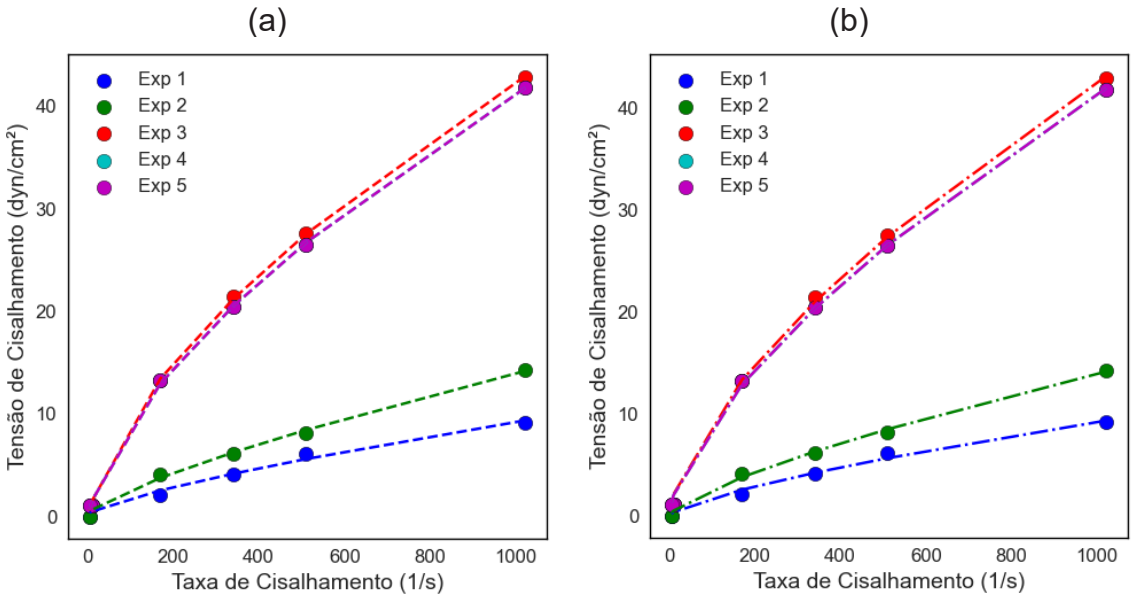


Figura 1. Ajustes dos modelos. (a) Herschel-Bulkley e (b) Power Law.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Embora ambos os modelos tenham sido bem ajustados às curvas experimentais, com R^2 próximo de 0,99, a análise do modelo de *Herschel-Bulkley* apresentou valores de τ_0 negativos em alguns fluidos, indicando a ausência de um limiar de escoamento. Diante dessa característica, optou-se pelo modelo *Power-Law* para representar o comportamento reológico desses fluidos.

Em relação à densidade, a Figura 2 mostra o comportamento da densidade em cada amostra preparada.

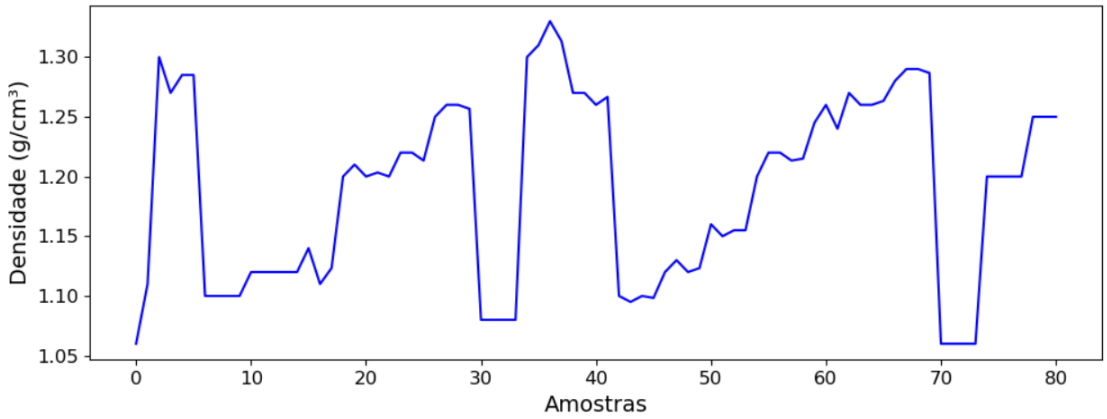


Figura 2. Densidade dos fluidos preparados.

MANOVA

Segundo os resultados da Análise Multivariada de Variância (MANOVA), Tabela 2, todas as variáveis independentes, CMC (x_1), Barita (x_2) e NaCl (x_3), apresentaram efeitos estatisticamente significativos ($p < 0,001$) sobre o conjunto de variáveis dependentes, assim como o intercepto (β_0). Todos os testes estatísticos (Wilks' Lambda, Pillai's Trace, Hotelling-Lawley Trace e Roy's Greatest Root) apresentaram valores de p inferiores a 0,0001, indicando um forte impacto das variáveis independentes.

Uma vez que a MANOVA mostra um efeito significativo das variáveis independentes sobre as variáveis dependentes, isso sugere fortemente que um modelo de regressão pode ser aplicado utilizando tais variáveis independentes na predição da variável dependente (Hair *et al*. 2019). Nesse contexto, abordagens como a RM, PLS e SVR apresentam-se como estratégias promissoras para modelagem preditiva.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 2: Tabela dos resultados da MANOVA

Variável	Estatística	Valor	F Value	Pr > F
Intercepto	***Wilks' lambda***	0.0176	2091.5511	0.0
	Pillai's trace	0.9824	2091.5511	0.0
	Hotelling-Lawley trace	55.7747	2091.5511	0.0
	Roy's greatest root	55.7747	2091.5511	0.0
x1	***Wilks' lambda***	0.0567	623.8863	0.0
	Pillai's trace	0.9433	623.8863	0.0
	Hotelling-Lawley trace	16.637	623.8863	0.0
	Roy's greatest root	16.637	623.8863	0.0
x2	***Wilks' lambda***	0.1794	171.506	0.0
	Pillai's trace	0.8206	171.506	0.0
	Hotelling-Lawley trace	4.5735	171.506	0.0
	Roy's greatest root	4.5735	171.506	0.0
x3	***Wilks' lambda***	0.5339	32.7388	0.0
	Pillai's trace	0.4661	32.7388	0.0
	Hotelling-Lawley trace	0.873	32.7388	0.0
	Roy's greatest root	0.873	32.7388	0.0

Modelagem

A análise de desempenho das técnicas foi realizada com base no Coeficiente de Pearson (R^2) e no Erro Quadrático Médio (MSE) para cada modelo (Tabela 3).

Tabela 3. Desempenho dos algoritmos de acordo com as métricas R^2 e MSE.

Modelo	Densidade		Viscosidade Aparente	
	R^2	MSE	R^2	MSE
RM	0,462	0,045	0,912	0,006
PLS	0,836	0,014	0,929	0,004
SVR-RBF	0,925	0,006	0,856	0,008
SVR-Polinomial	0,765	0,020	0,855	0,008
SVR-Linear	0,833	0,014	0,917	0,005

O SVR com *kernel* radial (RBF) apresentou o melhor desempenho para a densidade, alcançando um R^2 de 0,93. O modelo de RM apesar de mais simples, obteve um desempenho bom para a viscosidade aparente, com R^2 de 0,912. No entanto, o modelo PLS se destacou, com R^2 de 0,93 para a viscosidade aparente, o que reflete uma excelente capacidade de previsão. Pode ser observada na Figura 3 a capacidade de predição do SVR para densidade e do PLS para viscosidade aparente.

ISBN: 978-65-5222-057-8

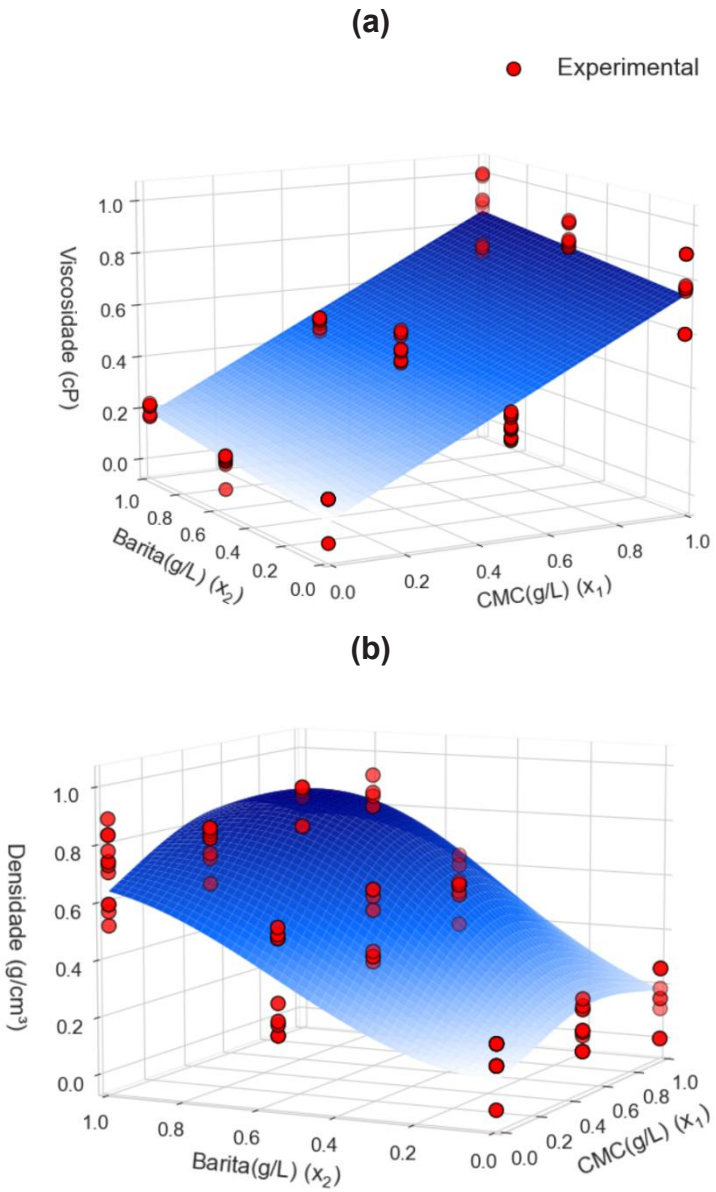


Figura 3. Desempenho dos modelos na predição das propriedades. (a) PLS (viscosidade aparente) e (b) SVR-RBF (densidade).

CONCLUSÃO

O modelo SVR destacou-se na previsão da densidade, enquanto o PLS apresentou melhor desempenho geral para a viscosidade aparente. Esses resultados indicam que abordagens mais complexas, como o SVR e o PLS, são mais eficazes na captura da variabilidade dos dados em comparação com a Regressão Múltipla (RM). Ainda assim, o modelo RM apresentou um desempenho sólido para a viscosidade aparente, com um R^2 de 0,912, evidenciando uma boa capacidade de modelagem dessa variável.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o financiamento e apoio da Petrobras (Projeto SAP 4600675541) e da UFRRJ, bem como o suporte do Laboratório de Escoamento de Fluidos, no desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BORGES FILHO, M. N.; MELLO, T. P.; SCHEID, C. M.; CALÇADA, L. A.; WALDMAN, A. T.; TEIXEIRA, G.; MARTINS, A. L. Real-time anomaly detection methodology for drilling fluids properties. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*. SPE, 2023.

CAENN, R.; CHILLINGAR, G. V. Drilling fluids: State of the art. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 14, n. 3-4, p. 221-230, 1996.

CHIEZA, C. P. Diagnósticos de problemas operacionais durante a perfuração de poços de petróleo. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

DEUMAH, S. S.; YAHYA, W. A.; AL-KHUDAFI, A. M.; BA-JAALAH, K. S.; ALABSI, W. T. Prediction of gas viscosity of Yemeni gas fields using machine learning techniques. *SPE*, 2021. p. 208667.

HAIR JR, J. F.; BLACK, W. C.; BABIN, B. J.; ANDERSON, R. E. *Multivariate data analysis*. 8. ed. Pearson, 2019. p. 371.

HAHS-VAUGHN, D. L.; LOMAX, R. G. Multiple linear regression. *An introduction to statistical concepts*. 4. ed. New York: Routledge, 2020. p. 73. eBook ISBN 9781315624358.

KRUGER, U.; DIMITRIADIS, G. Diagnosis of process faults in chemical systems using a local partial least squares approach. *Process Systems Engineering*, 2008.

LI, N.; CHEN, Y.; KONG, D.; TAN, S. Force-based tool condition monitoring for turning process using v-support vector regression. Springer-Verlag London, 2016.

MAGALHÃES FILHO, S. C.; SCHEID, C. M.; CALÇADA, L. A.; FOLSTA, M.; MARTINS, A. L.; MARQUES DE SÁ, C. H. Development of on-line sensors for automated measurement of drilling fluid properties. *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*. OnePetro, 2014.

MADUREIRA, D. F. Predição da viscosidade de emulsões para petróleos leves brasileiros. 2015. Dissertação (Mestrado) – Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2015.

ISBN: 978-65-5222-057-8

QUETEZ, M. F. O. Monitoramento online de propriedades de fluidos de perfuração utilizando técnicas de detecção de outlier. 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, 2024.

SILVA, T. G.; MIYATAKE, L. K.; BARBOSA, R. M.; MEDEIROS, A. G.; BORGES, O. C.; OLIVEIRA, M. C.; CARDOSO, F. M. AI based water-in-oil emulsions rheology model for value creation in deepwater fields production management. *Offshore Technology Conference – OTC*, 2021.

SULTANA, N.; HOSSAIN, S. M. Z.; ALAM, M. S.; ISLAM, M. S.; AL ABTAH, M. A. Soft computing approaches for comparative prediction of the mechanical properties of jute fiber reinforced concrete. *Advances in Engineering Software*, v. 149, p. 102887, nov. 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE DA FORMAÇÃO NO DANO CAUSADO POR FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE AQUOSA

Gregory Vinicius Bezerra de Oliveira[1], Ernani Dias da Silva Filho[2], Marcos Allyson Felipe Rodrigues[3], Sérgio Taveira de Camargo Júnior[4], Fernanda Larissa do Vale Barbosa[5], Paula Pereira Salles Robaina[6]

[1]*Universidade Federal do Rio Grande do Norte, gregoryvinicius16@gmail.com,* [2]*Universidade Federal do Rio Grande do Norte, ernanidasilv@gmail.com,* [3]*Universidade Federal do Rio Grande do Norte, marcos.allyson@gmail.com,* [4]*CENPES/Petrobras, camargojr@petrobras.com.br,* [5]*Universidade Federal do Rio Grande do Norte, fernaanda.larissa@gmail.com,* [6]*Universidade Federal do Rio Grande do Norte, paulapsrobaina@gmail.com*

RESUMO

O dano à formação é um fenômeno que pode comprometer significativamente a produtividade de poços de petróleo, sendo frequentemente associado à redução da permeabilidade em torno da região invadida pelo fluido de perfuração. Entre os diversos fatores que influenciam a severidade desse dano, a permeabilidade da rocha desempenha um papel central, uma vez que afeta diretamente o padrão de invasão de sólidos e filtrado. Neste contexto, o presente trabalho teve como objetivo analisar a influência da permeabilidade da formação no dano provocado pela circulação dinâmica de um fluido de perfuração base aquosa comercial. Para isso, foram utilizadas amostras de Indiana Limestone previamente selecionadas em três faixas distintas de permeabilidade: baixa (unidades de milidarcy), média (dezenas de milidarcy) e alta (centenas de milidarcy). A avaliação do dano foi realizada por meio de testes com o equipamento Formation Damage System (DCI Corporation), determinando-se o retorno de permeabilidade após a circulação do fluido. Todos os ensaios foram realizados em duplicata. Os resultados mostraram que as amostras de baixa permeabilidade apresentaram retorno de permeabilidade (RP) de 100% e maiores volumes de filtrado (5,1 e 5,3 mL), indicando ausência de dano. Para as amostras de permeabilidade média, os RPs foram de 89,7% e 92,6%, com volumes de filtrado entre 3,7 e 4,3 mL. Nas de alta permeabilidade, o dano foi mais acentuado (RPs de 69,6% e 64,7%), embora o volume de filtrado tenha permanecido constante (4,3 mL), sugerindo que o bloqueio de poros por sólidos foi mais relevante que a perda de fluido. Esses resultados indicam que formações mais permeáveis são mais suscetíveis ao dano causado pela circulação do fluido de perfuração, possivelmente devido à maior facilidade de penetração de sólidos no interior da rocha. A análise contribui para o entendimento do comportamento de diferentes formações frente à circulação de fluidos.

Palavras-chave: Dano à Formação, Fluido de Perfuração, Permeabilidade

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A produtividade de um poço produtor de petróleo está diretamente relacionada à capacidade da rocha reservatório de permitir o escoamento de fluidos até o poço. No entanto, durante a fase de perfuração, diversos mecanismos podem comprometer essa capacidade, especialmente devido à invasão de fluidos de perfuração para o interior da formação que pode reduzir a permeabilidade da formação. Esse fenômeno, conhecido como dano à formação, pode causar redução da permeabilidade, alteração da molhabilidade, obstrução de poros, variação na pressão de início de fluxo e alteração na saturação de fluidos.

A severidade do bloqueio dos poros ou da redução da permeabilidade está fortemente associada à performance do fluido de perfuração. Fluido formulado de maneira adequada tende a formar um reboco eficaz, atuando como barreira física, e consequentemente, limitando a penetração do filtrado na formação (Adebayo; Bageri, 2020). A literatura aponta que essa invasão do filtrado, ocorrida durante a perfuração, constitui um dos principais mecanismos responsáveis pelo dano à formação. Em situações em que esse dano compromete significativamente a produtividade do reservatório, os custos envolvidos na atividade exploratória podem se tornar inviáveis do ponto de vista econômico (Zhao et al., 2019).

Dentre os fatores que controlam a magnitude do dano, a permeabilidade inicial da rocha se destaca como um dos mais relevantes. Em meios de alta permeabilidade, a maior conectividade dos poros tende a facilitar a penetração do fluido de perfuração e de seus sólidos, aumentando o volume de invasão e a profundidade do dano. Já em formações de baixa permeabilidade, a penetração pode ser mais limitada, devido aos menores tamanhos de gargantas de poros, que intensificam o cisalhamento sobre o polímero presente nos fluidos, limitando a profundidade de penetração das partículas sólidas (Zhang et al., 2024).

Rochas carbonáticas, como calcários e dolomitos, representam uma parte significativa dos reservatórios de petróleo em operação no mundo e apresentam desafios devido à sua heterogeneidade, presença de *vulgs*, alto grau de conectividade e, consequentemente, um maior potencial de interação com o fluido de perfuração (Jiang; Sun; Deng, 2019). Tais características tornam ainda mais relevante a avaliação dos efeitos da permeabilidade inicial nos processos de dano.

Diante desse cenário, o presente trabalho tem como objetivo avaliar a influência da permeabilidade inicial da rocha sobre o retorno de permeabilidade, o volume de filtrado e a pressão de início de fluxo, por meio de ensaios laboratoriais conduzidos com plugues de carbonato e fluido de perfuração à base de água. A partir da análise dos dados obtidos, busca-se compreender os mecanismos de dano associados à invasão do fluido, e verificar possíveis correlações existentes entre os parâmetros de permeabilidade e dano a formação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

O desenvolvimento experimental dividiu-se em três etapas: (i) preparo e caracterização do fluido de perfuração, (ii) caracterização das amostras de rocha e (iii) ensaios de retorno de permeabilidade.

(i) Preparo e caracterização do fluido de perfuração

Para a realização deste estudo, foi preparado um fluido de perfuração à base de água, cuja formulação é representativa de sistemas comerciais utilizados na indústria. A composição do fluido utilizado encontra-se descrita na Tabela 1.

Tabela 1 – Formulação do fluido de perfuração base aquosa

Produto	Concentração (lb/bbl)
Água industrial	326
Sal inorgânico 1	31,6
Sal inorgânico 2	1,5
Viscosificante 1	1,2
Viscosificante 2	8
Antiespumante	0,3
Alcalinizante	1
Adensante	10
Antibactericida	0,19

A formulação do fluido foi realizada por meio da pesagem individual dos aditivos, cujas massas foram determinadas em balança analítica de precisão. Já o volume de água foi mensurado com o uso de provetas graduadas. A incorporação dos componentes foi realizada gradualmente, com a solução sendo mantida sob agitação contínua por um misturador Hamilton Beach – Fann, assegurando a homogeneização do fluido.

As propriedades físico-químicas dos fluidos foram caracterizadas a partir das medições de peso específico, parâmetros reológicos, filtração, salinidade e pH, e foram realizadas conforme a API 13B. O peso específico foi determinado com uma balança densimétrica Fann 140. Os parâmetros reológicos — viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE), gel inicial (G_0) e gel final (Gf) — foram obtidos com o viscosímetro Fann 35-A, operando em rotações de 600 a 3 rpm. A avaliação da filtração foi realizada utilizando um filtro prensa API de baixa pressão (100 psi), papel filtro Whatman nº 50 e proveta graduada, permitindo analisar o volume de filtrado. A salinidade foi medida por titulação com solução de nitrato de prata (0,282 N), em que o fim da reação entre íons cloreto e prata é indicado pela viragem do cromato de potássio para vermelho. Por fim, o pH foi registrado com método potenciométrico direto.

ISBN: 978-65-5222-057-8

(ii) Caracterização das amostras de rocha

As amostras de rocha carbonática utilizadas neste estudo correspondem ao tipo Indiana Limestone, uma rocha comercial de afloramento amplamente empregada em ensaios laboratoriais devido à sua composição homogênea, e propriedades petrofísicas representativas de formações carbonáticas reais. Trata-se de uma rocha sedimentar composta predominantemente por calcita ($CaCO_3$).

As amostras de rocha, com dimensões de 6 polegadas de comprimento por 1,5 polegada de diâmetro, foram previamente caracterizadas em termos de porosidade e permeabilidade. A porosidade foi determinada com base na diferença entre a massa do plugue saturado com solução de KCl a 4% e sua massa seca, permitindo a estimativa do volume de poros preenchido. A permeabilidade das amostras foi determinada em regime de fluxo, por meio da injeção de salmoura, conforme detalhado em seção posterior.

(iii) Ensaios de retorno de permeabilidade

Os ensaios foram realizados no equipamento Formation Damage Core Flood System (FDS) da DCI Corporation (Figura 1), utilizado para simular a interação rocha-fluido em condições de reservatório, considerando tanto o fluxo tangencial a face de entrada do fluido (circulação) quanto o axial (estático). O sistema é composto por acumuladores, coreholder, bomba de injeção, válvulas automáticas, sensores de pressão e temperatura, entre outros componentes.

Figura 1 – Formation Damage System (Oliveira et al., 2024)



O procedimento de execução dos ensaios foi dividido em quatro etapas principais:

ISBN: 978-65-5222-057-8

I) Inicialmente, o sistema é preparado com o preenchimento dos acumuladores com os fluidos de trabalho e a inserção do plugue previamente saturado com salmoura (KCl 4%). Aplicam-se então as pressões de confinamento (2000 psi) e de *backpressure* (1000 psi).

II) Nesta etapa, a permeabilidade inicial (K_i) é obtida por meio da injeção de salmoura a 2 mL/min no sentido "reverso" (do reservatório para o poço) até atingir as condições de fluxo permanente. A partir desses dados, Ki é calculada com base na Lei de Darcy (Equação 1), onde *q* representa a vazão de injeção, *A* a área transversal da amostra, *μ* a viscosidade da salmoura, *L* o comprimento da amostra e *ΔP* o diferencial de pressão ao longo do plugue.

$$Q = \frac{kA}{\mu L}\Delta P \text{ (Equação 1)}$$

III) Na terceira etapa, realiza-se a circulação do fluido de perfuração para a formação do reboco, nessa etapa injeta-se com a pressão constante (300 psi de *overbalance*) por aproximadamente 2 horas, em condição dinâmica (tangencial).

IV) Por fim, a permeabilidade final (K_f) é determinada com nova injeção de salmoura no sentido reverso, permitindo a avaliação do retorno de permeabilidade (Equação 2). Também são registrados o volume de filtrado e a pressão de início de fluxo (ΔPfi), conforme definido pela Equação 3.

$$RP = K_f / K_i \text{ (Equação 2)}$$

$$\Delta P_{fi} = \Delta P_{máx} - \Delta P_{final} \text{ (Equação 3)}$$

A partir dos resultados obtidos, foi possível estabelecer uma correlação entre o parâmetro de permeabilidade da formação e o retorno de permeabilidade, por meio de uma análise de variância unidirecional (ANOVA One-Way), adotando-se um nível de significância de 5% (intervalo de confiança de 95%). Neste contexto, a hipótese nula (H_0) postulou que não há diferença estatisticamente significativa no retorno de permeabilidade entre os grupos com diferentes níveis de permeabilidade da formação. Por outro lado, a hipótese alternativa (H_1) considerou que ao menos um dos grupos apresenta uma média significativamente distinta, indicando influência do parâmetro analisado.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nessa seção é retratado os resultados obtidos da caracterização do fluido de perfuração e dos ensaios de retorno de permeabilidade realizados com plugues de carbonato de diferentes permeabilidades.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Caracterização do fluido de perfuração

A Tabela 2 apresenta os resultados da caracterização do fluido de perfuração base aquosa.

Tabela 2 - Dados de caracterização do fluido base aquosa

Propriedades	Resultados
Peso (lb/gal)	9,0 ± 0,0
Salinidade (mg/L)	91300 ± 700
Viscosidade plástica (cP)	17 ± 1,0
Viscosidade Aparente (cP)	39 ± 1,0
Limite de escoamento (lbf/100 ft2)	44 ± 0,0
Gel 10 s (lbf/100 ft2)	15 ± 0,0
Gel 10 min (lbf/100 ft2)	17 ± 1,0
Sólidos (%)	4,0 ± 0,0
Filtrado API (mL)	5,2 ± 0,0
pH	9,3 ± 0,1

O fluido de perfuração utilizado nos ensaios apresentou um peso de 9,0 lb/gal e salinidade de 91.300 mg/L, configurando-se como um sistema de alta salinidade, compatível com formações sensíveis à invasão aquosa e propenso à formação de reboco interno. A viscosidade plástica foi de 17 cP, enquanto a viscosidade aparente atingiu 39 cP, indicando um comportamento reológico adequado para suspensão e transporte de sólidos, sem comprometer a capacidade de bombeio.

O limite de escoamento de 44 lbf/100 ft² e os valores de gel inicial e final de 15 e 17 lbf/100 ft², respectivamente, sugerem uma estrutura de gel moderada, com boa capacidade de suporte de sólidos em suspensão e estabilidade durante pausas na circulação. O teor de sólidos totais foi de 7,10%, o que contribui tanto para o controle de densidade quanto para a formação de um reboco eficiente. Quanto ao desempenho em filtração, o fluido apresentou filtrado API de 5,1 mL, valor considerado controlado para sistemas de base aquosa.

Ensaios de retorno de permeabilidade – Avaliação do dano

Os ensaios de retorno de permeabilidade foram conduzidos com amostras de *Indiana Limestone* classificadas em três faixas distintas de permeabilidade inicial: baixa (unidades de milidarcy), média (dezenas de milidarcy) e alta (centenas de milidarcy).

A Tabela 3 apresenta os dados de caracterização das amostras de rocha, incluindo porosidade(Φ), permeabilidade inicial (k_i) e final (k_f), além de resumir os resultados obtidos nos ensaios de retorno de permeabilidade, como o volume de filtrado (Vfilt) e a pressão de início de fluxo (FIP).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 3 - Dados experimentais dos ensaios de retorno de permeabilidade.

Test	Range de Permeabilidade	Φ (%)	$k_{initial}$ (mD)	k_{final} (mD)	RP (%)	V_{filt} (mL)	FIP (psi)
1	Baixa	16,29	7,9	7,90	100	5,1	0
2		16,42	8,77	8,77	100	5,3	0
3	Média	17,61	25,7	23,80	92,6	3,7	4
4		17,85	42,45	38,04	89,6	4,3	2,5
5	Alta	18,78	188,01	121,64	64,7	4,3	2,8
6		18,54	129,26	89,96	69,6	4,3	4,3

A partir da análise da tabela, observa-se que as amostras com baixa permeabilidade (Testes 1 e 2) apresentaram retorno de permeabilidade de 100%, sem resistência ao reinício do fluxo (FIP = 0 psi), sugerindo ausência de dano significativo e boa preservação da condutividade da rocha após a invasão do fluido. Obteve-se também os maiores volumes de filtrado (5,1 e 5,3 mL). Nesses plugues, a maior resistência ao escoamento dificulta a penetração de sólidos e a formação de um reboco interno mais eficiente, o que resulta em um volume de filtrado relativamente elevado, mas que não compromete a permeabilidade da formação, tal fenômeno também foi observado por (Zhao et al., 2019).

Para os plugues de permeabilidade média (Testes 3 e 4), o retorno de permeabilidade foi ligeiramente inferior, com valores entre 89,6% e 92,6%, e pequenas variações nos volumes de filtrado (3,7 a 4,3 mL). A presença de pressões de início de fluxo entre 2,5 e 4,0 psi indica a ocorrência de obstruções parciais nos poros, compatível com um grau moderado de dano à formação.

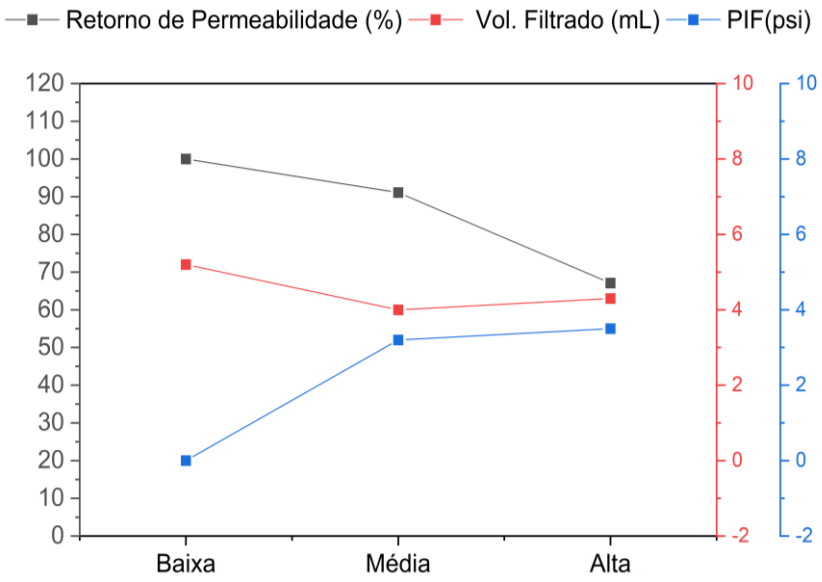
Já nas amostras com alta permeabilidade (Testes 5 e 6), verificou-se um declínio mais acentuado no retorno de permeabilidade, com valores de 64,7% e 69,6%, evidenciando um comprometimento significativo da condutividade da rocha. Apesar do volume de filtrado semelhante ao dos plugues de média permeabilidade (4,3 mL), a invasão das partículas sólidas, nesse caso, pode ter sido mais severa.

Esses resultados corroboram a tendência de que amostras com maior permeabilidade inicial são mais suscetíveis à obstrução por sólidos do fluido de perfuração, exigindo maior pressão para restabelecer o escoamento e resultando em menores valores de retorno de permeabilidade. Observações semelhantes foram relatadas por (Al-Taq et al., 2005), que também identificaram maior propensão ao dano em rochas mais permeáveis (RP = 11%) do que rochas menos permeáveis (RP = 45%)

ISBN: 978-65-5222-057-8

Para complementar a análise, a Figura 2 ilustra graficamente as relações entre os valores médios dos parâmetros avaliados.

Figura 2 – Influência da Permeabilidade Inicial nos Parâmetros de Retorno de Permeabilidade, Volume de Filtrado e Pressão de Início de Fluxo (PIF)



Nota-se a queda acentuada do RP com o aumento da permeabilidade, o crescimento progressivo da ΔPfi e a relativa estabilidade do Vfilt. Essas tendências reforçam que rochas com maior permeabilidade inicial são mais suscetíveis à obstrução de poros pelo fluido de perfuração, com consequências negativas sobre a capacidade de escoamento e a recuperação da permeabilidade após invasão.

Para avaliar a significância estatística das variações observadas nos valores de retorno de permeabilidade (RP) entre os diferentes grupos de permeabilidade inicial (baixa, média e alta), foi aplicada uma análise de variância do tipo ANOVA one-way. Os resultados, apresentados na Tabela 4, indicaram que há uma diferença estatisticamente significativa entre os grupos analisados (F = 104,93; P = 0,0017).

Tabela 4 - Resultados da ANOVA One-Way para avaliação da influência da permeabilidade inicial no retorno de permeabilidade.

Fonte da Variação	Soma dos Quadrados (SS)	Média Quadrática (MS)	F-Valor	P-Valor
Modelo	1154,623	577,312	104,93	**0,0017**
Residual	16,505	5,502	–	–
Total	1171,128	–	–	–

ISBN: 978-65-5222-057-8

Esse resultado confirma que a permeabilidade inicial da rocha tem influência direta e relevante sobre o retorno de permeabilidade após a invasão do fluido de perfuração. A baixa variabilidade observada no erro residual reforça a robustez da análise, sugerindo que o efeito do fator "permeabilidade" é consistente entre os grupos. Assim, os dados obtidos demonstram que plugues com diferentes faixas de permeabilidade inicial respondem de forma significativamente distinta ao mesmo fluido de perfuração, evidenciando a necessidade de estratégias específicas para controle de dano em formações mais permeáveis.

CONCLUSÕES

Os ensaios de retorno de permeabilidade realizados com amostras de rocha carbonática do tipo *Indiana Limestone* permitiram avaliar, de forma sistemática,impacto da permeabilidade inicial sobre os principais indicadores de dano à formação. Os resultados demonstraram que a permeabilidade da rocha exerce influência direta e significativa na severidade da obstrução causada pelo fluido de perfuração.

Verificou-se que amostras com maior permeabilidade inicial apresentaram menor retorno de permeabilidade (64,7% a 69,6%) e exigiram pressões mais elevadas para o restabelecimento do fluxo (até 4,3 psi), evidenciando a formação de danos mais intensos e resistentes à reversão. A análise de variância do tipo ANOVA one-way ($p = 0,0017$) confirmou que há diferenças estatisticamente significativas entre os grupos de permeabilidade avaliados.

Esses resultados indicam que formações mais permeáveis demandam maior atenção quanto ao controle da invasão de fluidos durante a perfuração. Assim, torna-se essencial o desenvolvimento de formulações de fluido ajustadas às características petrofísicas da rocha, com foco na mitigação de danos à formação e na preservação da produtividade do reservatório.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras pelo apoio material e financeiro para a execução desse estudo, e aos laboratórios de Engenharia de Poços de Petróleo (LABPOÇO) e de fluido de perfuração e completação (LAFPEC) da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) onde foram executados os ensaios experimentais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADEBAYO, Abdulrauf R.; BAGERI, Badr S. A simple NMR methodology for evaluating filter cake properties and drilling fluid-induced formation damage. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, v. 10, n. 4, p. 1643–1655, 1 abr. 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AL-TAQ, A. et al. SPE 94551 Mud-Induced Formation Damage in Carbonate Reservoirs: Consequences on Productivity of Open-Hole Horizontal Wells. [S.l.: S.n.]. Disponível em: <http://onepetro.org/SPEEFDC/proceedings-pdf/05EFDC/All-05EFDC/SPE-94551-MS/2838834/spe-94551-ms.pdf/1>.

JIANG, Tongwen; SUN, Hedong; DENG, Xingliang. Chapter 1 - Typical characteristics of fractured vuggy carbonate gas reservoirs. In: JIANG, Tongwen; SUN, Hedong; DENG, Xingliang (Orgs.). Dynamic Description Technology of Fractured Vuggy Carbonate Gas Reservoirs. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2019. p. 1–29.

OLIVEIRA, Gregory et al. EFFECT OF OVERBALANCE PRESSURE ON DAMAGE TO CARBONATE FORMATIONS. In: 23 set. 2024. Disponível em: <https://biblioteca.ibp.org.br/pt-BR/search/49783>

ZHANG, Kun et al. A review of reservoir damage during hydraulic fracturing of deep and ultra-deep reservoirs. Petroleum ScienceKeAi Communications Co., , 1 fev. 2024.

ZHAO, Xin et al. Formation damage mechanisms associated with drilling and completion fluids for deepwater reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 173, p. 112–121, 1 fev. 2019a.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MEMBRANAS HÍBRIDAS TUBULARES PARA TRATAMENTO DE EMULSÕES ÓLEO/ÁGUA: OTIMIZAÇÃO DO PROCESSO DE SEPARAÇÃO E ANÁLISE DA VIDA ÚTIL

Emilly Vitoria Gomes Moreira[1], Francimarcio Geraldo da Siva Gambarra[2], Joseane Damasceno Mota[3], Meiry Glaúcia Freire Rodrigues[4]

[1]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, Rua Aprígio Veloso, 882, Bairro Universitário, Campina Grande – PB, 58429-900, francimarcio.geraldo@eq.ufcg.edu.br, emilly.gomes@estudante.ufcg.edu.br, joseanemota2006@hotmail.com, meiry.freire@eq.ufcg.edu.br

RESUMO

A crescente escassez hídrica, somada ao descarte inadequado de efluentes industriais e domésticos, tem demandado o desenvolvimento de tecnologias eficientes para o tratamento de resíduos oleosos. A separação de emulsões óleo-água constitui um desafio ambiental crítico, uma vez que a presença de hidrocarbonetos em corpos d'água compromete a penetração de luz solar e a difusão de oxigênio, afetando diretamente os ecossistemas aquáticos. Diante desse contexto, as membranas de separação emergem como uma alternativa tecnológica vantajosa em relação aos métodos convencionais, destacando-se pela alta eficiência e menor impacto ambiental. Neste estudo, foram desenvolvidas membranas tubulares poliméricas e compósitas à base de polietileno de ultra-alto peso molecular (PEUAPM) modificado com argila organofílica Chocolate B, selecionados devido às suas propriedades adsortivas, estabilidade termoquímica e custo competitivo. As membranas foram fabricadas mediante processo de sinterização em diferentes tempos (60, 90 e 120 minutos) e com variações na concentração de carga inorgânica (1%, 3% e 5% em massa). A caracterização envolveu técnicas de DRX e MEV, complementadas por ensaios de porosidade, resistência química e absorção de água. Os resultados demonstraram que a incorporação da argila organofílica melhorou significativamente as propriedades das membranas, conferindo maior estabilidade físico-química, porosidade controlada e desempenho otimizado, com taxas de rejeição de óleo de até 90% e elevada permeabilidade. Adicionalmente, os ciclos de reuso comprovaram uma recuperação de fluxo superior a 99% e manutenção da eficiência de separação acima de 95%, validando a robustez do processo de limpeza e a durabilidade do material. Conclui-se que as membranas compósitas desenvolvidas apresentam alto potencial para aplicação no tratamento de efluentes oleosos, combinando eficiência, sustentabilidade e viabilidade técnica, o que as posiciona como uma solução promissora para mitigar impactos ambientais associados a esse tipo de contaminação

Palavras-chave: membranas compósitas, argila chocolate, polietileno de ultra-alto peso molecular, efluentes oleosos, sustentabilidade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, a intensificação da produção de petróleo gerou um aumento expressivo na quantidade de efluentes oleosos, cuja disposição inadequada ameaça a saúde pública e os ecossistemas aquáticos. Estudos recentes demonstram que até mesmo pequenas quantidades de óleo podem se bioacumular, causando danos subletais à fauna aquática e agravando a contaminação ambiental. Diante desse cenário, há um esforço contínuo de instituições reguladoras e do setor industrial na busca por tecnologias de tratamento de efluentes que conciliem eficácia, seletividade e viabilidade econômica (Sutrisna et al., 2024).

Entre as alternativas mais promissoras, os processos de separação por membranas destacam-se por sua eficiência energética e facilidade de integração modular. Membranas cerâmicas tubulares operando em fluxo tangencial apresentam vantagens operacionais como menor tendência à incrustação, maior durabilidade e menores custos de manutenção (Lee et al., 2025). A literatura aponta avanços significativos por meio da incorporação de nanomateriais, da formulação de compósitos cerâmico-poliméricos e da adoção de abordagens híbridas, resultando em melhorias nas propriedades físico-químicas e no desempenho prolongado das membranas (Sawunyama, 2024).

Neste contexto, o presente estudo investiga a produção de membranas tubulares compósitas à base de PEUAPM com adição de argila Chocolate B organofílica. A pesquisa avalia sua aplicação na separação de emulsões óleo/água e sua viabilidade de reutilização após ciclos de limpeza. As argilas, ao interagir com a matriz polimérica, modificam características como molhabilidade, porosidade e resistência mecânica, resultando em membranas com maior eficiência de filtração e vida útil ampliada, contribuindo para soluções mais sustentáveis e tecnicamente robustas no tratamento de efluentes oleosos.

METODOLOGIA

A preparação da argila organofílica baseou-se no protocolo dos autores (Pereira et al., 2005), envolvendo etapas de desagregação, moagem e peneiramento da argila Chocolate B em malha ABNT nº 200. A argila foi dispersa em água destilada sob agitação mecânica, formando uma suspensão com 4% em massa, a qual foi homogeneizada por 20 minutos.

Em seguida, realizou-se a ativação sódica da argila com a adição de carbonato de sódio (20%) sob aquecimento a 95 °C, promovendo a troca iônica para obtenção da forma sódica. Após o resfriamento, introduziu-se gradualmente o sal quaternário de amônio (100 meq/100 g), mantendo a agitação por mais 30 minutos para funcionalização organofílica da estrutura.

Por fim, a suspensão foi submetida à filtração a vácuo, lavada com água destilada para eliminar resíduos de sal e os sólidos foram secos em estufa a 60 ± 5 °C por 24 horas, resultando em uma argila organofílica funcionalizada, apta à incorporação em matrizes poliméricas ou compósitos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

As membranas de PEUAPM e PEUAPM com argila organofílica, Chocolate B foram produzidas por sinterização, utilizando Polietileno de Ultra Alto Peso Molecular (PEUAPM), conforme metodologia dos autores (Carvalho et al., 2009). O processo envolveu a mistura do polímero peneirado com diferentes teores de argila (1 %, 3 % e 5 %), seguida de homogeneização mecânica.

As misturas foram moldadas em estruturas tubulares de aço inoxidável previamente preparadas com desmoldante. Os moldes foram aquecidos em forno elétrico a 210 °C por períodos de 60, 90 ou 120 minutos, promovendo a fusão incipiente das partículas para formação das membranas.

Após o ciclo térmico, os moldes foram resfriados à temperatura ambiente e as membranas cilíndricas desmoldadas, identificadas e armazenadas para posterior caracterização. O procedimento visa garantir uniformidade estrutural e avaliar a influência do teor de argila e do tempo de sinterização no desempenho das membranas.

Com o objetivo de reduzir o tamanho dos poros, as membranas passaram por uma modificação superficial interna via impregnação com uma solução diluída de polietileno de baixa densidade (PEBD) em tolueno, conforme descrito pelos autores (Carvalho et al., 2009). Os grânulos de PEBD foram previamente fragmentados para acelerar a dissolução, e a solução foi preparada na proporção 1:100 a 110 °C, sendo resfriada à temperatura ambiente antes do uso.

As membranas foram imersas na solução por 15 segundos e secas ao ar por 72 horas para garantir a completa evaporação do solvente.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os difratogramas obtidos (Figuras 1a a 1e) preservam os picos característicos do PEUAPM em 21,3° e 23,7°, evidenciando que o processo de sinterização a 210 °C por até 120 minutos não comprometeu sua estrutura cristalina. Observa- se, nas membranas contendo 5% de argila Chocolate B organofílica, um deslocamento do pico de 2θ de 3,93° (2,25 nm) para 3,25°, indicando expansão do espaçamento basal e sugerindo a intercalação do polímero nas galerias da argila, conforme descrito na literatura (AYRES; ORÉFICE, 2007; MORELLI; RUVOLO FILHO, 2010; OLIVEIRA et al., 2017).

Nas membranas contendo 1 e 3% de argila (Figuras 1c a 1e), a baixa definição dos picos nos difratogramas de DRX sugere uma possível esfoliação parcial da argila. No entanto, a técnica de DRX, por si só, não é suficiente para caracterizar de forma abrangente o grau de dispersão das lamelas na matriz polimérica (AYRES; ORÉFICE, 2007).

ISBN: 978-65-5222-057-8

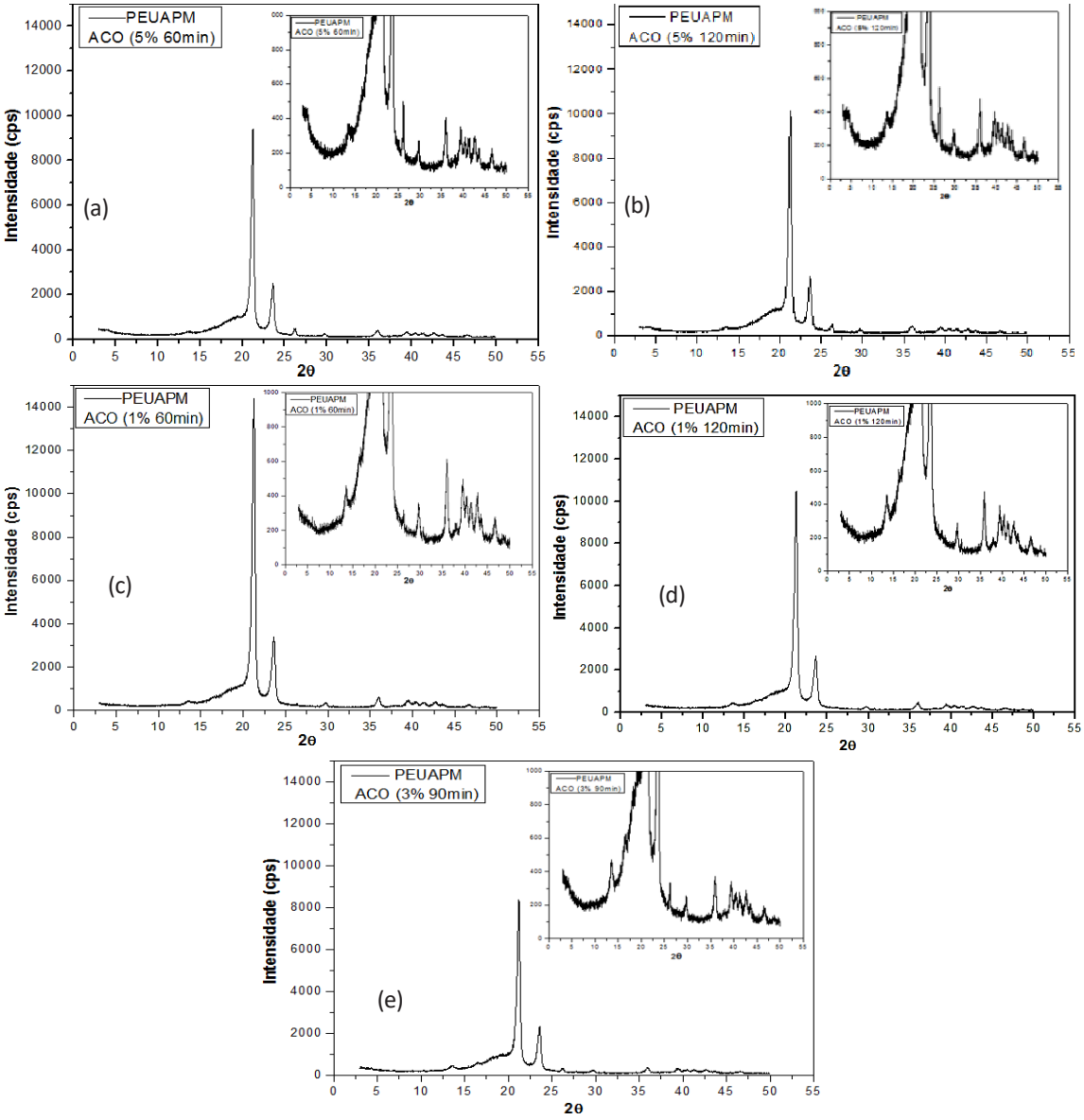


Figura 1 - DRX das membranas tubulares compósitas PEUAPM ACO 5% 60 min (a); PEUAPM ACO 5 % 120 min (b); PEUAPM ACO 1 % 60 min (c); PEUAPM ACO 1 % 120 min (d); PEUAPM ACO 3 % 90 min (e).

As micrografias apresentadas nas Figuras 2 (a–e) correspondem às membranas tubulares compósitas à base de PEUAPM e argila Chocolate B, após o processo de sinterização, nas vistas de superfície (S) e secção transversal (T). As imagens obtidas por microscopia eletrônica de varredura, com ampliações de 500× e 2000×, evidenciam a distinção morfológica entre a matriz polimérica e as partículas de argila incorporadas. É possível observar a distribuição da argila em ambas as regiões analisadas, bem como a presença de uma morfologia porosa heterogênea, caracterizada por poros com ampla variação de tamanho (GOMES; LEITE, 2014; PONTES JÚNIOR et al., 2013; CARVALHO et al., 2009). Todas as amostras apresentaram

ISBN: 978-65-5222-057-8

estrutura assimétrica, com a formação de uma camada densa (pele filtrante) atribuída à modificação da matriz com polietileno de baixa densidade (PEBD).

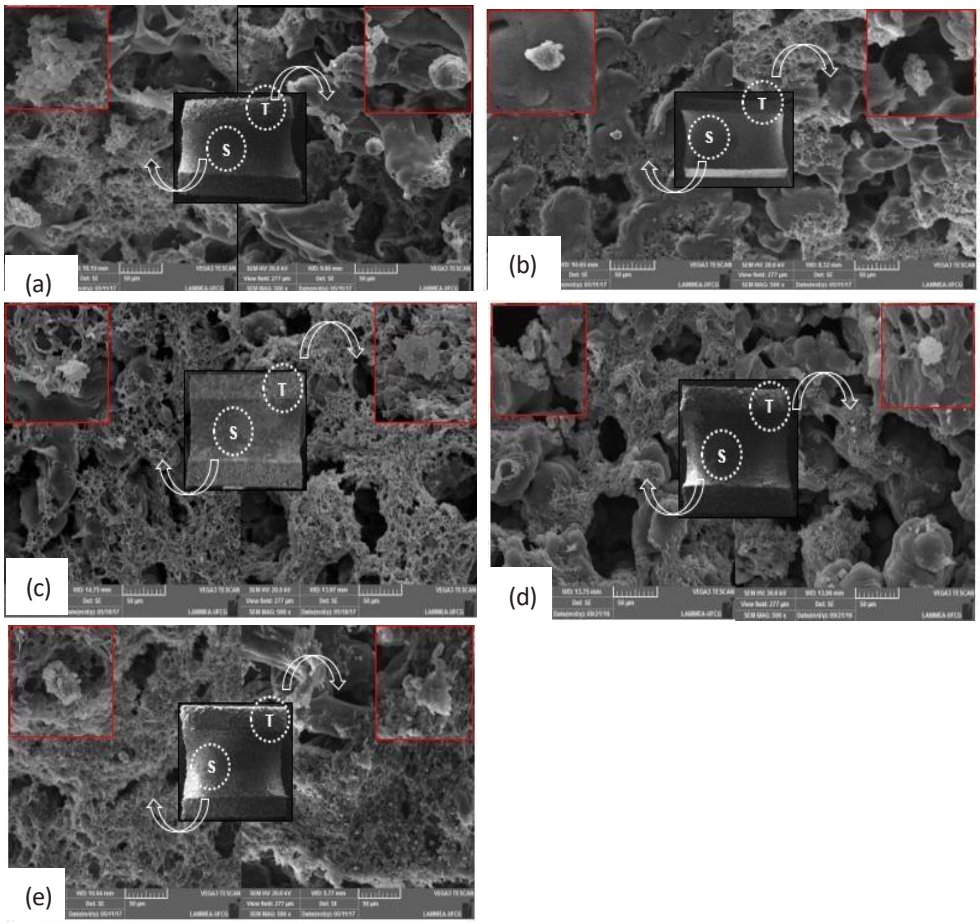


Figura 2 - Imagem da seção de superfície (S) e transversal (T) das membranas tubulares compósitas PEUAPM ACO 5% 60 min (a); PEUAPM ACO 5 % 120 min (b); PEUAPM ACO 1 % 60 min (c); PEUAPMACO 1 % 120 min (d); PEUAPM ACO 3 % 90 min (e).

A Tabela 1 apresenta os dados referentes à perda de massa das membranas compósitas PEUAPM/argila Chocolate B após exposição a diferentes meios químicos. A amostra contendo 5% de argila e submetida à sinterização por 120 minutos apresentou os menores índices de degradação, com perdas de massa de 0,11% em etanol (C_2H_6O), 2,21% em clorofórmio ($CHCl_3$), 0,82% em solução salina (NaCl), 0,57% em meio ácido (pH 2,5) e 1,02% em meio alcalino (pH 12). De modo geral, as membranas compósitas demonstraram menor perda de massa em comparação às membranas constituídas exclusivamente por PEUAPM, indicando que a adição da argila organofílica contribui significativamente para o incremento da resistência química do material.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 1 - Perdas de massas apresentadas pelas membranas tubulares compósitas em diferentes soluções químicas.

SOLUÇÕES QUÍMICAS	PERDA DE MASSA (%)				
	PEUAPM ACO (5% 60min)	PEUAPM ACO (5% 120min)	PEUAPM ACO (1% 60min)	PEUAPM ACO (1% 120min)	PEUAPM ACO (3% 90min)
C2H6O	0,73	0,11	1,01	0,19	0,28
CHCl3	2,67	2,21	4,53	4,47	3,83
NaCl	1,03	0,82	1,43	1,34	1,31
pH 2,5	0,85	0,57	0,91	0,72	0,63
pH 12	1,97	1,02	2,35	2,07	1,17

A Tabela 2 reúne os resultados de absorção de água e porosidade das membranas tubulares compósitas produzidas com PEUAPM e argila Chocolate B organofílica. Observa-se que o incremento do teor de argila de 1% para 5% promoveu um aumento progressivo na absorção de água, comportamento atribuído à formação de poros de maior diâmetro, independentemente do tempo de sinterização, conforme relatado pelos autores (SIVAKUMAR et al., 1998). A porosidade das amostras variou de 70,92 % a 79,68 %, o que pode ser correlacionado diretamente à presença da argila organofílica na matriz polimérica, favorecendo a geração de uma estrutura mais aberta e hidrofílica.

Tabela 2 – Absorção de água e Porosidade das membranas tubulares compósitas.

MEMBRANAS COMPÓSITAS	ABSORÇÃO DE ÁGUA(%)	POROSIDADE (%)
PEAPM ACO (5 % 60min)	28,19	79,68
PEAPM ACO (5 % 120min)	25,94	76,88
PEAPM ACO (1 % 60min)	25,02	72,36
PEAPM ACO (1 % 120min)	22,98	70,92
PEAPM ACO (3 % 90min)	26,77	74,75

As Figuras 3a e 3b mostram os fluxos de água destilada e emulsão óleo/água em membranas compósitas com 1%, 3% e 5% de argila Chocolate B, sinterizadas por 60, 90 e 120 minutos. A maior vazão ocorreu na membrana com 5% de argila e 60 minutos (12,079 $m^3 \cdot m^{-2} \cdot h^{-1}$), enquanto a menor foi para 1% de argila e 120 minutos (10,859 $m^3 \cdot m^{-2} \cdot h^{-1}$). O aumento do teor de argila elevou os fluxos, devido à formação de poros maiores, em consonância com os dados de porosidade. Para emulsões, houve queda inicial no fluxo por

ISBN: 978-65-5222-057-8

deposição de óleo, estabilizando após 40 minutos, comportamento já descrito na literatura.

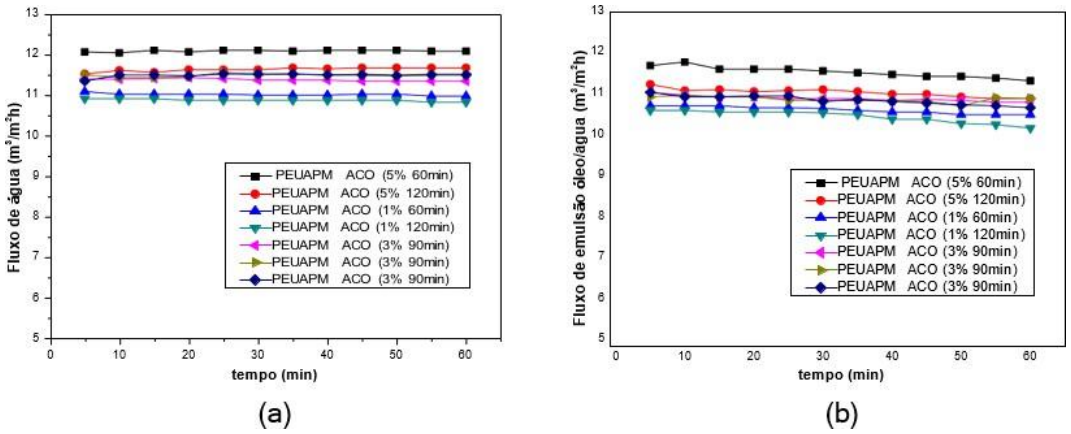


Figura 3 – Testes de permeação de água (a) processo de separação por membranas (b) das membranas tubulares compósitas.

A Figura 4 indica que todas as membranas compósitas de PEUAPM com argila Chocolate B apresentaram rejeição superior a 69%, evidenciando que a incorporação da carga mineral aumentou significativamente a eficiência em relação às membranas sem argila. O melhor resultado foi obtido com 5% de argila e sinterização por 120 minutos, atingindo 89,27% de rejeição aos 30 minutos e 90,67% ao final, devido à combinação de alta porosidade e bom fluxo, confirmando o efeito positivo das argilas organofílicas na matriz polimérica e corroborando estudos como o de Medeiros et al. (2017), que registraram rejeições entre 87,70% e 93,40% em membranas de poliamida 6 modificadas commontmorilonita.

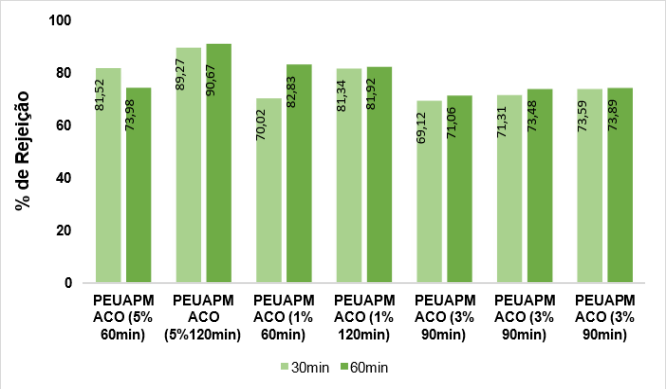


Figura 4 – Percentuais de rejeição das membranas tubulares compósitas (PEUAPM/ argila Chocolate B organofílica).

ISBN: 978-65-5222-057-8

A limpeza é fundamental para manter a permeabilidade e seletividade das membranas, pois a formação de incrustações reduz o fluxo durante os ciclos de filtração. A deposição de óleo na superfície é a principal causa dessa redução. Após a limpeza com solução detergente, a membrana PEUAPM ACO 4 recuperou 99,73% do fluxo inicial, comprovando a eficácia do método na remoção das incrustações e na restauração do desempenho.

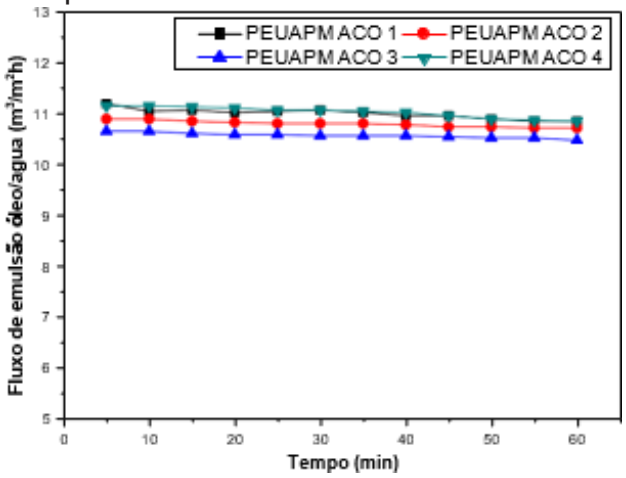


Figura 5 – Fluxo de emulsão óleo/água nas membranas tubulares compósitas (PEAUPM/argila Chocolate B organofílica).

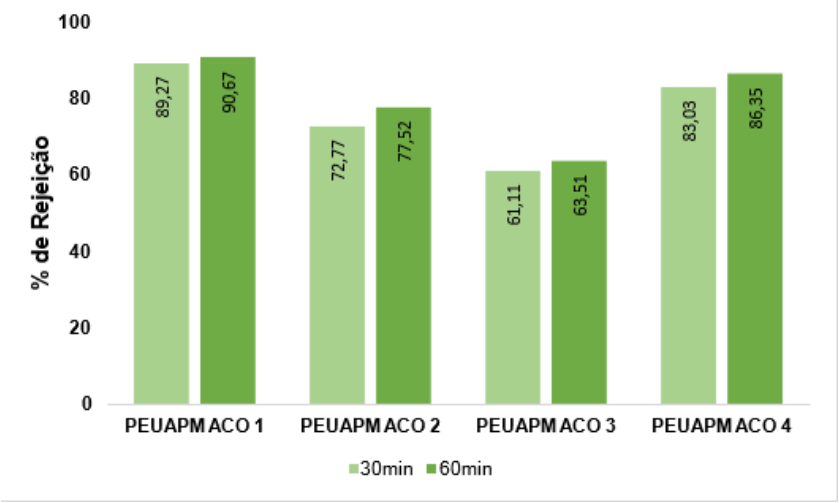


Figura 6 – Percentuais de rejeição da membrana tubular compósita PEUAPM/argila Chocolate B organofílica (PEUAPM ACO 5 % 120 min).

Os percentuais de rejeição da membrana PEUAPM ACO (5 % 120 min) apresentaram uma redução ao longo dos ciclos de operação, passando de 90,67 % no primeiro ciclo para 61,11% no terceiro, uma diminuição de 32,81%. Entretanto, após a realização do procedimento de limpeza, a rejeição foi restaurada, atingindo 96,72 %, o que demonstra a eficácia do processo de limpeza.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSÕES

As membranas tubulares de PEUAPM, puras e com argila organofílica Chocolate B, foram produzidas com sucesso, apresentando maior estabilidade química e melhorias estruturais. A adição de argila aumentou porosidade, resistência a solventes e robustez, resultando em melhores fluxos e rejeição em microfiltração de óleo/água. O tempo de sinterização influenciou mais as membranas puras, enquanto nas compósitas a maior concentração de argila (1–5%) aprimorou funcionalidade e integridade. Além disso, mantiveram mais de 99% do fluxo e 95% da rejeição após limpeza, reduzindo óleo no permeado para menos de 20 mg/L, atendendo à CONAMA, confirmando sua eficiência e viabilidade para tratamento de efluentes oleosos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AYRES, E.; ORÉFICE, R. L. Nanocompósitos Derivados de Dispersões Aquosas de Poliuretano e Argila: Influência da Argila na Morfologia e Propriedades Mecânicas. Polímeros: Ciência e Tecnologia, v. 17, p. 339-345, 2007.

CARVALHO, L. H. et al. Efeitos das condições de preparação e de modificação de superfície de membranas de PEUAPM na separação água/óleo. *Polímeros: Ciência e Tecnologia*, v. 19, p. 72-78, 2009.

CHENG, Q. et al. Facile fabrication of superhydrophilic membranes consisted of fibrous tunicate cellulose nanocrystals for highly efficient oil/water separation. *Journal of Membrane Science*, v. 525, p. 1–8, 2017.

CONAMA, Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução no 430, de 13 de maio de 2011. Dispõe sobre as condições e padrões de lançamento de efluentes, complementa e altera a Resolução no 357, de 17 de março de 2005, do Conselho Nacional do Meio Ambiente-CONAMA.

CUNHA, R. S. S. et al. Remoção de substâncias tóxicas (Pb^{2+} e Zn^{2+}) em água utilizando a argila esmectítica bofe natural como adsorvente. In: *58º Congresso Brasileiro de Cerâmica*, 2014, Bento Gonçalves. Anais [...]. Bento Gonçalves: CBC, 2014.

DRESSELHUIS, D. M. et al. Direct observation of adhesion and spreading of mixture droplets at solid surfaces. *Soft Matter*, v. 4, p. 1079–1085, 2008.

GOMES, D. S.; LEITE, R. C. N. Síntese e caracterização de membranas tubulares de PEUAPM/PEAD destinadas à separação de emulsões água/óleo. In: *XI Congresso de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande – PIBIC/CNPq/UFCG*, 2014. Anais [...]. Campina Grande: UFCG, 2014.

ISBN: 978-65-5222-057-8

LEE, R. et al. Evaluation of multi-channel ceramic tubular membranes for high-salinity water desalination by vacuum membrane distillation. *Desalination*, v. 611, 2025. DOI: https://doi.org/10.1016/j.desal.2025.118867.

MADAENI, S. S.; MANSOURPANAH, Y. COD removal from concentrated wastewater using membranes, Filtration & Separation. v. 40, p.40–46, 2003.

MEDEIROS, K. M. et al. Hybrid membranes of polyamide applied in treatment of waste water. *Materials Research*, v. 20, n. 2, p. 308-316, 2017.

MORELLI, F. C.; RUVOLO FILHO, A. Nanocompósitos de Polipropileno e Argila Organofílica: Difração de Raio X, Espectroscopia de Absorção na Região do Infravermelho e Permeação ao Vapor D'água. Polímeros, v. 20, p. 121-125, 2010.

MOTA, J. D. et al. Desempenho de membrana sinterizada de PEUAPM na remoção de óleo: efeito da incorporação de argila organofílica. In: *XIV Latin American Symposium on Polymers / XII Ibero American Congress on Polymers*, 2014, Porto de Galinhas - PE. Anais [...]. Porto de Galinhas: LASP/IACP, 2014.

NABI, N.; AIMAR, P.; MEIRELES, M. Ultrafiltration of an olive oil mixture stabilized by na anionic surfactante. Journal Membrane Science, v. 166, p. 177–188, 2000.

OLIVEIRA, S. V.; ARAUJO, E. M.; PEREIRA, C. M. C.; LEITE, A. M. D. Nanocompósitos de polietileno/argila bentonítica com propriedades antichama. Polímeros, v. 27, p. 91-98, 2017.

PEREIRA, K. R. O.; HANNA, R. A.; VIANNA, M. M. G. R.; PINTO, C. A.; RODRIGUES, M. G. F.; VALENZUELA-DIAZ, F. R. Brazilian organoclays as nanostructured sorbents of petroleum-derived hydrocarbons. Matererials Research, v. 8, p. 77- 80, 2005.

PONTES JÚNIOR, A. L. et al. Efeito da adição de argilas organofílicas no desempenho de membranas tubulares sinterizadas de PEUAPM para separação de emulsões de água/óleo. In: *7º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – PDPETRO*, 2013, Aracaju, SE. Anais [...]. Aracaju: PDPETRO, 2013.

SAWUNYAMA, L. et al. Ceramic-polymer composite membranes: Synthesis methods and environmental applications. *Ceramics International*, v. 50, n. 3, parte B, p. 5067-5079, 2024. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ceramint.2023.11.337.

SIVAKUMAR, M. et al. Modification of cellulose acetate: its characterization and application as an ultrafiltration membrane. *Journal of Applied Polymer Science*, v. 67, p. 1939–1946, 1998.

SUTRISNA P. D. et al. Advancements in ceramic membranes for robust oil-water separation. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, v. 12, n. 5, 2024. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jece.2024.113658.

ISBN: 978-65-5222-057-8

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO PROCESSO DE INVASÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO EM ROCHAS RESERVATÓRIO

Átyla Matheus de Araújo Costa[1], Tony Herbert Freire de Andrade[2], Wayne Gabriel Nóbrega Firme[3], Phillipe Augusto Sales dos Santos[4]

[1,3] Universidade Federal da Paraíba, atyla.matheus@estudante.ufcg.edu.br, [2,4] Universidade Federal de Campina Grande

RESUMO

A invasão de fluidos de perfuração em formações geológicas perfuradas é um fenômeno crítico que afeta significativamente a produtividade de reservatórios de petróleo. Esse processo ocorre devido ao desequilíbrio de pressão no poço e é influenciado por propriedades do fluido e da rocha, como viscosidade, permeabilidade e porosidade. A análise experimental desse fenômeno demandaria tempo, infraestrutura especializada e elevados investimentos. Neste contexto, este estudo investiga por meio da fluidodinâmica computacional a interação entre o fluido invasor e o meio poroso. Para tanto, foi considerado um domínio físico que representa diferentes propriedades da rocha e das condições operacionais, como a rotação da broca. A análise focou-se em camadas verticais, nas quais as rochas estão dispostas sequencialmente, exigindo que o fluido invada completamente a camada mais próxima às paredes do poço antes de atingir as rochas mais distantes. A modelagem matemática integrou as equações de conservação de massa e momento com a Lei de Darcy. Os resultados evidenciaram possíveis danos à formação ao redor do poço, além de fornecerem dados sobre o diâmetro de invasão e a relação entre a viscosidade do fluido de perfuração e a permeabilidade da rocha. Concluiu-se que os fluidos newtonianos penetram na formação significativamente mais rápida do que fluidos que seguem a Lei da Potência de Herschel-Bulkley.

Palavras-chave: Modelagem e Simulação, Fluido de Perfuração, Meio Poroso, CFD, Escoamento Multifásico e Invasão de Filtrado, Lei de Darcy.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A invasão de fluidos de perfuração em formações geológicas é um fenômeno inevitável durante as operações de perfuração de poços de petróleo. Esse processo influencia diretamente a produtividade dos reservatórios, podendo causar danos significativos à formação devido à obstrução dos poros ou à alteração das propriedades do meio poroso (CIVAN, 2007a).

Esse tipo de dano à formação é um dos principais desafios enfrentados na indústria do petróleo, uma vez que afeta a eficiência da extração e pode gerar altos custos operacionais. Fatores como a reologia do fluido de perfuração, permeabilidade e porosidade da rocha, pressão diferencial entre o poço e a formação, bem como a geometria do poço, têm papel determinante na dinâmica desse fenômeno (WON; BILGESU; AMERI, 2008; HE; LIU, 2021).

A análise experimental desse processo, embora possível, envolve elevados custos, tempo e infraestrutura. Com o avanço das ferramentas de simulação, tornou-se viável o uso da modelagem matemática e da simulação como alternativas eficazes para investigar a interação entre o fluido invasor e o meio poroso. A fluidodinâmica computacional (CFD) permite compreender esse fenômeno, aplicando princípios de conservação de massa e quantidade de movimento, aliados à Lei de Darcy (AWAD et al., 2021; MARIN, 2019).

Este estudo desenvolveu um modelo matemático para descrever a invasão de fluidos em meios porosos, com base nas equações de conservação de massa, de momento e na Lei de Darcy. Utilizando fluidodinâmica computacional, analisou-se a influência de diferentes tipos de fluidos (Newtoniano, Lei da Potência e Herschel-Bulkley) e das condições operacionais, como a rotação da broca. O modelo integra soluções analíticas e numéricas, aumentando a confiabilidade dos resultados. A análise concentrou-se em camadas verticais, nas quais as rochas estão dispostas sequencialmente, exigindo que o fluido invada completamente a camada mais próxima à parede do poço antes de alcançar as camadas mais distantes.

METODOLOGIA

Neste estudo, utilizou-se o software ANSYS CFX® para simular numericamente a invasão de fluidos de perfuração em um meio poroso representando rochas de reservatório. O domínio físico considera três elementos essenciais da perfuração real: rotação da coluna, espaço anular e um meio poroso com propriedades de rochas reais.

Modelo Geométrico

O meio poroso foi modelado com camadas verticais, exigindo que o fluido invada a rocha mais interna antes de alcançar as externas. A geometria, criada no DesignModeler®, representa um espaço anular ascendente com injeção de fluido pela base e saída no topo, simulando o retorno à superfície. Um diferencial

ISBN: 978-65-5222-057-8

do modelo é a rotação da coluna de perfuração, aplicada à parede externa. A simulação permite analisar a penetração em camadas sucessivas e o efeito de parâmetros como reologia do fluido, permeabilidade e porosidade da rocha.

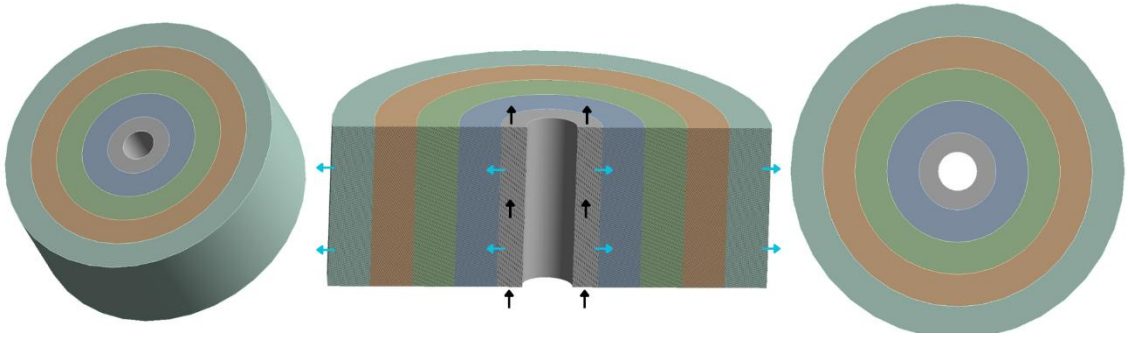


Figura 1: Modelo geométrico.

Condições de Contorno

Quanto às condições de contorno aplicadas para aproximar o caso da realidade, destacam-se:

Entrada	
Velocidade de entrada	$0{,}791\ m/s$
Fração volumétrica – Fluido de Perfuração | Petróleo	1 | 0
Saída	
Pressão de saída do anular	$3{,}8e^7\ Pa$
Pressão de saída do meio poroso	$3{,}42e^7\ Pa$
Parede	
Rotação da coluna	$12{,}57\ rad/s$
Inicialização - Anular	
Fração volumétrica – Fluido de Perfuração | Petróleo	1 | 0
Inicialização – Meio poroso	
Fração volumétrica – Fluido de Perfuração | Petróleo	0 | 1

Tabela 1: Condições de contorno

Os dados referentes a porosidade e permeabilidade das rochas utilizados no estudo foram retirados do estudo petrofísico e mineralógico de Gonzaga et al. (2022), referentes a quatro amostras da Formação Sousa, representativas da Bacia do Rio do Peixe - PB. Tais valores podem ser encontrados na Tabela 2.

Amostras	Permeabilidade	Porosidade
Amostra I – Folhelho verde	$0{,}0072\ mD$	$6{,}09\%$
Amostra II – Folhelho vermelho	$0{,}0094\ mD$	$0{,}44\%$
Amostra III – Siltito	$4{,}6234\ mD$	$1{,}59\%$
Amostra IV – Arenito	$0{,}0043\ mD$	$1{,}72\%$

Tabela 2: Porosidade e permeabilidade das rochas da Bacia do Rio do Peixe.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Além dos dados da Bacia do Rio do Peixe utilizados, foram utilizados dados de poços do campo de Alto de Rodrigues. Esses dados serão usados para comparar duas regiões distintas e encontram-se na Tabela 3.

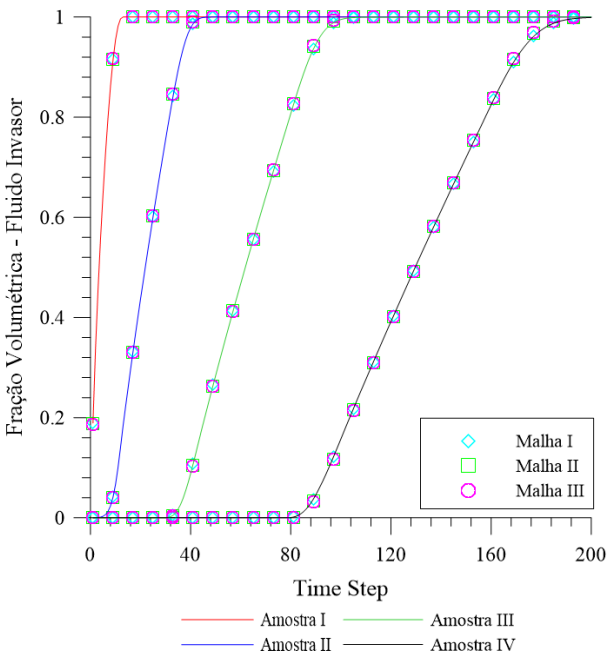
Amostras	Permeabilidade	Porosidade
Amostra I – Arenito limpo	$1{,}1\ mD$	$10{,}3\%$
Amostra II – Arenito	$9{,}0\ mD$	$14{,}9\%$
Amostra III – Folhelho	$22{,}8\ mD$	$22{,}4\%$
Amostra IV – *Wacke*	$478{,}1\ mD$	$24{,}5\%$

Tabela 3: Porosidade e permeabilidade das rochas da Bacia Potiguar.

Teste de Malha

Após a geração das malhas, foram realizadas simulações com diferentes níveis de refinamento para avaliar a independência dos resultados em relação à malha. Esse procedimento visa garantir que os resultados obtidos não sejam influenciados pela discretização, permitindo simulações confiáveis com eficiência computacional. Para isso, foram testadas três malhas distintas, com variações no número de elementos e no grau de refinamento. A Figura 3 apresenta a variação da fração volumétrica do fluido invasor ao longo do tempo para as três malhas testadas. As curvas demonstram comportamento semelhante entre os casos, indicando que o resultado é independente do grau de refinamento da malha. Isso valida a escolha da malha intermediária para as simulações, garantindo precisão com menor custo computacional.

Figura 2: Fração volumétrica do fluido invasor em função do raio para as malhas estudadas.



ISBN: 978-65-5222-057-8

Fluido de Perfuração

Escolher a reologia adequada do fluido é essencial para minimizar perdas de fluido e evitar danos à formação. Neste estudo, foram utilizados três tipos de fluidos: fluido Newtoniano, fluido da Lei da Potência e fluido Herschel-Bulkley. As propriedades do fluido Newtoniano estão apresentadas na Tabela 4.

Densidade	$\boldsymbol{1100\ kg/m^3}$
Viscosidade	$0{,}10\ \frac{kg}{m.s}$

Tabela 4: Propriedades do fluido de perfuração newtoniano.

O modelo da Lei da Potência é o mais simples e amplamente utilizado em aplicações de engenharia para fluidos puramente viscosos, relacionando a taxa de deformação à tensão. Ele é descrito pela seguinte equação:

$$\tau = k\gamma^n \mid \mu_{ap} = k\gamma^{n-1} \qquad (1)$$

Onde τ é a tensão de cisalhamento, k é o índice de consistência do fluido, γ é a taxa de cisalhamento, n é o índice de comportamento do fluido, e μ_{ap} é a viscosidade aparente. Para este estudo, os parâmetros reológicos do fluido, conforme apresentados no trabalho de Carneiro et al. (2006), estão fornecidos na Tabela 5.

Densidade	$\boldsymbol{1246\ kg/m^3}$
Índice de consistência	$5{,}1\ Pa.s$
Índice de comportamento	$0{,}147$
Viscosidade aparente máxima	$5{,}0$
Viscosidade aparente mínima	$412{,}0$

Tabela 5: Propriedades do Fluido da Lei da Potência (Carneiro et al.,2006)

O modelo Herschel-Bulkley é o principal modelo utilizado para caracterizar materiais com propriedades viscoelásticas. À medida que a taxa de cisalhamento aumenta, a viscosidade do fluido diminui consideravelmente, indicando que o fluido se torna mais deformável sob forças de cisalhamento elevadas. O comportamento reológico de materiais que seguem o modelo de Herschel-Bulkley pode ser representado matematicamente pela seguinte equação:

$$\bar{\tau} = \bar{\tau_0} + n\bar{D} \qquad (2)$$

Para $\dot{\gamma} > \dot{\gamma}_c$:

$$n = \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} + k\gamma^{\dot{n}-1} \qquad (3)$$

Para $\dot{\gamma} < \dot{\gamma}_c$:

$$n = \frac{\tau_0(2 - \frac{\dot{\gamma}}{\dot{\gamma}_c})}{\dot{\gamma}_c} + k(\dot{\gamma}_c)^{\dot{n}-1}[(2-n) + (n-1)\frac{\dot{\gamma}}{\dot{\gamma}_c}] \qquad (4)$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

Onde $\bar{\tau}$ é o limite de escoamento, $\bar{\tau_0}$é o limite de escoamento limiar, $\bar{D}$é o tensor da taxa de deformação, e $\dot{\gamma}_c$ é a taxa de cisalhamento crítica.

O fluido de perfuração à base de óleo utilizado nesta pesquisa foi selecionado com base nos achados de Sayindla et al. (2019), e suas propriedades correspondentes estão detalhadas na Tabela 6.

Densidade	$\mathbf{1113\ kg/m^3}$
Tensão de escoamento	$1{,}6155\ Pa$
Índice de consistência	$0{,}038828\ Pa.s$
Índice da lei da potência	$0{,}88$
Taxa de cisalhamento mínima	$0{,}1\ s^{-1}$
Taxa de cisalhamento máxima	$1200\ s^{-1}$

Tabela 6. Propriedades do Fluido Herschel-Bulkley (Sayindla et al.,2019).

Modelagem Matemática

O presente estudo aplica conceitos do modelo Euleriano, que considera em sua formulação o comportamento de cada fase em separado resultando em dois conjuntos de equações de conservação da massa e quantidade de movimento (CERAVOLO, 2020). Para o modelo matemático em questão, considera-se o escoamento isotérmico, por este motivo, a equação de energia não é abordada e utilizada.

A equação da continuidade é a representação matemática do princípio da conservação da massa. Considerando a ausência de fontes de massa ou transferência de massa entre fases, e que todos os experimentos foram realizados em condições transientes, a forma vetorial da equação da continuidade, para o presente estudo, é representada pela Equação 5.

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\gamma\alpha_q\rho_q\right) + \nabla\cdot\left(\gamma\alpha_q\rho_q\vec{v}_q\right) = 0 \qquad (5)$$

Onde α_q é a fração volumétrica, ρ_q é a massa específica, $\vec{v}_q$ é o vetor velocidade.

A equação da conservação do momento, comumente conhecida como equação do movimento, é derivada pela soma das forças atuantes em um elemento volumétrico diferencial dentro do volume de controle. Com base nas hipóteses do estudo, a equação resultante é apresentada a seguir.

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\gamma\alpha_q\rho_q\vec{v}_q\right) + \nabla\cdot\left(\gamma\alpha_q\rho_q\vec{v}_q\vec{v}_q\right) = -\gamma\alpha_q\nabla(p) + \nabla\cdot\left(\gamma\overline{\tau_q}\right) + \gamma\sum_{p=1}^{n}\left(\overrightarrow{F_{pq}^{D}} + \overrightarrow{F_{pq}^{TD}}\right) + \gamma(\overrightarrow{F_q} + \overrightarrow{F_q^{L}} + \overrightarrow{F_q^{VM}}) \qquad (6)$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

Onde p é a pressão, F_{pq}^{D} é a força para regiões não porosas, F_{pq}^{TD} é a força dispersa turbulenta, $\overrightarrow{F_q}$ são as forças externas, $\overrightarrow{F_q^L}$ é a força de sustentação, e F_q^{VM} é a força de transferência de massa.

Em escoamentos laminares em meios porosos, a queda de pressão é proporcional à velocidade do fluxo. Negligenciando aceleração convectiva e difusão, o modelo se reduz à Lei de Darcy, onde a constante de proporcionalidade depende da viscosidade do fluido, permeabilidade e comprimento do meio poroso.

$$\nabla P = -\frac{\mu}{\alpha}\vec{v} \tag{7}$$

Onde μ é a viscosidade do fluido e $\vec{v}$ é a velocidade do fluido.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Validação do Modelo

Para validar o modelo, utilizou-se a geometria completa e desconsiderou-se as diferentes rochas. Como não há dados experimentais disponíveis devido às condições reais e confidencialidade, a validação foi feita comparando os resultados numéricos com soluções analíticas exatas para escoamento radial de fluido newtoniano, demonstrada na Equação 8.

$$R_{inv} = \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P \cdot k \cdot t}{\mu \cdot \emptyset \cdot \ln\left(\frac{R_f}{R_i}\right)} + R_i^2} \tag{8}$$

As características usadas foram baseadas em Martins (2004) e os dados detalhados na Tabela 7.

Pressão de entrada	$\boldsymbol{560\ psi}$	Viscosidade ($\boldsymbol{\mu}$)	$\boldsymbol{0,1\ \frac{kg}{m.s}}$
Pressão de saída	$0\ psi$	Porosidade ($\emptyset$)	0,40
Permeabilidade ($\boldsymbol{k}$)	$750\ mD$	Raio externo (R_f)	$1,0\ m$
Tempo de simulação ($\boldsymbol{t}$)	$7600\ s$	Raio interno (R_i)	$0,1075\ m$

Tabela 7: Propriedades usadas na validação do modelo.

A Figura 3 relaciona o raio de invasão em função do tempo de simulação, comparando os resultados analíticos, obtidos através da Equação, com os resultados numéricos das simulações. Nela fica nítido que ambos os métodos apresentam resultados semelhantes, com erro médio de apenas 3,3973%.

ISBN: 978-65-5222-057-8

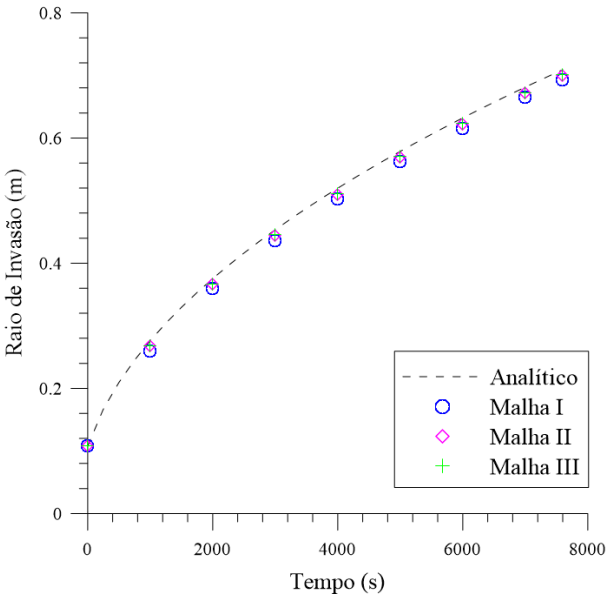
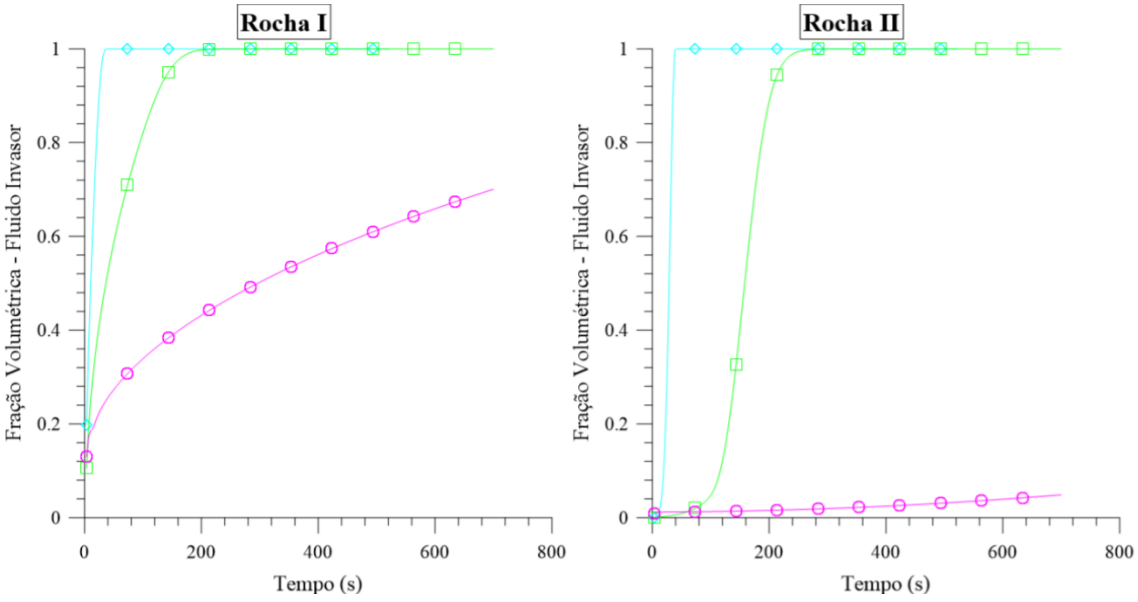


Figura 3: Comparação das Frações Volumétricas Analítica e Numérica.

Influência da reologia dos fluidos

A Figura 4 mostra a evolução da fração volumétrica do fluido invasor ao longo do tempo para diferentes rochas, considerando fluidos Newtoniano, lei da potência e Herschel-Bulkley. Observa-se que o avanço do fluido depende das propriedades da rocha: a Rocha III, com alta permeabilidade, permite maior invasão, enquanto a Rocha IV, com baixa permeabilidade, dificulta especialmente a penetração de fluidos não newtonianos. Já a Rocha II, apesar de ter permeabilidade moderada, apresenta baixa porosidade, o que também limita a invasão.



ISBN: 978-65-5222-057-8

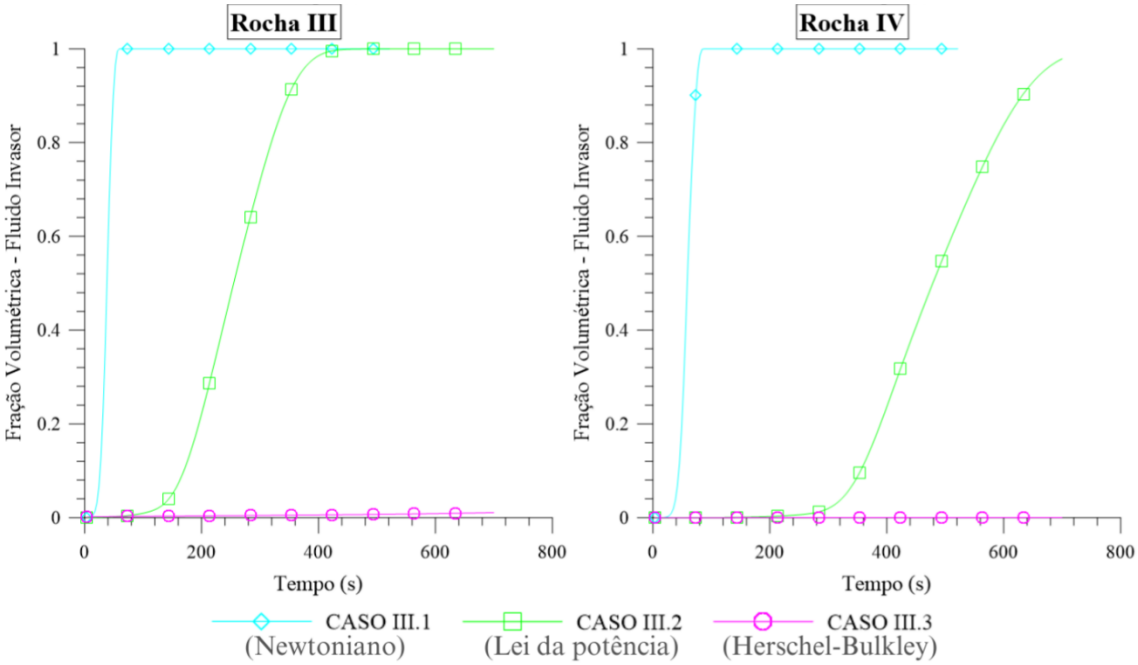


Figura 4: Fração volumétrica do fluido invasor em função do Tempo.

O CASO III.1 mostra uma invasão rápida com fluido newtoniano, atingindo altas frações volumétricas desde o início, independentemente da rocha, devido à ausência de mecanismos que limitem a penetração. Isso favorece a invasão profunda, mas também aumenta o risco de perdas de fluido e danos à formação. O fluido da Lei da Potência apresenta uma invasão mais lenta, porém ainda significativa em rochas mais permeáveis. Já o fluido Herschel-Bulkley tem o desempenho mais limitado, com baixas taxas de invasão, devido ao seu limiar de escoamento e capacidade de formar géis, o que o torna mais eficaz na prevenção de invasão. Sua viscosidade variável permite melhor adaptação às condições do fluxo, otimizando o desempenho durante a perfuração (Caenn, Darley e Gray, 2011).

A Figura 5 ilustra a evolução da invasão do fluido de perfuração no meio poroso ao longo do tempo, com a fração volumétrica representada por cores. Essa penetração do fluido nas camadas porosas da rocha pode causar danos à formação, alterando suas propriedades e reduzindo sua produtividade. A presença de heterogeneidades no meio favorece a formação de caminhos preferenciais, intensificando a invasão descontrolada. Fluidos com baixa viscosidade, como os newtonianos, invadem mais rapidamente, aumentando os riscos de perda de fluido. O fluido com reologia da lei da potência apresenta uma invasão mais lenta, e o Herschel-Bulkley é o mais eficiente em conter a penetração. Este último forma géis que funcionam como barreiras físicas, limitando a invasão. A diferença entre os fluidos está relacionada principalmente à reologia e ao comportamento sob cisalhamento. Gradientes de pressão mais elevados durante a injeção também agravam o processo de invasão. Esse efeito é ainda mais crítico em meios porosos heterogêneos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

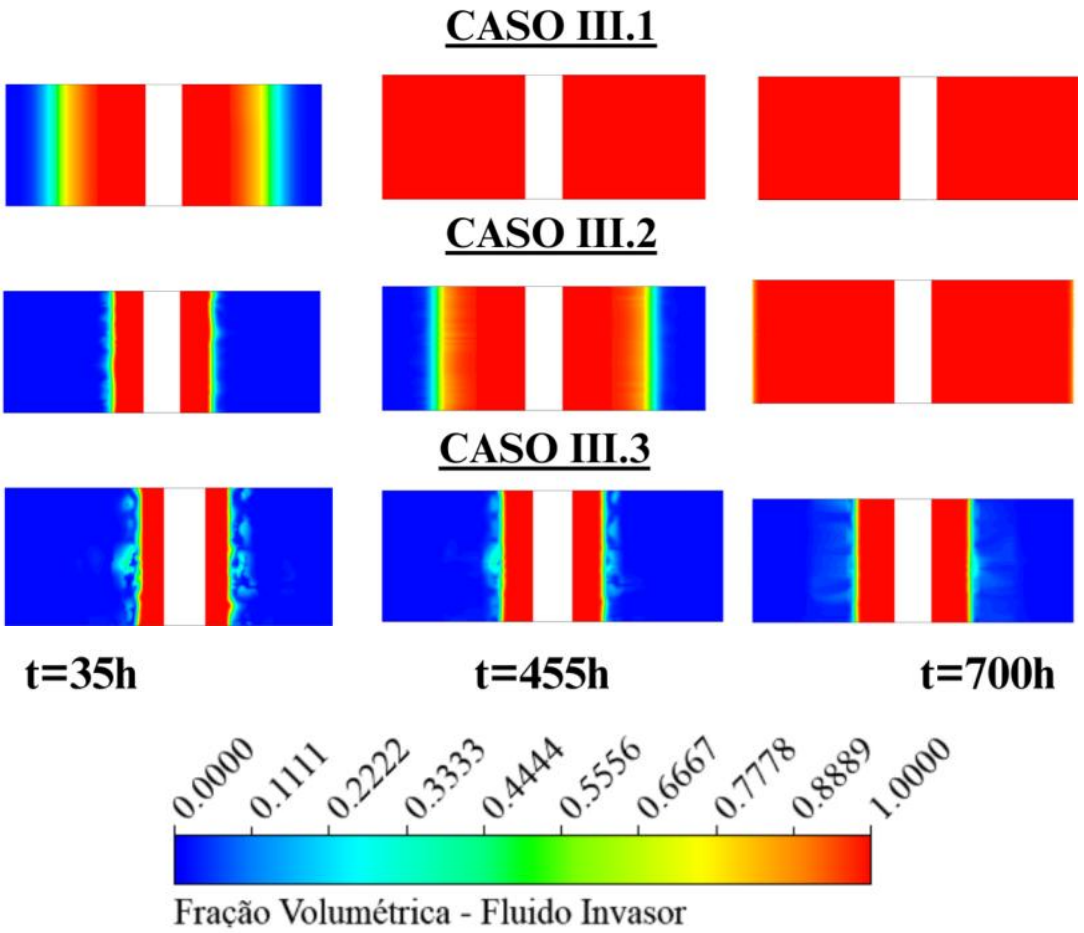


Figura 5: Frente de Invasão.

CONCLUSÕES

Por meio da modelagem matemática baseada na conservação de massa, momento e na Lei de Darcy, aliada à fluidodinâmica computacional, foi possível analisar o comportamento de diferentes tipos de fluidos e formações rochosas. Os resultados mostraram que a reologia do fluido influencia diretamente a profundidade e a taxa de invasão. Fluidos newtonianos, por apresentarem menor resistência ao escoamento, penetraram de forma mais rápida e profunda na matriz porosa, aumentando o risco de perdas de fluido e danos à formação. Por outro lado, o fluido do tipo Herschel-Bulkley demonstrou maior capacidade de conter a invasão, devido ao seu limiar de escoamento e à formação de géis, que atuam como barreiras físicas. A validação do modelo com soluções analíticas reforçou a confiabilidade da abordagem numérica utilizada. Conclui-se, portanto, que a escolha adequada da reologia do fluido e o conhecimento detalhado das propriedades petrofísicas da formação são fundamentais para o controle da invasão de fluido e a mitigação de danos à formação durante operações de perfuração.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Ao Laboratório de Pesquisa e Simulação em Engenharia de Petróleo – SimPetro, pela infraestrutura disponibilizada, à PETROBRAS pelo investimento no laboratório citado. Ao programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica e ao Centro de Ciências e Tecnologia - CCT, pela oportunidade de formação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AWAD, Abdelrahman M.; HUSSEIN, Ibnelwaleed A.; NASSER, Mustafa S.; KARAMI, Hamidreza; AHMED, Ramadan. CFD modeling of particle settling in drilling fluids: Impact of fluid rheology and particle characteristics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, [S.l.], v. 199, p. 108326, 2021. ISSN 0920-4105. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410520313802. Acesso em: 20 maio 2025.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. 7. ed. Amsterdam: Elsevier, 2011. DOI: 10.1016/C2009-0-64504-9.

CARNEIRO, D. G. et al. A injeção de esferas de baixa densidade na base do riser no processo de perfuração com duplo gradiente: um estudo com auxílio de fluidodinâmica computacional (cfd). UFRJ: Dissertação de Mestrado, 2006.

CERAVOLO, Flávio Eduardo. Modelagem numérica de escoamento ascendente em duas fases em tubo vertical de seção anular. 2020. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear - Reatores) - Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020. doi:10.11606/D.85.2020.tde-17062021-160549. Acesso em: 2025-05-20.

CIVAN, Faruk. Formation damage mechanisms and their phenomenological modeling: an overview. *SPE - European Formation Damage Conference, Proceedings, EFDC*, v. 2, 2007. DOI: 10.2118/107857-MS.

GONZAGA, F. d. A. da S. et al. Aspectos petrofísicos e mineralógicos de rochas sedimentares da formação sousa, bacia do rio do peixe (pb). Revista de Geociências do Nordeste, v. 8, n. 2, p. 91–101, 2022.

HE, Weiwei; LIU, Zhiqiang. Numerical simulation of formation damage by drilling fluid in low permeability sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 11, p. 1865–1871, 2021. DOI: 10.1007/s13202-021-01137-x.

MARIN, S. A. G. Introduction to computational dynamic fluid (cfd) and applications to the petroleum industry. RESEARCH REPORT, 2019.

SAYINDLA, Sneha; LUND, Bjørnar; YTREHUS, Jan David; SAASEN, Arild. CFD modeling of hydraulic behavior of oil- and water-based drilling fluids in laminar flow. *SPE Drilling & Completion*, v. 34, n. 3, p. 207–215, 2019. ISSN 1064-6671. DOI: 10.2118/184660-PA. Disponível em: https://doi.org/10.2118/184660-PA. Acesso em: 20 maio 2025.

WON, S.; BILGESU, H. I.; AMERI, S. Investigation of mud-filtrate invasion using computational fluid dynamics. In: SPE. SPE Eastern Regional Meeting. [S.l.], 2008. p. SPE–117769.

ISBN: 978-65-5222-057-8

SCALING BEHAVIOR OF CALCIUM CARBONATE IN HIGH-CALCIUM-CONCENTRATION BRINES: A LARGE-SCALE STUDY

Bruno Lopes Barboza[1], Francisca Ferreira do Rosário[2], Ana Beatriz dos Santos Reis[3], Diogo de Oliveira Padrão[4], Átila Pantaleão Silva Freire[5]

[1]*Universidade Federal do Rio de Janeiro, brunolopes@mecanica.coppe.ufrj.br,*
[2]*Universidade Federal do Rio de Janeiro, frosario10x@gmail.com,*
[3]*Universidade Federal do Rio de Janeiro, anab.reis@eq.ufrj.br ,*
[4]*Núcleo Interdisciplinar de Dinâmica dos Fluidos, padraodiogo@gmail.com,*
[5]*Universidade Federal do Rio de Janeiro, atila@mecanica.coppe.ufrj.br.*

ABSTRACT

The oil and gas industry has been facing new challenges as perforations in different pre-salt wells continue to increase. Scaling is one of the major challenges in pre-salt wells, especially those with formation water high in calcium, which intensifies operational difficulties. This work presents experimental studies to investigate the behavior of high-calcium-concentration brines under different flow rates along a pipeline. The focus of this work is on the chemical and fluid dynamic phenomena related to the formation and deposition of calcium carbonate. Two different brines were used in this study. The first is a standard brine, prepared with a low calcium concentration and a high bicarbonate concentration. The second brine is representative of formation water, containing a complex mixture of ions. This brine exhibits a very high calcium concentration, a low bicarbonate concentration, and the presence of ions such as barium, magnesium, potassium, and strontium. The experimental bench used in this study consists of a 30-meter-long, half-inch-diameter pipe. All tests were conducted at room temperature (25ºC) and atmospheric pressure. Both absolute and differential pressures were monitored along the pipe as scaling occurred. Five rings were positioned along the pipe to allow for post-test analyses, such as mass and Scanning Electron Microscopy (SEM). The results allowed the evaluation of calcium carbonate polymorph formation and the amount of deposited mass along the pipeline for both brines. Both the stardard brine and the synthetic formation water showed calcite as the main polymorph formed. However, in the high-calcium-concentration brine, scaling of calcium carbonate was observed alongside the presence of a large amount of calcium chloride covering the calcium carbonate crystals. The simplified brine exhibited a higher deposited mass compared to the high calcium concentration brine.

Keywords: SCALING FORMATION, LARGE LOOP, HIGH CALCIUM CONCENTRATION, CALCIUM CARBONATE DEPOSITION.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Inorganic scaling results from the precipitation and subsequent deposition of salts from aqueous solutions. For scale formation to occur, the solution must be supersaturated with respect to the scaling species. This phenomenon leads to a progressive restriction in fluid flow, as scale accumulates along the internal surfaces of the production tubing and within the reservoir formation, ultimately reducing well productivity (Rosário and Bezerra, (2001)).

The most encountered inorganic scales in the petroleum industry include barium sulfate ($BaSO_4$), strontium sulfate ($SrSo_4$), calcium sulfate ($CaSO_4$), and calcium carbonate ($CaCO_3$). The process of scale formation is inherently complex, influenced by multiple parameters such as brine composition, pH, temperature, pressure, flow velocity, and turbulence.

To mitigate scale formation, the application of chemical scale inhibitors is a widely adopted strategy. Numerous studies have focused on elucidating the mechanisms of scale formation and inhibitor performance, developing laboratory protocols for performance evaluation, and establishing analytical methods for inhibitor concentration monitoring and dosage optimization based on experimental data (Rosa et al., (2019)).

Laboratory experiments were conducted in this study to evaluate the influence of dynamic flow conditions on calcium carbonate scale formation. Most existing studies utilize capillary coils in a system known as the Tube Blocking Test (TBT) to simulate dynamic conditions. However, such systems typically operate under laminar or transitional flow regimes, characterized by low Reynolds numbers and small pipe diameters, which do not accurately reflect real well conditions. Only a limited number of studies have investigated scale formation under turbulent flow conditions using larger pipe diameters, including the works of Goodwin et al., (2018), Josang et al., (2012), and Martins et al., (2020).

The objective of the present study is to investigate the effect of flow rate and brine composition on calcium carbonate scaling under turbulent flow conditions. For this purpose, a 30-meter-long experimental setup with a half-inch outer pipe diameter was employed. Scale formation was evaluated using pressure drop analysis, Scanning Electron Microscopy with Energy Dispersive Spectroscopy (SEM-EDS), and mass deposition measurements.

METHODOLOGY

Brine preparation

For the laboratory experiments, synthetic brines were formulated to closely replicate the composition of the formation waters specific to each evaluation scenario. During the preparation of these synthetic brines, it is critical to account for the scaling potential of the solution, as premature precipitation may occur prior to testing.

ISBN: 978-65-5222-057-8

To mitigate this risk, the brine formulation was divided into two separate solutions: a cationic brine and an anionic brine. Each constituent concentration was calculated such that, upon mixing equal volumes (50:50) of the two brines, the resulting solution would match the target brine composition for testing. To ensure that sodium chloride or other salts did not reach supersaturation during preparation, the ScaleSim thermodynamic simulator was employed to predict potential scale formation.

The final brine compositions used in the experiments are presented in Table 1.

Table 1: Composition of brines.

Constituents (mg/L)	Synthetic Formation Water	Standard Brine
	VERY HIGH CALCIUM - HIGH ALKALINITY (VHALK)	LOW CALCIUM – VERY HIGH ALKALINITY
Na^+	925	1723
K^+	2911	0
Li^+	0	0
Mg^{2+}	3345	0
Ca^{2+}	49178	1000
Ba^{2+}	66	0
Sr^{2+}	5026	0
Fe^{2+}	0	0
Cl^-	103490	1769
SO_4^{2-}	75	0
Br^-	0	0
HCO_3-	2360	4575
pH (25°C)	8.0	7.8
$CaCO_3$ - SR (25°C, 1 Bar)	**502**	**285**

The ScaleSim thermodynamic simulator was utilized to predict scaling tendencies under laboratory conditions. This software allows for the calculation of both the precipitate mass and saturation ratios of various scale-forming compounds, including barium sulfate ($BaSO_4$), strontium sulfate ($SrSo_4$), calcium sulfate ($CaSO_4$), and calcium carbonate ($CaCO_3$), under high-pressure and high-temperature conditions.

Experimental setup

A large-scale flow loop test bench was developed to investigate the effects of flow rate and salt concentration on scaling behavior. The system consists of a 30-meter-long pipeline with a half-inch outer diameter and is equipped with five pressure measurement points, two temperature sensors, and five sampling ports for collecting liquid samples during the experiment to evaluate particle size distribution.

Additionally, removable half-inch outer rings were installed along the length of the bench to enable post-test analysis of mass and scale

ISBN: 978-65-5222-057-8

morphology. These ringswere extracted at the conclusion of each test and analyzed using a precision balance and Scanning Electron Microscopy (SEM) technique. A schematic of the test section is provided in Figure 2.

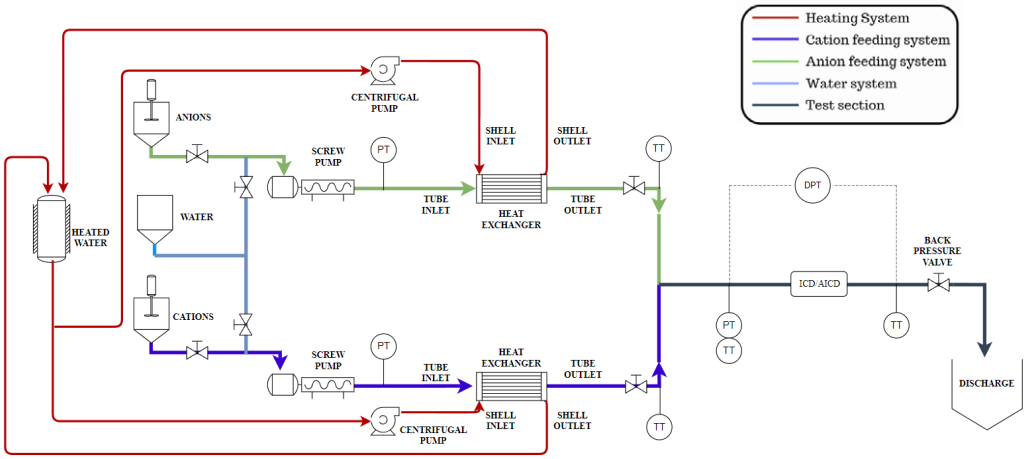


Figure 1: P&ID. Schematic diagram of the bench.

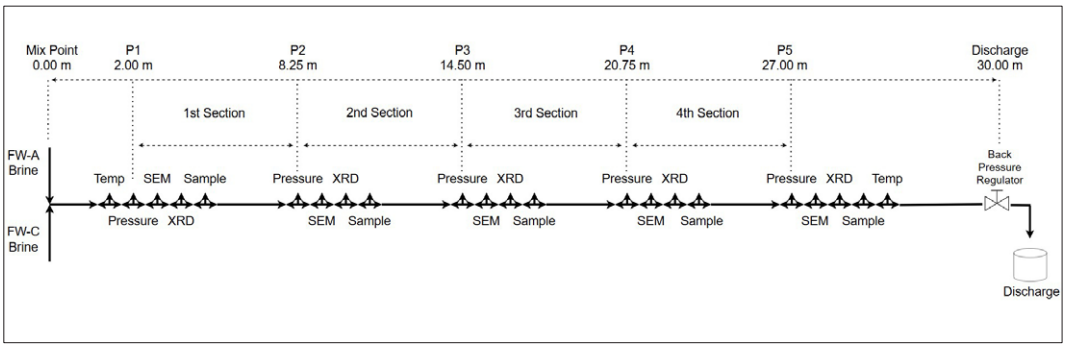


Figure 2: Test section diagram

Experiments were carried out using two laboratory-prepared synthetic brines with distinct compositions, under flow rates of 300 L/h, 500 L/h, and 600 L/h. All tests were performed at atmospheric pressure (i.e., without a backpressure regulator) and at ambient temperature (25 °C).

Absolute pressure was monitored at five locations along the test bench to detect scale deposition, with increasing pressure along the flow path indicating progressive material accumulation. To ensure consistency, all experiments were conducted using a 30-meter-long stainless-steel SS-316L tube with an internal diameter of 9.40 mm.

Each test was terminated upon reaching either a total run time of 2 hours or an absolute pressure of 20 bar downstream of the pump, whichever occurred first.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTS AND DISCUSSIONS

Pressure analysis

Figures 3 and 4 present the pressure data obtained during tests conducted at a flow rate of 300 L/h, using standard brine and synthetic formation water, respectively. The pressure response for standard brine exhibits a mildly exponential trend over time, whereas the response for synthetic formation water displays a linear behavior under identical test conditions.

Figures 5 and 6 depict the pressure data corresponding to a flow rate of 500 L/h for standard brine and synthetic formation water, respectively. Similarly, Figures 7 and 8 show the pressure data for tests conducted at a flow rate of 600 L/h for both fluids.

For standard brine, the differential pressure (P1 – P2) tends to be higher in the first section of the system (see Figure 2) compared to the subsequent sections. In contrast, the results for synthetic formation water indicate a consistent pressure drop across all sections. This observation aligns with the mass deposition analysis presented in Figures 12 and 13.

Additionally, it is observed that standard brine results in higher overall pressures compared to synthetic formation water. This behavior is attributed to the greater scaling thickness associated with standard brine. The increased scale formation can be corroborated by comparing the SEM (Scanning Electron Microscopy) data for standard brine and synthetic formation water (from Figures 9, 10 and 11).

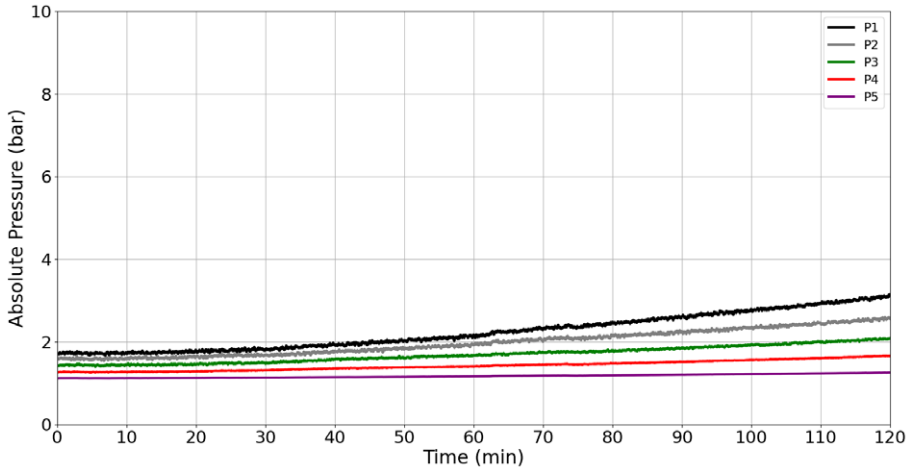


Figure 3: Absolute Pressure Analysis. Flow Rate = 300 l/h; Re ≈ 11,300; Temperature = 25ºC; Brine = Standard Brine.

ISBN: 978-65-5222-057-8

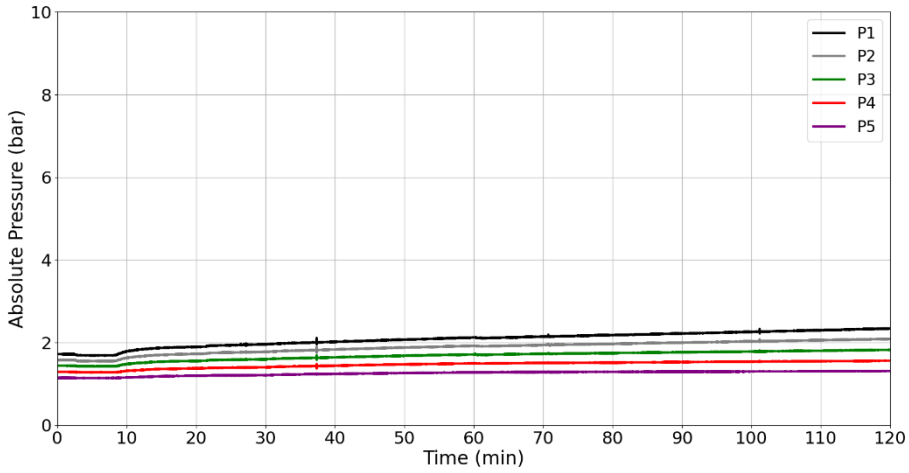


Figure 4: Absolute Pressure Analysis. Flow Rate = 300 l/h; Re ≈ 11,300; Temperature = 25ºC; Brine = Synthetic Formation Water.

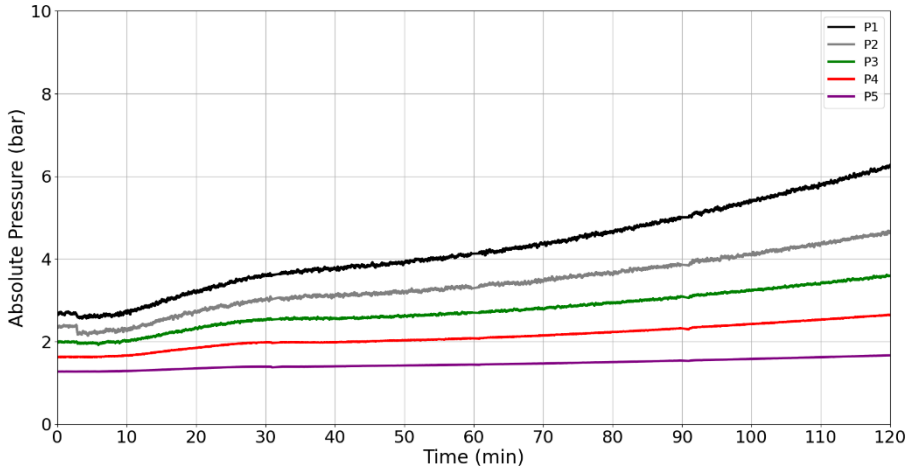


Figure 5: Absolute Pressure Analysis. Flow Rate = 500 l/h; Re ≈ 18,800; Temperature = 25ºC; Brine = Standard Brine.

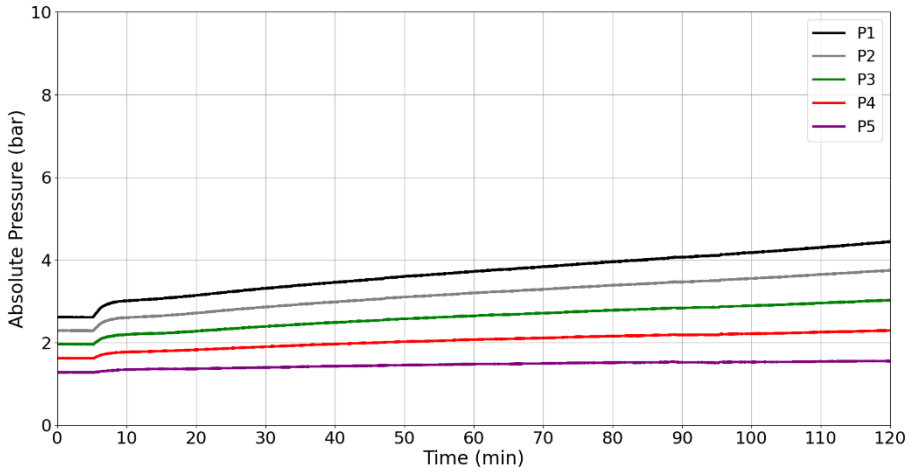


Figure 6: Absolute Pressure Analysis. Flow Rate = 500 l/h; Re ≈ 18,800; Temperature = 25ºC; Brine = Synthetic Formation Water.

ISBN: 978-65-5222-057-8

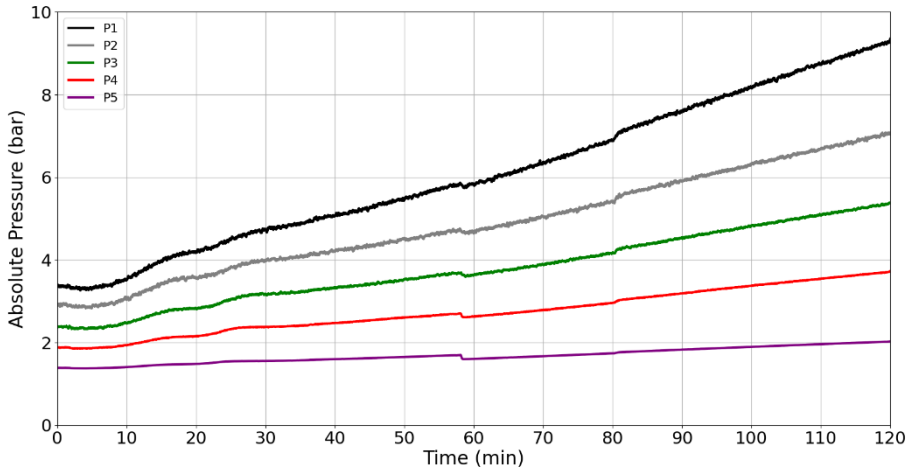


Figure 7: Absolute Pressure Analysis. Flow Rate = 600 l/h; Re ≈ 22,500; Temperature = 25ºC; Brine = Standard Brine.

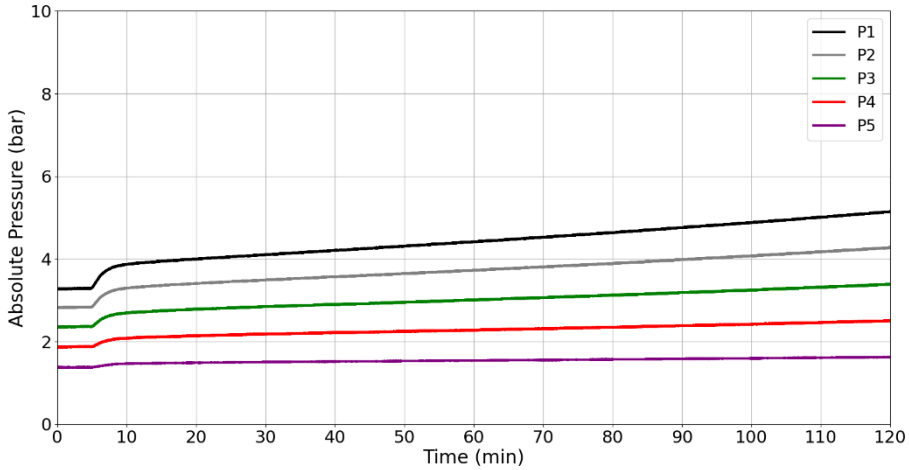


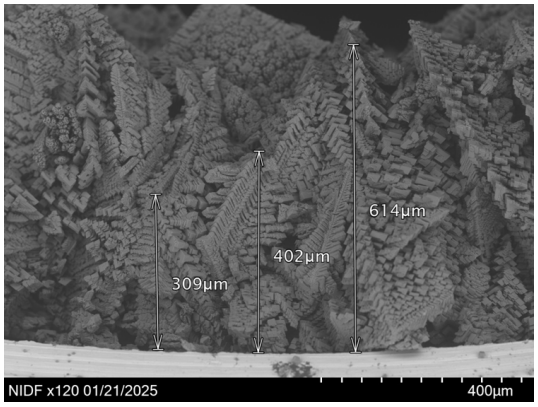
Figure 8: Absolute Pressure Analysis. Flow Rate = 600 l/h; Re ≈ 22,500; Temperature = 25ºC; Brine = Synthetic Formation Water.

SEM (Scanning Electron Microscopy) analysis

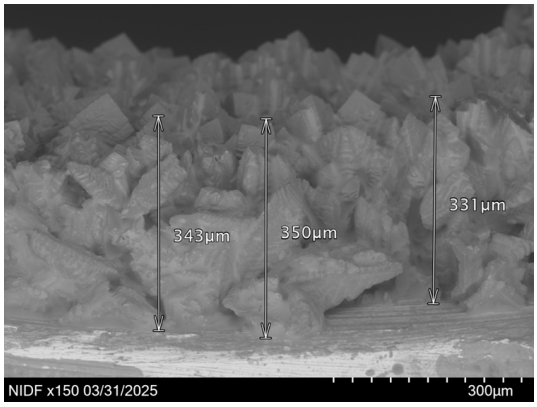
Figures 9, 10, and 11 present Scanning Electron Microscopy (SEM) images comparing scale morphology for standard brine and synthetic formation water under varying flow rates. The results indicate that, with increasing flow rate, the scale thickness increases for standard brine, whereas it remains relatively unchanged for synthetic formation water.

In all SEM images, calcium carbonate is identified as the dominant scale morphology. However, Energy Dispersive Spectroscopy (EDS) analysis of the synthetic formation water samples reveals the additional presence of calcium chlorite. Notably, Figure 9b shows a significant concentration of calcium chlorite coexisting with calcium carbonate. As the flow rate increases, the proportion of calcium chlorite observed in the deposits decreases.

ISBN: 978-65-5222-057-8

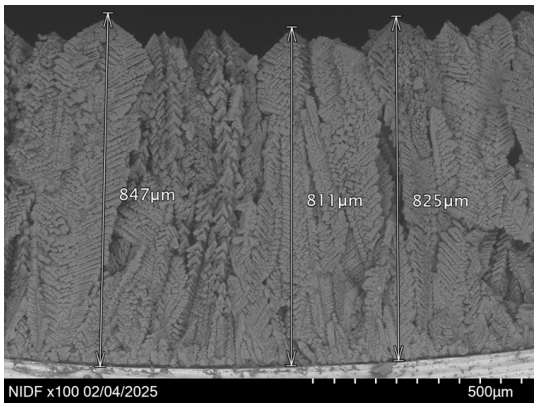


(a) Standard Brine

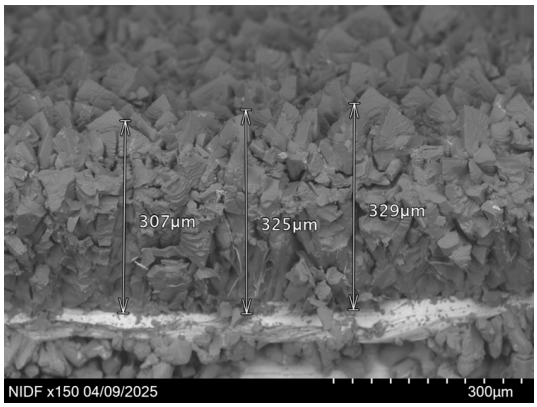


(b) Synthetic Formation Water

Figure 9: SEM Analysis. Flow Rate=300 l/h; Re ≈ 11,300; Temperature = 25ºC

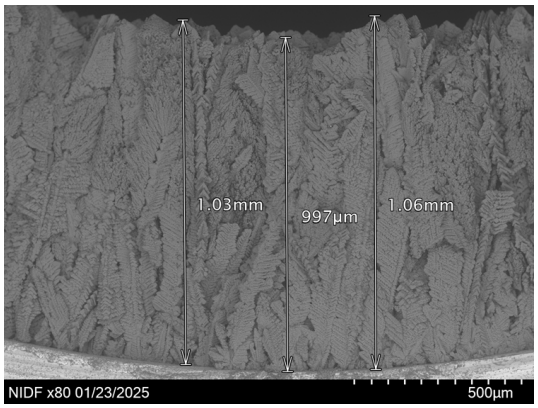


(a) Standard Brine

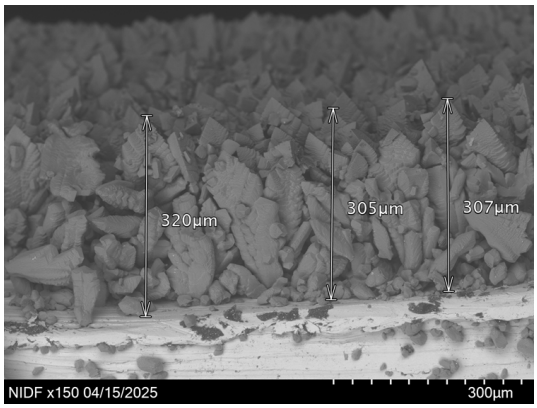


(b) Synthetic Formation Water

Figure 10: SEM Analysis. Flow Rate=500 l/h; Re ≈ 18,800; Temperature = 25ºC



(a) Standard Brine



(b) Synthetic Formation Water

Figure 11: SEM Analysis. Flow Rate=600 l/h; Re ≈ 22,500; Temperature = 25ºC

ISBN: 978-65-5222-057-8

Mass deposition analysis

Figures 12 and 13 present the mass deposition analysis for standard brine and synthetic formation water at different flow rates. The results indicate that, with increasing flow rates, the scale thickness increases for standard brine, while remaining relatively unchanged for synthetic formation water.

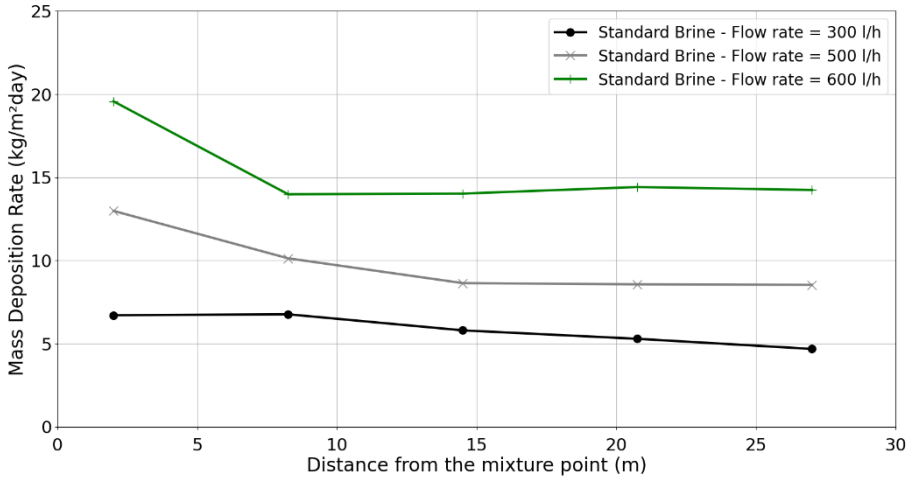


Figure 12: Mass Deposition Analysis. Temperature = 25ºC. Brine = Standard Brine.

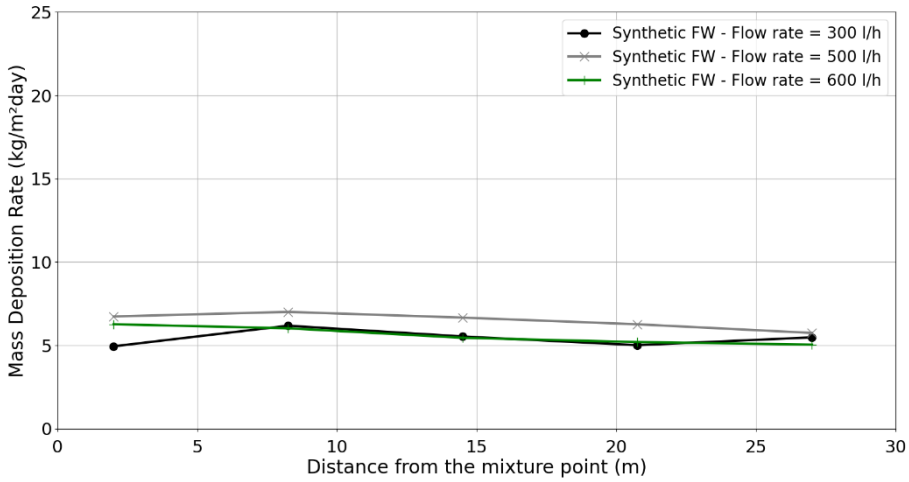


Figure 13: Mass Deposition Analysis. Temperature = 25ºC. Brine = Synthetic Formation Water.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSION

Fluid dynamics is essential for understanding the mechanisms of scale formation from the reservoir to the processing units. Integrated chemical, thermodynamic, and fluid dynamic studies are required to understand the phenomenon of scale formation in multiphase flow.

There is a lack of experimental studies in the literature on aqueous systems with ionic concentrations as high as those presented in this study. There are currently no experimental data available for systems with such extreme calcium concentrations to compare.

This work evaluates scale deposition using a standard brine and extremely high calcium concentration brine under high Reynolds numbers. The study shows the formation of calcite particles and their correlation with flow rate using pressure analysis, SEM analysis and mass deposition rate. There is no influence of flow rate in mass deposition rate along the pipeline for synthetic formation water.

The next phase of this study will involve experiments to investigate higher Reynolds number effects (up to 1,000 l/h) in scale in pipe and the effect of pressure and temperature. These studies will help to reduce uncertainties in assessing the risk of scaling in real oil and gas production scenarios.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors are grateful for the support and funding from Equinor Brasil (through Project ANP 22654-8). We are also grateful for the support from the ANP (National Agency for Petroleum, Natural Gas and Biofuels) through regulatory incentives for R&D.

REFERENCES

GOODWIN, Neil; et al. Scale deposition and hydrodynamics – benchtop to pilot rig. In: SPE INTERNATIONAL […], 2018. Anais [...]. Richardson: SPE, 2018.

JØSANG, L.; et al. Scale under turbulent flow. In: TEKNA 23rd INT. OIL FIELD CHEMISTRY SYMPOSIUM, 2012. Anais [...]. [S.l.]: Tekna, 2012.

MARTINS, A. L.; et al. Large scale laboratory tests for calcium carbonate scaling in sliding sleeve valves. In: SPE INTERNATIONAL OILFIELD SCALE CONFERENCE AND EXHIBITION, 2020. Anais [...]. Richardson: SPE, 2020.

ROSARIO, F. F.; BEZERRA, M. C. M. Scale potential of a deep water field – water characterisation and scaling assessment. In: SPE INTERNATIONAL OILFIELD SCALE CONFERENCE, 2001. Anais [...]. Richardson: SPE, 2001.

ROSA, Katia Regina Silva Alves da; et al. Improved protocol for scale inhibitor evaluation: a meaningful step on scale management. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONF. BRASIL, 2019. Anais [...]. Richardson: OTC, 2019.

ISBN: 978-65-5222-057-8

EROSION PERFORMANCE OF DIAMOND-LIKE CARBON COATINGS IN GAS-SOLID AND LIQUID-SOLID MULTIPHASE FLOWS

Dayanne Martins[1], Ananias Alexandre Emmerick[1], Manuele Pessoa Costa[1], João Frederico Haas Leandro Monteiro[1], Cristian Maurício Potosi Rosero[1], Átila Pantaleão Silva Freire[1]

[1]Interdisciplinary Center for Fluid Dynamics (NIDF), atila@mecanica.coppe.ufrj.br.

ABSTRACT

Diamond-like carbon (DLC) coatings, valued for their high hardness, chemical stability and low friction, are increasingly used in the oil-and-gas industry. However, their behavior under erosive multiphase flows remains a critical challenge for long-term applications. This study investigates the erosion resistance of DLC coatings under different flow regimes—gas-solid and liquid-solid—representing direct impact and shear-dominated conditions. Experiments were conducted using a particle-air impinging jet (Re ≈ 10^4 and St ≈ 100) and a particle-water slurry flow (Re ≈ 10^5 and St ≈ 1), with silicon carbide (SiC ~ 102 μm) as the eroding phase. Results show that under gas-solid conditions, high particle velocities cause rapid and severe coating removal within seconds, particularly under normal impact conditions. Conversely, in slurry flows, erosion develops progressively over minutes, as particle kinetic energy is effectively dissipated by the liquid, with tangential shear conditions promoting cumulative abrasive damage. Scanning electron microscopy (SEM) and stylus profilometry reveal distinct wear morphologies, highlighting the influence of impact angle and particle dynamics. These findings contribute to understanding DLC wear behavior and inform material selection for aggressive multiphase flow environments.

Palavras-chave: diamond-like carbon; solid particle erosion; multiphase flow; impinging jet; slurry flow

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Diamond-like carbon (DLC) coatings have attracted scientific and industrial interest due to their remarkable mechanical, tribological, and chemical properties. These amorphous carbon-based films, composed of sp^2 and sp^3 bonds, exhibit high hardness, low friction, and chemical inertness, making them ideal for aggressive environments with mechanical and chemical stresses (Chu, 2006; Venturi, 2024). In the oil and gas sector, DLC coatings protect critical components like valves and pipelines from erosion, corrosion, and mineral scale deposition, owing to their inertness and low surface energy (Liskiewicz, 2014; Bueno, 2018; Wang, 2014). Despite these benefits, the long-term durability of DLC coatings under high-velocity erosive flows remains challenging, necessitating systematic research and enhanced durability strategies to ensure reliability and economic viability.

METHODOLOGY

This study assesses the erosion resistance of DLC coatings under two erosive conditions: normal impact and tangential shear induced by SiC particles (~102 µm). Two experimental setups—particle-air impinging jet and particle-water slurry flow—were employed, with erosion monitored via profilometry and SEM.

In the particle-air tests, DLC-coated specimens were impacted by air-driven SiC particles at 0° (shear) and 90° (normal impact). Tests lasted one minute with particle velocities up to ~35 m/s, a particle mass fraction of 0.02, turbulent gas flow (Re ~10^4), and significant particle inertia (St ~10^2). The experimental setup is illustrated in Figure 1.

Particle-water slurry tests were conducted in a closed-loop system, with SiC particles suspended in water at velocities up to ~5 m/s. Conditions included shear flow (rectangular channel) and normal impact (T-joint), with a Reynolds number of 1.5×10^5 and particle mass fraction of 5.0×10^{-4} over 155 minutes. Figure 2 depicts the slurry flow loop.

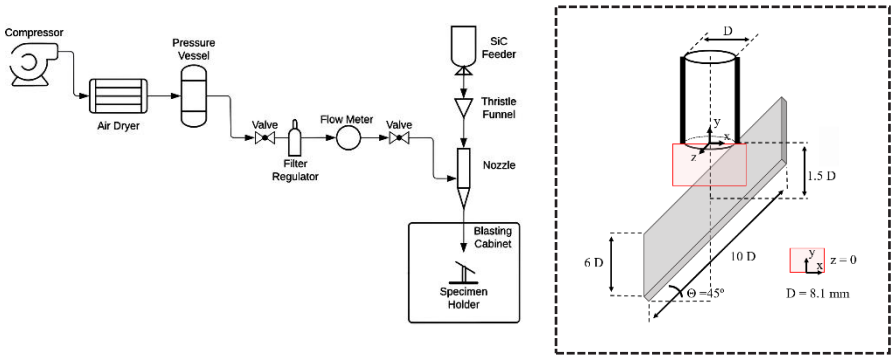


Figure 1: Schematic of the particle-air impinging-jet rig used for gas–solid erosion tests.

ISBN: 978-65-5222-057-8

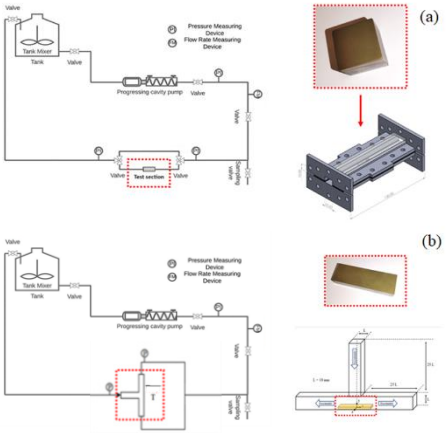


Figure 2: Experimental bench for slurry flow. (a) Rectangular channel configuration (shear). (b) T-joint configuration (normal injection).

RESULTS AND DISCUSSION

Figure 3 presents optical and SEM images of a DLC-coated stainless-steel specimen subjected to slurry flow with SiC particles under shear-dominated conditions. In panel (a), corresponding to the initial condition, the surface appears uniform and continuous, with no visible signs of substrate exposure, delamination, or surface defects. After just 5 minutes of exposure to the slurry flow (panel b), early signs of surface degradation appear. These include fine grooves and scratches, consistent with three-body abrasion, where angular SiC particles move freely between the DLC surface and the flowing fluid. The presence of narrow, parallel features is characteristic of micro-cutting by particles harder than the coating. The shallow and confined morphology of these grooves and scratches indicates an early-stage wear regime, characterized by mechanical activity but insufficient to structurally compromise the coating.

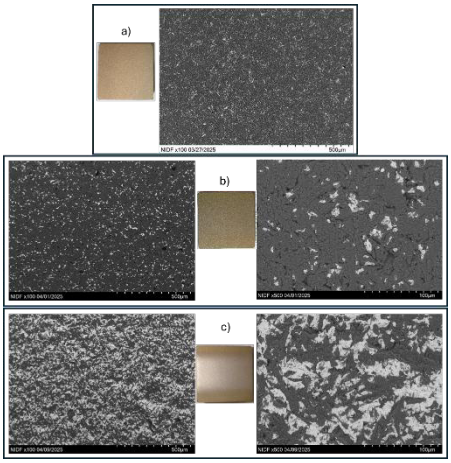


Figure 3: Surface evolution of the DLC-coated specimen under slurry ***shear*** conditions. Optical and SEM images are shown for: (a) the initial condition (t = 0 min; 100X magnification), (b) the early erosion stage (t = 5 min; 100X on the left, 500X on the right), and (c) the advanced erosion stage after prolonged exposure (t = 155 min; 100X on the left, 500X on the right).

ISBN: 978-65-5222-057-8

After 155 min (panel c), the surface exhibited severe degradation, especially centrally, with extensive material loss, delamination, deep grooves indicating ploughing, and localized fractures characteristic of spallation. This erosion pattern aligns with the parabolic velocity profile of shear-dominated slurry flow, confirming more intense wear in the central region due to higher particle velocities. Surface roughness measurements (Table 1) validate this correlation, showing lower roughness (Ra) centrally, indicating smoothing from erosion, and higher values at edges, corresponding to milder wear.

Table 1: Surface roughness (Ra) of DLC coating at selected positions before and after exposure to slurry shear flow.

Region	Ra (0 min) [µm]	Ra (155 min) [µm]
Edges	1.43	1.27
Center	1.48	0.92

Figure 4 illustrates the erosion behavior of DLC coatings under slurry impact conditions using a T-joint configuration. In panel (a), the initial surface condition is shown, characterized by a uniform and defect-free coating morphology, with no signs of damage or particle interaction – indicative of a fully intact DLC layer prior to exposure. Panel (b) depicts the central region of the sample (black circle) after 155 minutes of exposure. Despite this being the main zone of normal particle impact, surface degradation remains limited. The SEM image shows only mild surface features, such as small dark marks and sparse particle interaction, consistent with a low-energy erosive environment. This suggests that in the central stagnation zone – where fluid velocity and particle momentum are significantly reduced – the erosive effect is minimal. The low wear rate here reflects the dominance of low-impact events and reduced particle flux, even over extended periods of exposure.

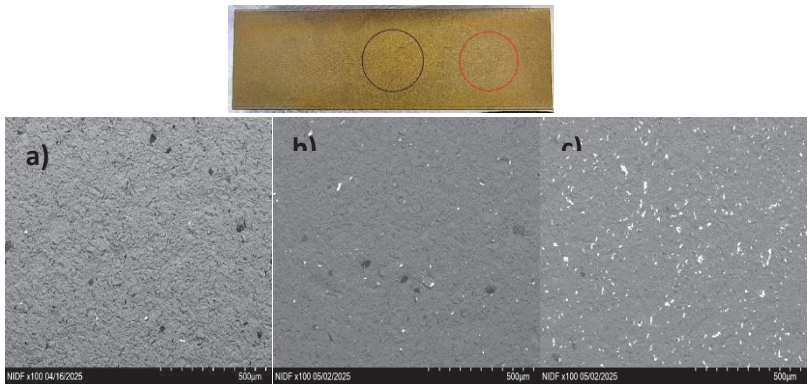


Figure 4. Surface evolution of the DLC-coated specimen under slurry ***impact*** conditions. Optical and SEM images show (a) the initial condition (t = 0 min), (b) the central region (black circle) after full exposure (t = 155 min), and (c) the region adjacent to the stagnation zone (red circle) after full exposure (t = 155 min).

ISBN: 978-65-5222-057-8

In contrast, panel (c) shows a region adjacent to the stagnation zone (red circle), where the flow has developed into a shear-dominated regime. In this area, the coating surface reveals extensive degradation, with high density of reflective features, microcuts, and signs of material removal. These characteristics are consistent with three-body abrasion, micro-cutting, and the early onset of coating delamination. The greater severity of wear in this region can be attributed to higher particle velocities and tangential interactions, which promote more effective removal of the DLC layer. This reinforces the conclusion that tangential shear forces, rather than normal impacts alone, are the dominant contributors to erosion under these multiphase flow conditions.

Figure 5 presents the erosion of DLC coatings under particle–air impingement at 90°. Unlike in slurry-based systems, where erosion progresses gradually, this configuration causes rapid and aggressive material removal, with visible degradation after just a few seconds of exposure. The initial surface condition (panel a) is uniform and undamaged, while panels b and c, corresponding to 15 and 60 seconds of exposure respectively, reveal progressive coating failure.

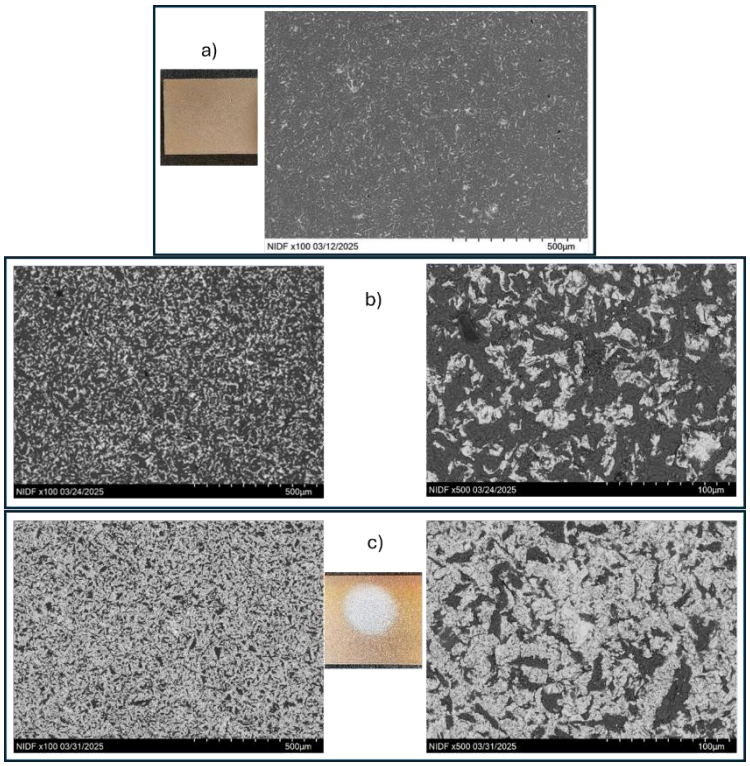


Figure 5: Surface morphology of the DLC-coated specimen under particle-air jet impact (**θ = 90°**) at different exposure times: (a) initial condition (t = 0 s), (b) after 15 seconds, and (c) after 60 seconds.

At 15 seconds (panel b), the surface exhibits localized spallation and early delamination, as evidenced by the formation of fractured zones and detached fragments. By 60 seconds (panel c), the damage becomes widespread, with exposure of the underlying substrate and a dense distribution of reflective erosion

ISBN: 978-65-5222-057-8

features. The optical image confirms a circular impact zone, typical of normal impingement geometry, where kinetic energy is maximally transferred to the surface. This high erosion rate is attributed to the elevated particle velocities in the gas flow, which result in intense impacts. The flow regime—characterized by a Reynolds number of ~10^4 and a Stokes number of ~10^2—indicates inertial particle behavior, where particles remain decoupled from the fluid phase and impact the surface with significant momentum. Consequently, impact-driven mechanisms, such as brittle fracture, delamination, and spallation, dominate the erosion process under these conditions.

Figure 6 shows the results for the shear configuration ($\theta = 0°$) of the impinging jet. Only limited erosion is observed, suggesting that few particles effectively collide with the surface. Despite the turbulent gas flow ($Re \approx 10^4$), the velocity profile near the wall and the inertial nature of the particles prevents strong interaction in the tangential arrangement. Particles tend to bypass the surface rather than follow flow streamlines into contact. Those that do reach the wall typically impact at low angles, diminishing their erosive effect.

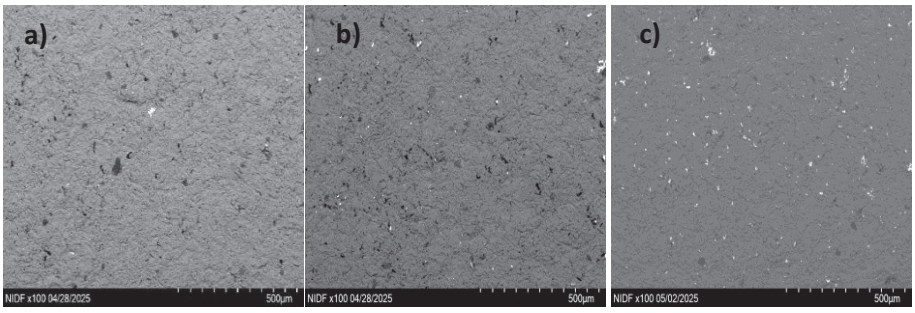


Figure 6: Surface morphology of the DLC-coated specimen under particle-air jet at shear configuration (**θ = 0°**) at different exposure times: (a) initial condition (t = 0 s), (b) after 15 s, and (c) after 60 s.

The presented results clearly reveal the significant influence of flow regimes (gas vs. liquid and normal vs. tangential impact) on the erosive behavior of DLC coatings. In the gas-solid regime, minimal kinetic energy dissipation in air allows high-energy particle impacts, intensifying aggressive erosion mechanisms such as brittle fracture, spallation, and delamination, particularly at normal (90°) impacts. Conversely, in the liquid-solid slurry regime, viscous fluid significantly dissipates particle kinetic energy, favoring gradual erosion dominated by less severe mechanisms like three-body abrasion and micro-cutting.

An important distinction emerged between the experimental setups: under gas-solid conditions, normal impact at 90° caused significantly more erosion than tangential shear due to direct, high-energy collisions. However, slurry tests showed the opposite trend, with tangential shear being more erosive than direct normal impacts. This occurs because, at normal incidence in slurry flows, particle energy is quickly dissipated, reducing erosive potential, while shear regions experience repetitive particle interactions, causing cumulative abrasion damage.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Potential mitigation strategies include multilayer DLC deposition, elemental doping (Si, Ti, W), improved substrate-coating adhesion through thermal treatments, and operational adjustments to reduce particle velocities and impact angles. These insights guide practical materials selection and system design for environments subjected to solid particle erosion in multiphase flows.

CONCLUSIONS

The results clearly demonstrate that DLC erosion behavior is strongly dependent on flow regime and particle inertia. Under gas-solid conditions, particularly at normal incidence (90°), the high particle velocity and inertia (St ~ 10^2) cause rapid, severe material removal due to direct impacts. In contrast, erosion in liquid-solid slurry flows is slower due to kinetic energy dissipation by the liquid phase, but cumulative abrasive wear under tangential shear conditions is more pronounced compared to normal impact regions. SEM analyses and surface roughness measurements confirm the significant influence of impact angle and flow dynamics on wear mechanisms. These findings highlight the necessity of specifically tailoring DLC coatings and operational parameters according to the distinct characteristics of the erosive multiphase flow environment.

REFERENCES

BUENO, A. H. S. *et al.* Tribocorrosion evaluation of hydrogenated and silicon DLC coatings on carbon steel for use in valves, pistons and pumps in oil and gas industry. *Wear*, v. 394-395, p. 60-70, 2018.

CHU, P. K.; LI, L. Characterization of amorphous and nanocrystalline carbon films. *Material Chemistry and Physics*, v. 96, p. 253-277, 2006.

LISKIEWICZ, T.; AL-BORNO, A. DLC coatings in oil and gas production. *Journal of Coating Science and Technology*, v. 1, p. 59-68, 2014.

VENTURI, F. Carbon-based films: A review on mechanical and tribology properties. *Material Chemistry and Physics*, v. 325, 129716, 2024.

WANG, Z. M. *et al.* Corrosion and salt scale resistance of multilayered diamond-like carbon film in CO_2 saturations. *Corrosion Science*, v. 86, p. 261-267, 2014.

ISBN: 978-65-5222-057-8

USO DE FERRAMENTAS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL PARA CARACTERIZAÇÃO DE POLIMORFOS DE $CaCO_3$ NO PROCESSO DE INCRUSTAÇÃO EM CONDIÇÕES DE POÇOS DE PETRÓLEO

Ozeas dos Santos Silva Souza[1], Rômulo Fieni Fejoli[1],
Fabio de Assis Ressel Pereira[1], Wanderley Cardoso Celeste[1],
Daniel Alberton Haas[2], Giselly Maria Leite Lopes da Silva[2]

[1]Universidade Federal do Espirito Santo, ozeassantossilva@gmail.com, [2]Petrobras

RESUMO

A incrustação de Carbonato de Cálcio ($CaCO_3$) em poços de petróleo, composta pelos polimorfos calcita, aragonita e vaterita, ao longo do tempo pode comprometer a eficácia da completação, reduzindo a capacidade produtiva de poços petrolíferos. Este estudo propõe a utilização de Redes Neurais Artificiais (RNAs) para a análise automatizada de imagens microscópicas, com o objetivo de detectar, classificar e segmentar estes polimorfos. A identificação precisa dos polimorfos é crucial devido às suas diferentes propriedades físico-químicas, que influenciam o processo de incrustação sob diversas condições termodinâmicas. Para isso, as RNAs foram treinadas com imagens de amostras de $CaCO_3$, proporcionando uma abordagem mais rápida e precisa em relação às técnicas tradicionais. Os resultados indicam que a aplicação das RNAs melhoram a eficiência na identificação e classificação dos polimorfos de $CaCO_3$, aumentando tanto a precisão quanto a velocidade da análise. A capacidade preditiva do modelo também gera informações importantes sobre o fenômeno da incrustação, através da área ocupada por cada polimorfo. Isso possibilita a formulação de estratégias mais eficazes para o controle e mitigação das incrustações. Este estudo, portanto, demonstra o potencial da inteligência artificial para otimizar a análise e o controle das incrustações em poços de petróleo, contribuindo diretamente para a melhoria da eficiência e segurança nos processos de do setor de óleo e gás.

Palavras-chave: incrustação inorgânica, $CaCO_3$, RNAs, inteligência artificial.

ISBN: 978-65-5222-057-8

1 INTRODUÇÃO

A garantia de escoamento (Flow Assurance) em operações de extração de petróleo enfrenta contínuos desafios na completação, especialmente em decorrência da transição da indústria para ambientes caracterizados por elevadas pressões e temperaturas (HT/HP), como os reservatórios carbonáticos do Pré-sal brasileiro, que possui condições severas de operação, incluindo pressões que podem ultrapassar 690 bar e temperaturas acima de 140 °C (BEZERRA et al., 2013; OLAJIRE, 2015; COSMO et al., 2023). Em tais condições, a despressurização dos fluidos, em conjunto com a alta salinidade das águas de formação e os altos teores de dióxido de carbono (CO_2) — podendo exceder 20% na fase gasosa em algumas áreas do Pré-sal (ANGELO e FERRARI, 2024) — propiciam um estado de supersaturação que favorece a precipitação de carbonato de cálcio ($CaCO_3$) nos sistemas de tubulação e nos equipamentos localizados desde o reservatório até a plataforma (ANGELO e FERRAI, 2024; COSMO et al., 2023; COSMO et al., 2019; OLAJIRE, 2015). A precipitação e a subsequente formação de polimorfos de $CaCO_3$, tais como calcita, aragonita e vaterita (AGENLO e FERRARI, 2024; KAWANO et al., 2009; OLAJIRE, 2015; COSMO, 2013), resultam em obstruções que não apenas diminuem a seção de escoamento, mas também aumentam as perdas de carga hidráulica e levam a interrupções constantes nas operações de produção (AGENLO e FERRARI, 2024; KAMAL et al., 2018).

A formação de incrustações de $CaCO_3$ é influenciado por fatores termodinâmicos e cinéticos, incluindo temperatura, pressão, pH, força iônica da salmoura, e a composição química da água de formação e água injetada incompatíveis (COSMO et al., 2023; OLAJIRE, 2015; KAMAL et al., 2018; COSMO, 2013; OLIVEIRA et al., 2019; YANG et al., 2016). A caracterização dos depósitos de $CaCO_3$ e de seus polimorfos em amostras de campo ou de laboratório tradicionalmente envolve técnicas analíticas como Difração de Raios X (XRD), Microscopia Eletrônica de Varredura (SEM) com Espectroscopia de Energia Dispersiva (EDS), Microfluorescência de Raios X (Micro-XRF) e Fotomicrografia "in situ" (ANGELO e FERRARI, 2024; JANA et al., 2025; OLIVEIRA et al., 2019; COSMO et al., 2023). Embora eficazes, essas técnicas podem ser demoradas, exigir preparação considerável de amostras e gerar grandes volumes de dados complexos cuja interpretação pode ser subjetiva (LEITHERER et al., 2023).

Esta complexidade e o volume de dados abrem oportunidade significativa para a aplicação de ferramentas de Inteligência Artificial (IA). Modelos de aprendizado profundo, como Redes Neurais Artificiais (RNAs), têm sido crescentemente aplicados na indústria do petróleo para prever propriedades de fluidos e simular processos complexos, incluindo a formação de incrustações (PAZ et al., 2017; FERREIRA et al., 2022; ALKINANI et al., 2019). Especificamente, arquiteturas de visão computacional como o YOLOv8 (You Only Look Once versão 8), frequentemente desenvolvidas e treinadas utilizando frameworks como TensorFlow (SHARREF et al., 2024) e datasets gerenciados em plataformas como Roboflow (CASAS et al., 2024), têm demonstrado resultados significativos na detecção e segmentação de objetos

ISBN: 978-65-5222-057-8

com formas e texturas variadas em diversas aplicações, desde a identificação de fissuras em estruturas de engenharia (WANG R. et al., 2024), segmentação de corrosão em metais (CASAS et al., 2024), até a análise de imagens médicas para medição de hemorragias (WANG H. et al., 2025).

Neste contexto, o presente trabalho visa demonstrar a aplicação de ferramentas de Inteligência Artificial, com foco na arquitetura YOLOv8 e utilizando o framework TensorFlow para desenvolvimento e treinamento de modelos com dados gerenciados via Roboflow. Destaca-se, ainda, o uso de fotomicrografia "in situ" para a obtenção de imagens microscópicas. Assim, busca-se desenvolver modelos de IA capazes de classificar e segmentar os polimorfos de $CaCO_3$ (calcita, aragonita e vaterita) a partir de imagens “in situ” de incrustações, contribuindo para melhoria no entendimento do fenômeno da incrustação e para o desenvolvimento de soluções mais eficientes para a garantia de escoamento na indústria de petróleo e gás.

2 METODOLOGIA

A presente pesquisa adotou, para sua etapa experimental, os procedimentos descritos por COSMO et al. (2023), utilizando um sistema reacional pressurizado projetado para simular condições típicas de poços de petróleo do Pré-Sal. O reator, com capacidade de 3 litros (Figura 1 à esquerda), opera sob condições de alta pressão (até 110 bar) e alta temperatura (até 150 °C), permitindo a reprodução controlada dos fenômenos físico-químicos relacionados à precipitação de $CaCO_3$. Já a etapa computacional, baseada na aplicação de redes neurais artificiais, constitui uma contribuição a este trabalho, não abordada por Cosmo et al. (2023).

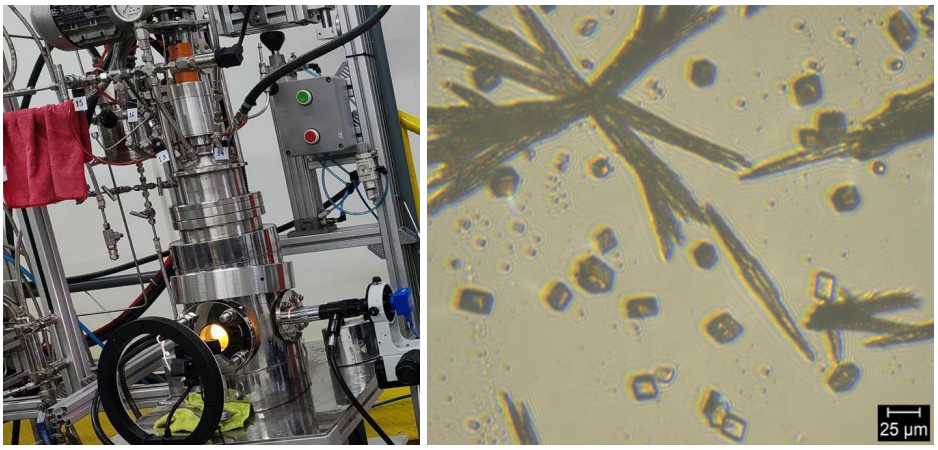


Figura 1: Equipamento de fotomicrografia e Imagem obtida através da janela de visualização do reator. Fonte: Próprio Autor.

2.1 Coleta e Preparação das Amostras de Incrustação de $CaCO_3$

Inicialmente, foi inserido soluções aquosas pré-aquecidas (60 °C) de $NaHCO_3$ e $CaCl_2$ foram misturadas no reator para induzir precipitação imediata de $CaCO_3$ por supersaturação. Após dois minutos, foi injetado CO_2, elevando a pressão a 50 bar para reproduzir o fenômeno de desgaseificação encontrado em condições de

ISBN: 978-65-5222-057-8

produção. Ensaios adicionais foram realizados com óleo cru do Pré-Sal, brinas de alta salinidade e metano, variando-se proporções água/óleo, temperaturas até 95 °C e pressões até 104 bar, incluindo agitação e desgaseificação controlada, simulando diversos cenários operacionais de poços de petróleo.

2.2 Aquisição de Imagens Microscópicas "in situ"

As imagens microscópicas dos cristais de $CaCO_3$ foram obtidas por fotomicrografia "in situ", através de um sistema óptico acoplado diretamente ao reator pressurizado (Figura 1 à esquerda), permitindo a observação em tempo real da formação e morfologia dos cristais sob condições controladas. Esse sistema inclui uma fonte de luz anelar LED, guias de luz LED bifurcados, lentes objetivas de alta precisão e uma câmera digital de alta resolução (PAXcam5+). Foram empregadas técnicas de iluminação (reflexão, transfleção e transmissão) para destacar as nuances morfológicas dos polimorfos. As partículas capturadas possuem diâmetro mínimo equivalente de até 1 µm, permitindo análise detalhada da cinética de precipitação e aderência. As imagens obtidas foram posteriormente processadas e analisadas com o software PAX-it!™ Image Analysis para serem usadas no treinamento da rede neural (Figura 1 à direita).

2.3 Desenvolvimento do Modelo de Inteligência Artificial para Caracterização de Polimorfos

Foi desenvolvido um modelo de IA utilizando a rede neural YOLOv8n-seg, especializada na segmentação e classificação automática dos polimorfos de $CaCO_3$ (calcita, aragonita e vaterita). O dataset utilizado, foi criado a partir das imagens microscópicas e anotado com a plataforma Roboflow, destacando áreas específicas de cada polimorfo, esse conjunto foi dividido em treinamento, validação e teste, conforme a Figura 2.

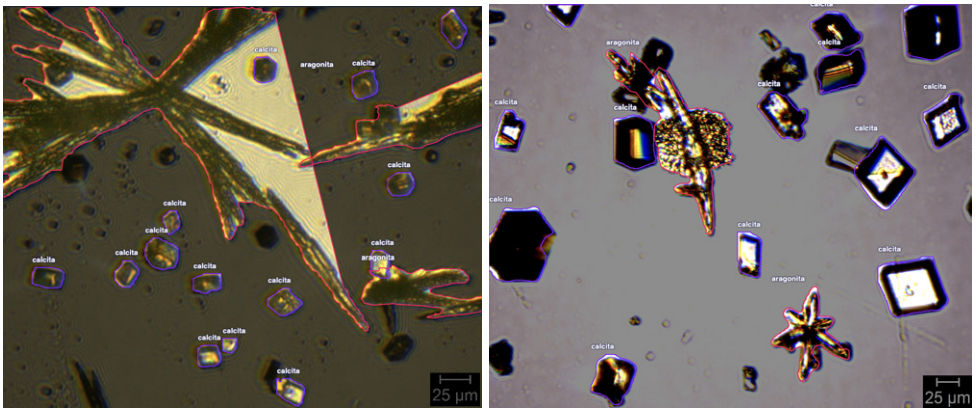


Figura 2: Imagens de incrustação anotadas através da plataforma Roboflow para treinamento da rede neural. Fonte: Próprio Autor.

Para o treinamento, empregou-se o framework TensorFlow, com imagens redimensionadas para 640x640 pixels, em um total de 500 épocas, batch size de 8 imagens e técnicas de aumento de dados (data Augmentation). A avaliação do

ISBN: 978-65-5222-057-8

modelo utilizou métricas aplicadas em tarefas de segmentação com redes YOLO, como precisão, revocação, F1-score, mAP (mAP@0.5 e mAP@0.5:0.95), matriz de confusão e IoU (IoU ≥ 0,7) de acordo com WANG H. et al. (2024), WANG R. et al. (2024) e CASAS et al. (2024), que as aplicaram na análise de segmentação em domínios biomédicos, estruturais e industriais.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A aplicação da rede neural YOLOv8n-seg, treinada para a detecção e segmentação dos polimorfos de $CaCO_3$ produziu resultados quantitativos e qualitativos significativos. O treinamento, conduzido por 500 épocas, demonstra a viabilidade da abordagem de IA para a caracterização automatizada de incrustações. A Figura 3 apresenta os gráficos das principais curvas de aprendizado e métricas de desempenho.

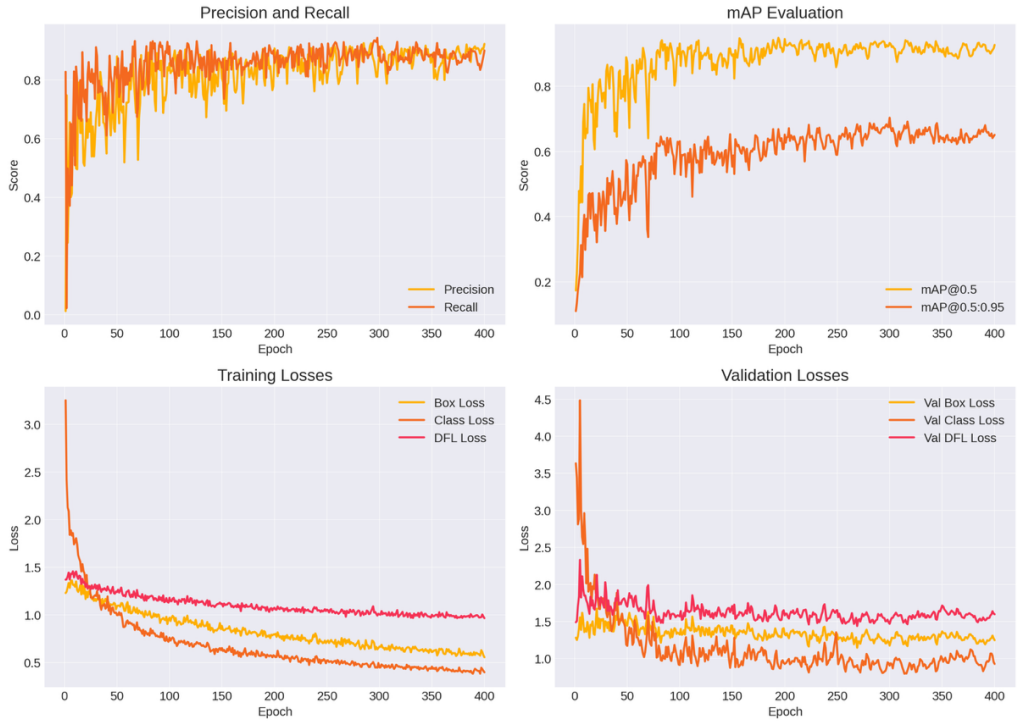


Figura 3: Curvas de Treinamento e Validação do Modelo YOLOv8n-seg. Fonte: Próprio Autor.

As curvas de perdas (Box Loss e Class Loss), Figura 3, exibe uma clara tendência de diminuição e estabilização ao longo das 500 épocas. A proximidade entre as curvas de treinamento e validação sugere que o modelo alcançou uma boa convergência sem incorrer em overfitting significativo, indicando uma generalização adequada para dados não vistos.

O desempenho geral do modelo foi avaliado principalmente pela Mean Average Precision (mAP), conforme visto na figura 3. O modelo alcançou um mAP@0.5 (IoU > 0.5) de 0.933, um valor expressivo que indica alta precisão na detecção e classificação geral dos cristais. O mAP@0.5:0.95 foi de 0.740. A diferença entre

ISBN: 978-65-5222-057-8

esses dois valores, comum em tarefas de segmentação, sugere que, embora a localização dos cristais seja muito boa, a precisão na delimitação exata das máscaras de segmentação pode ser aprimorada, especialmente para os limiares de IoU mais elevados.

As curvas de Precisão e Revocação (Figura 4 à esquerda) mostram a evolução dessas métricas ao longo das épocas, convergindo para valores altos. A curva F1-Score (Figura 4 à direita), que busca o equilíbrio entre precisão e revocação, atingiu um pico de 0.89 com um limiar de confiança de aproximadamente 0.53, confirmando a robustez geral do modelo.

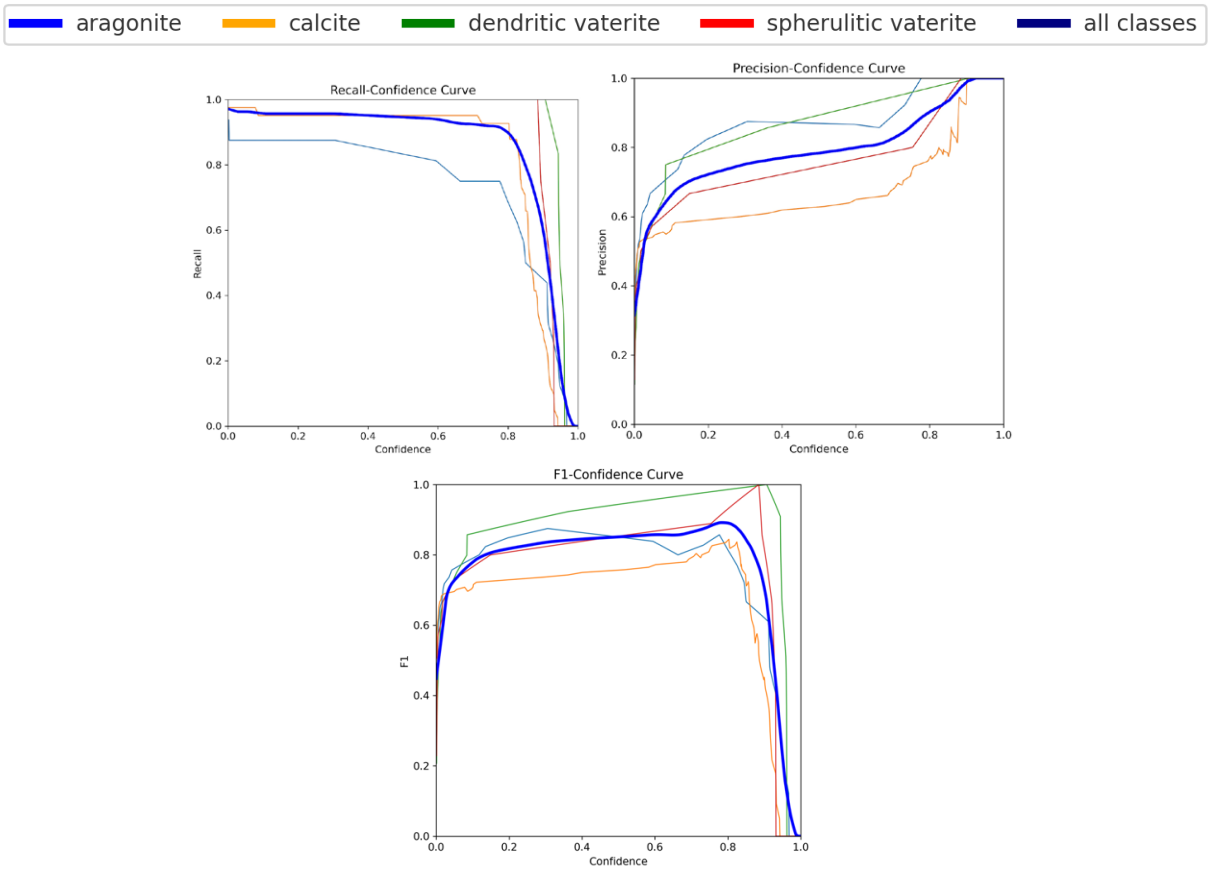


Figura 4: Curvas de Precisão, Revocação e F1 vs. Confiança. Fonte: Próprio Autor.

O modelo de Inteligência Artificial demonstrou um desempenho robusto na identificação dos diferentes polimorfos de $CaCO_3$. As curvas de Precisão-Revocação (PR) (Figura 4 à esquerda) indicaram excelente performance para Calcita e Vaterita Esferulítica (ambas com AUC de 0.98) e um desempenho muito bom para Aragonita e Vaterita Dentrítica (ambas com AUC de 0.93), resultando numa média geral (AUC) de 0.96 para todas as classes.

ISBN: 978-65-5222-057-8

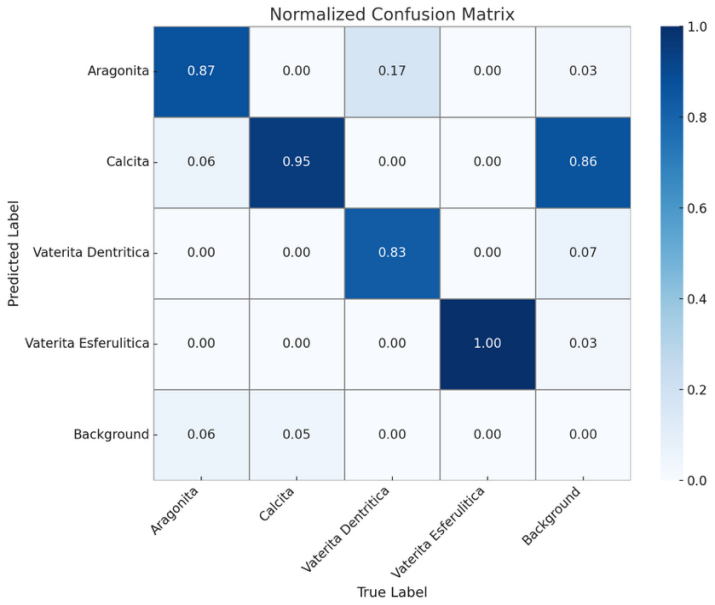


Figura 8: Matriz de Confusão Normalizada. Fonte: Próprio Autor.

A análise da Matriz de Confusão, Figura 8, revelou que a Vaterita Esferulítica foi a classe mais precisamente identificada, com 100% de acerto, seguida por Calcita com 95% de acerto. Aragonita e Vaterita Dentrítica também obtiveram bons resultados, com 87% e 83% de acerto, respectivamente. A principal dificuldade de classificação ocorreu entre Aragonita e Calcita, onde 6% das amostras de Aragonita foram erroneamente classificadas como Calcita, possivelmente devido a semelhanças morfológicas ou estágios de transição. Também é notável que 6% das amostras de Calcita foram erroneamente classificadas como Aragonita.

O desafio mais significativo identificado foi a taxa de Falsos Negativos, ou seja, cristais que não foram detectados e acabaram classificados como background. Isso afetou principalmente as classes Aragonita (6% não detectada) e Calcita (5% não detectada). Essa dificuldade pode ser atribuída ao desbalanceamento do conjunto de dados, onde a classe Calcita é a mais frequente, seguida pela Aragonita, enquanto as classes Vaterita (dentrítica e esferulítica) são consideravelmente menos representadas. Esse desequilíbrio pode levar o modelo a ter melhor desempenho com as classes majoritárias e maior dificuldade em generalizar ou detectar instâncias das classes minoritárias ou aquelas com características menos definidas, especialmente cristais pequenos.

A análise realizada através da inspeção visual das predições do modelo YOLOv8n-seg em imagens de teste, conforme as Figuras 9 e 10, oferece insights sobre o comportamento prático do modelo. Observa-se que o modelo atingiu altos índices de confiança para identificar e segmentar corretamente múltiplos cristais de diferentes polimorfos de $CaCO_3$ numa mesma imagem, mesmo em cenários que apresentam desafios como sobreposição parcial de cristais e variações na iluminação das fotomicrografias.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Os resultados demonstram que a abordagem de IA, especificamente o YOLOv8n-seg, pode ser utilizada como ferramenta para a caracterização automatizada de polimorfos de $CaCO_3$. A capacidade de obter classificação e segmentação rápida e com alta precisão (mAP@0.5 > 0.93) representa um avanço significativo em relação às análises manuais. Essa automação permite o processamento de um grande volume de imagens, possibilitando um monitoramento mais eficaz e a geração de dados estatísticos robustos sobre a formação de incrustações.

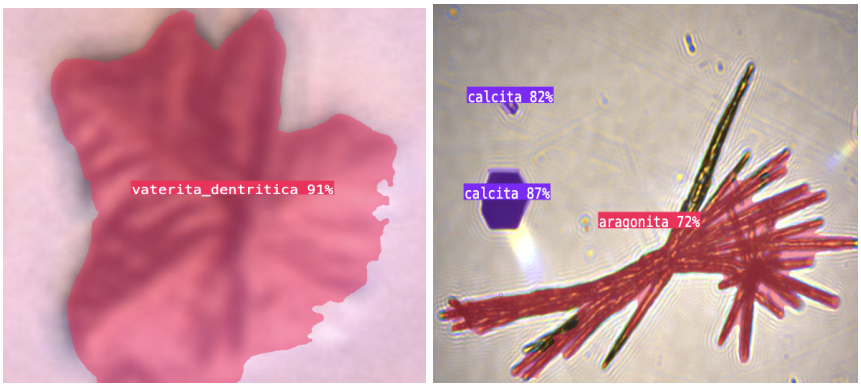


Figura 9: Detecção, classificação e segmentação de $CaCo_3$ (Vaterita, Aragonita e Calcita) pela rede neural treinada. Fonte: Próprio Autor.

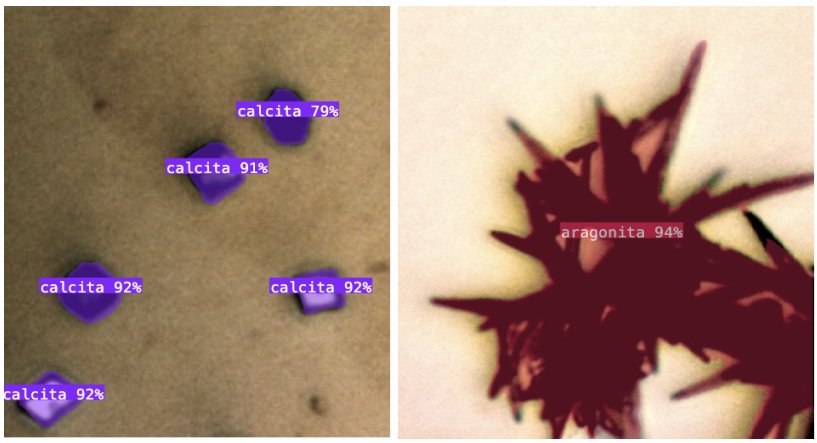


Figura 10: Detecção, classificação e segmentação de $CaCo_3$ (Aragonita e Calcita) pela rede neural treinada. Fonte: Próprio Autor.

3. CONCLUSÃO

Este estudo demonstrou a viabilidade e a eficácia da arquitetura YOLOv8n-seg na detecção, classificação e segmentação automatizada de polimorfos de $CaCO_3$ em imagens microscópicas obtidas "in situ", sob condições simuladas de poços de petróleo. Com um mAP@0.5 de 93,3%, o modelo demonstrou robustez, destacando-se como uma ferramenta viável para e monitoramento de incrustação inorgânica de $CaCO_3$. A implementação de cálculos automatizados da área incrustada a partir da segmentação de cada polimorfo representa um avanço

ISBN: 978-65-5222-057-8

significativo, permitindo a quantificação precisa da deposição mineral e sua integração com modelos preditivos.

Embora os resultados sejam promissores, os desafios persistem, como o desbalanceamento de classes e a necessidade de maior precisão na segmentação de bordas entre polimorfos similares. Futuros trabalhos devem focar no aprimoramento do *dataset* e na otimização do modelo para aumentar sua generalização.

A aplicação de inteligência artificial, particularmente o YOLOv8, no diagnóstico de incrustações inorgânicas, introduz um paradigma inovador na indústria de óleo e gás, oferecendo maior agilidade, precisão e potencial para redução de custos operacionais. Esta abordagem não apenas otimiza a garantia de escoamento, mas também abre caminho para estratégias proativas no gerenciamento de depósitos minerais em ambientes críticos.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALKINANI, H. H. et al. "Applications of Artificial Neural Networks in the Petroleum Industry: A Review." Paper presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, March 2019. DOI: 10.2118/195072-MS.

ANGELO, J. F. de; FERRARI, J. V. Study of calcium carbonate scaling on steel using a high salinity brine simulating a pre-salt produced water. Geoenergy Science and Engineering, v. 233, p. 212541, 2024. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212541.

BEZERRA, M. C. M.; ROSARIO, F. F.; ROSA, K. R. S. A. "Scale Management in Deep and Ultradeep Water Fields." Paper presented at the OTC Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, October 2013. doi: 10.4043/24508-MS.

CASAS, E. et al. A comparative study of YOLOv5 and YOLOv8 for corrosion segmentation tasks in metal surfaces. Array, v. 22, p. 100351, 2024. DOI: https://doi.org/10.1016/j.array.2024.100351.

COSMO, R. de P. Modelagem e Simulação Termodinâmica da Precipitação de Calcita em Condições de Poço. 2013. 217 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade Federal do Espírito Santo, São Mateus, 2013.

COSMO, R. de P. et al. Estimating CO_2 degassing effect on $CaCO_3$ precipitation under oil well conditions. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 181, p. 106207, 2019. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106207.

COSMO, R. P. et al. CO2 degassing in CaCO3 precipitation in the presence of oil: Implications, modeling, numerical simulation, validation, prototype development, and experimental results. Geoenergy Science and Engineering, v. 228, 211885, 2023. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211885.

FERREIRA, B. X. et al. Development of Artificial Neural Network Models for the Simulation of a $CaCO_3$ Scale Formation Process in the Presence of Monoethylene Glycol (MEG) in Dynamic Tube Blocking Test Equipment. Energy & Fuels, v. 36, n. 5, p. 2288–2299, 2022. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c03364.

ISBN: 978-65-5222-057-8

GONG, L. et al. Exploring the mechanisms of calcium carbonate deposition on various substrates with implications for effective anti-scaling material selection. Petroleum Science, v. 21, p. 2870-2880, 2024. DOI: 10.1016/j.petsci.2024.02.004.

JANA, S.; SUBRAMANIAN, V. K. Formation and Characterization of Calcium Carbonate Scale on Copper and Aluminium Substrates: Influence of Chemical Additives and Heating Methods at 60 circ C with Application. Surfaces and Interfaces, v. 62, p. 106170, 2025. DOI: 10.1016/j.surfin.2025.106170.

KAMAL, M. S. et al. Oilfield scale formation and chemical removal: A review. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 171, p. 127-139, 2018. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.037.

KAWANO, J. et al. Precipitation diagram of calcium carbonate polymorphs: its construction and significance. Journal of Physics: Condensed Matter, v. 21, n. 42, p. 425102, 2009. DOI: 10.1088/0953-8984/21/42/425102.

LEITHERER, A. et al. Automatic identification of crystal structures and interfaces via artificial-intelligence-based electron microscopy. npj Computational Materials, v. 9, p. 179, 2023. DOI: 10.1038/s41524-023-01133-1.

OLAJIRE, A. A. A review of oilfield scale management technology for oil and gas production. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 135, p. 723-737, 2015. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.09.011.

OLIVEIRA, D. F. et al. Characterization of scale deposition in oil pipelines through X-Ray Microfluorescence and X-Ray microtomography. Applied Radiation and Isotopes, v. 151, p. 247-255, 2019. DOI: 10.1016/j.apradiso.2019.06.019.

SHAREEF, O et al. A novel artificial intelligence model for diagnosing Acanthamoeba keratitis through confocal microscopy, The Ocular Surface, Volume 34, 2024, Pages 159-164, ISSN 1542-0124. DOI: 10.1016/j.jtos.2024.07.010.

PAZ, PA, Caprace, J, Cajaiba, JF, & Netto, TA. "Prediction of Calcium Carbonate Scaling in Pipes Using Artificial Neural Networks." Proceedings of the ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Volume 5A: Pipelines, Risers, and Subsea Systems. Trondheim, Norway. June 25–30, 2017. V05AT04A044. ASME. 10.1115/OMAE2017-61233.

WANG, H. et al. YOLO-HV: A fast YOLOv8-based method for measuring hemorrhage volumes. Biomedical Signal Processing and Control, v. 100, p. 107131, 2025. DOI: 10.1016/j.bspc.2024.107131.

WANG, R. et al. FDSC-YOLOv8: Advancements in Automated Crack Identification for Enhanced Safety in Underground Engineering. Computer Modeling in Engineering & Sciences, v. 140, n. 3, p. 3035-3052, 2024. DOI: 10.32604/cmes.2024.050806.

YANG, X. et al. Prediction of $CaCO_3$ scaling in water injection wellbore. Applied Thermal Engineering, v. 98, p. 532-540, 2016. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2015.12.048.

ISBN: 978-65-5222-057-8

PREDIÇÃO DE FALHA DE FLUIDO MINERAL SOB ALTAS TEMPERATURAS UTILIZANDO MODELOS DE MACHINE LEARNING

Paulo Ricardo da Silva[1], Michelli Karinne Barros da Silva[2], Joelson da Cruz Campos[3], Tiago Almeida de Oliveira[4], Waleska Rodrigues Pontes Da Costa[5], Luciana Viana Amorim[6]

[1]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/ paulo.r.silva@estudante.ufcg.edu.br,
[2]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/ michelli.karinne@gmail.com,
[3]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/ joelsonmat@hotmail.com,
[4]Universidade Estadual da Paraíba - UEPB/PEFLAB, tadolive@servidor.uepb.edu.br,
[5]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/warodriguespc@gmail.com,
[6]Universidade Federal de Campina Grande - UFCG/PEFLAB/ lvamorim@gmail.com.

RESUMO

O uso de fluidos aquosos aditivados com minerais e polímeros tem se expandido amplamente na indústria do petróleo. Neste trabalho, foram estudados fluidos empregados como barreiras de contenção para o abandono de poços. Além disso, esses fluidos têm recebido atenção por contribuírem para a redução do passivo ambiental, devido às suas características menos tóxicas e maior biodegradabilidade. No entanto, a temperatura do poço constitui um dos fatores limitantes para o desempenho desses fluidos, uma vez que a aplicação em poços quentes pode resultar no comprometimento das propriedades do fluido em razão da degradação dos aditivos. Este estudo avaliou a degradação de um fluido mineral com base em ensaios laboratoriais sob temperaturas de 25°C, 95°C, 110°C, 135°C, 140°C e 150°C, por períodos de até 10 dias, utilizando como critério de falha o volume de filtrado HPHT superior a 11,6 mL, totalizando 176 observações. Para prever a falha, foram ajustados modelos de *machine learning* com múltiplas variáveis preditoras, incluindo a temperatura, dias, pH, índice de comportamento, densidade, tensão limite de escoamento e o índice de consistência. Os algoritmos testados foram: Regressão Logística, Árvore de Decisão, *Random Forest*, *XGBoost*, *CatBoost* e *LightGBM*. O modelo *Random Forest* apresentou o melhor desempenho preditivo, com acurácia de 90,6%, AUC de 0,943, *F1-score* de 0,849, precisão de 0,933 e recall de 0,778. A validação com testes de calibração (*Hosmer-Lemeshow* e *Spiegelhalter*) indicou bom ajuste e consistência estatística. A análise destaca o potencial de abordagens baseadas em *machine learning* na antecipação da falha de fluidos, contribuindo para a formulação de sistemas mais robustos e adaptados a ambientes operacionais de alta severidade. Com base nestes resultados, é possível predizer quando um fluído irá falhar ou não, dadas as condições estudadas de temperatura, tempo em dias e as demais variáveis coletadas.

Palavras-chave: degradação térmica, falha de fluido, *machine learning*, HPHT.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O setor energético enfrenta desafios significativos relacionados à transição para fontes renováveis e à mitigação das mudanças climáticas, o que impõe a necessidade de descomissionamento seguro e economicamente viável de plataformas de petróleo e gás. Nesse contexto, o abandono de poços é uma etapa crítica, exigindo soluções eficazes para garantir a integridade do poço e prevenir impactos ambientais, como a migração de fluidos para zonas não intencionadas (LEPORINI, 2019).

De acordo com Thomas (2001), os diversos tipos disponíveis de fluidos aquosos aditivados com minerais e polímeros vêm ganhando destaque devido à sua versatilidade, menor custo e menor impacto ambiental em comparação às formulações à base de óleo.

Contudo, o desempenho desses fluidos está diretamente condicionado às condições térmicas do poço. Temperaturas elevadas podem comprometer suas propriedades físico-químicas, principalmente devido à degradação térmica dos aditivos (NASCIMENTO, 2013), o que afeta parâmetros operacionais críticos como viscosidade, estabilidade estrutural e capacidade de vedação. Essa degradação pode resultar em falhas operacionais graves, como perdas de circulação e comprometimento da integridade do poço, evidenciando a necessidade de métodos capazes de antecipar falhas com base em variáveis monitoradas em campo ou laboratório. Trabalhos recentes, como o de Da Costa et al. (2024), demonstram que a análise da vida útil de fluidos aquosos sob diferentes temperaturas pode fornecer subsídios importantes para avaliar sua aplicação em operações de tamponamento e abandono de poços, especialmente quando combinada a metodologias estatísticas.

Diante desse cenário, este estudo propõe a utilização de algoritmos de machine learning com abordagem supervisionada, em que o modelo é treinado com um conjunto de dados rotulado, ou seja, dados de entrada cujas saídas desejadas (falha ou não falha) são previamente conhecidas. A partir disso, o modelo aprende a relação entre as variáveis preditoras e a variável alvo (falha) (MACHADO, 2002), tornando-se capaz de realizar previsões precisas em novos cenários operacionais. Essa abordagem tem se mostrado eficaz em tarefas de classificação e regressão, sendo particularmente útil quando se dispõe de um histórico confiável de dados técnicos.

METODOLOGIA

Dados

Este estudo avaliou a degradação de um fluido à base de água por meio de ensaios laboratoriais conduzidos em temperaturas de 25 °C, 95 °C, 110 °C, 135 °C, 140 °C e 150 °C, ao longo de períodos de até 10 dias. Como critério de falha, adotou-se o volume de filtrado HPHT superior a 11,6 mL, totalizando 176 observações. A formulação do fluido foi desenvolvida no Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES/PDDP/FCE), e todos os ensaios foram realizados no Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração (Peflab - UFCG). As principais variáveis utilizadas foram:

ISBN: 978-65-5222-057-8

temperatura, os dias de exposição, pH, índice de comportamento (n), densidade, tensão limite de escoamento e o índice de consistência (*K*).

O pH indica o grau de acidez ou alcalinidade do fluido, devendo ser mantido entre 7 e 10 para evitar corrosão dos equipamentos. A densidade representa o peso do fluido por unidade de volume e é essencial para manter o equilíbrio de pressões no poço. O índice de consistência está relacionado à resistência ao escoamento do fluido. Já o índice de comportamento do fluido é a sensibilidade da viscosidade aparente a taxa de cisalhamento. Por fim, a tensão limite de escoamento define a tensão mínima necessária para que o fluido inicie seu movimento. O monitoramento e a modelagem dessas variáveis são fundamentais para prever cenários de falha e otimizar o controle de poço.

Modelos de Classificação

As análises de *machine learning* seguiram as recomendações metodológicas de Géron (2022), que define os passos como: coleta e divisão de dados, análise exploratória, imputação e transformação de dados, comparação de modelos, refinamento do modelo selecionado e teste final. Para remover variáveis colineares, foi feito a eliminação de covariáveis com correlação acima de 0,90 (SNEE, 1983). Variáveis contínuas foram padronizadas usando o método *z-score*.

Para treinamento e validação dos modelos preditivos, 70% dos dados foram alocados para treinamento e validação cruzada. 30% foram alocados para teste do modelo final, utilizando dados não observados da fase de treinamento.

Na modelagem preditiva, foram empregados algoritmos supervisionados amplamente reconhecidos por sua eficácia em tarefas de classificação, incluindo Árvore de Decisão, Random Forest, Regressão Logística, XGBoost, *CatBoost* e *LightGBM*. A Árvore de Decisão gera uma estrutura única baseada em divisões sucessivas dos dados, sendo facilmente interpretável, porém suscetível à instabilidade. Para contornar essa limitação, utilizou-se o Random Forest, que combina múltiplas árvores geradas a partir de subconjuntos dos dados, aumentando a robustez e reduzindo a variância do modelo (BREIMAN, 2001). A Regressão Logística também foi aplicada, sendo uma técnica estatística clássica para prever eventos binários, com ampla aplicação em diferentes domínios (HOSMER e LEMESHOW, 2000).

Além disso, foram utilizados três algoritmos baseados em *gradient boosting: XGBoost, CatBoost e LightGBM*. O *XGBoost* é conhecido por sua eficiência computacional e uso de regularizações L1 e L2 para prevenir overfitting (CHEN e GUESTRIN, 2016). O *CatBoost* se destaca por lidar diretamente com variáveis categóricas, sem pré-processamento intensivo (DOROGUSH, ERSHOV e GULYAEV, 2018). Já o *LightGBM* emprega uma estratégia de crescimento por folhas, o que reduz o tempo de treinamento e uso de memória, mantendo alta acurácia (KE, 2017).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Na etapa de otimização dos algoritmos foi utilizada uma validação cruzada de 5 *folds* na base de dados de treino em que cada iteração, quatro blocos foram usados para treinamento, enquanto um bloco foi mantido para validação. A média das métricas de desempenho entre as iterações forneceu estimativas mais robustas. Para cada algoritmo, uma grade de combinações de hiperparâmetros foi definida (por exemplo, número de árvores, profundidade máxima e taxa de aprendizado para métodos baseados em gradiente).

Métricas de avaliação

A avaliação do desempenho dos modelos preditivos foi realizada por meio de métricas clássicas de classificação, tais como acurácia, precisão, sensibilidade (*recall*), *F1-score* e AUC (*Area Under the Curve*). A fundamentação teórica e a definição formal de cada métrica foram baseadas nas obras de Kuncheva (2014) e Bishop (2006), que apresentam discussões consolidadas e amplamente reconhecidas na literatura de aprendizado de máquina supervisionado.

O *F1-score* é uma métrica harmônica entre a precisão e a sensibilidade, fornecendo uma medida única do equilíbrio entre essas duas métricas, sendo especialmente útil em situações com classes desbalanceadas. Por fim, a AUC (*Area Under the Curve*) refere-se à área sob a curva ROC (*Receiver Operating Characteristic*) e expressa a capacidade global do modelo em discriminar entre as classes positiva e negativa, independentemente do ponto de corte adotado.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A seguir, são apresentados os principais resultados obtidos a partir da análise dos ensaios laboratoriais conduzidos com o fluido à base de água desenvolvido. As análises consideram o comportamento do volume de filtrado HPHT ao longo do tempo, sob diferentes condições de temperatura, além da influência das covariáveis. A seguir, é apresentado na Tabela 1 a frequência absoluta e frequência relativa de falhas observadas para o volume filtrado superior a 11,6mL.

Tabela 1: Frequência do número de falhas pelo volume filtrado.

Volume filtrado	n	%
Não falhou	116	65,91
Falha	60	34,09
Total	176	100,00

Fonte: elaborado pelos autores

A Tabela 1 apresenta a distribuição das observações de acordo com o critério de falha adotado. Do total de 176 ensaios, 60 (34,09%) foram classificados como falhas, enquanto 116 (65,91%) permaneceram dentro do limite aceitável para uso.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A seguir, são apresentadas as aplicações dos modelos de *machine learning*. Para a etapa de treinamento, foram selecionadas aleatoriamente 123 amostras (70% da base de dados total), enquanto as 53 observações (30%) restantes compuseram o conjunto de testes.

Tabela 2: Modelos ajustados para os dados de treino.

Modelo	Acurácia	AUC	Recall	Especificidade	Precisão	F1-score	Kappa
Random Forest	0,959	0,980	0,905	0,988	0,967	0,932	0,903
CatBoost	0,976	0,979	0,930	1,000	1,000	0,956	0,940
LightGBM	0,959	0,973	0,930	0,975	0,947	0,935	0,906
XGBoost	0,959	0,964	0,905	0,988	0,980	0,930	0,903
R. logística	0,918	0,958	0,810	0,975	0,960	0,858	0,804
Árvore de decisão	0,902	0,897	0,880	0,914	0,837	0,854	0,780

Fonte: Elaborado pelos autores.

Na Tabela 2, apresenta o desempenho dos modelos de *machine learning* ajustados aos dados de treino. O modelo *Random Forest* destacou-se com os melhores resultados globais de classificação, alcançando AUC = 0,980, acurácia = 0,959, *F1-score* = 0,932 e Kappa = 0,903, o que indica excelente capacidade discriminativa e balanceamento entre sensibilidade (*recall*) e precisão.

O modelo *CatBoost* também apresentou desempenho robusto, com AUC de 0,979 e *F1-score* de 0,956, superando o *Random Forest* em especificidade (1,000) e precisão (1,000). No entanto, o desempenho ligeiramente inferior em recall (0,930) e Kappa (0,940) o posiciona como uma alternativa competitiva, porém marginalmente menos equilibrada.

Em seguida, avaliou-se o desempenho do modelo Random Forest utilizando dados reservados exclusivamente para teste. A Figura 1 exibe a curva ROC obtida a partir desse conjunto de teste.



Figura 1: Curva ROC para o modelo *Random Forest*.

ISBN: 978-65-5222-057-8

De acordo com a Figura 1, observa-se a relação entre a taxa de verdadeiros positivos e a taxa de falsos positivos para o modelo *Random Forest*, por meio da curva ROC. A área sob a curva (AUC), igual a 0,94, indica excelente capacidade discriminativa, evidenciando que o modelo é altamente eficaz em distinguir entre as classes "falha" e "não falha".

Esse desempenho elevado em dados não utilizados no treinamento demonstra a robustez do modelo e sua capacidade de generalização. Tais resultados sugerem que o *Random Forest* pode ser uma ferramenta confiável para a previsão de falhas nos fluidos, contribuindo para estratégias preditivas mais seguras e eficientes em contextos operacionais de alta temperatura. Ressalta-se ainda que a alta AUC, combinada com os demais indicadores de desempenho observados, reforça a adequação do modelo para aplicações em ambientes industriais com variabilidade de condições.

Complementando a análise da curva ROC, a seguir será apresentado na Figura 2 a distribuição dos escores de risco estimados pelo modelo *Random Forest.*

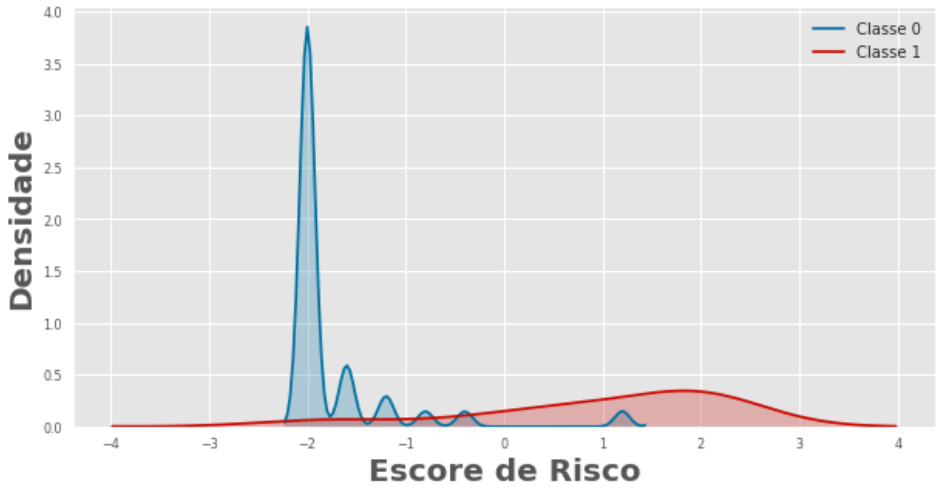


Figura 2: Curvas da Densidade *vs* Escore de Risco.

A Figura 2 ilustra a distribuição dos escores de risco atribuídos pelo modelo *Random Forest* para as classes "falha" (Classe 1) e "não falha" (Classe 0). Esses escores representam as probabilidades estimadas de cada observação pertencer à classe positiva (falha), e são utilizados internamente pelo modelo para realizar a classificação. Visualmente espera que as curvas de densidade estejam bem separadas, isso é evidenciado na figura, indicando que modelo consegue distinguir de forma clara os padrões associados a cada classe, nas aplicações preditivas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

No caso apresentado, observa-se que a Classe 0 se concentra em escores mais baixos, enquanto a Classe 1 tende a assumir escores mais elevados, com sobreposição limitada entre as distribuições. Esse comportamento confirma que o modelo não apenas acerta as classificações finais, mas também atribui escore de risco coerentes com a natureza das observações, o que reforça sua confiabilidade para fins preditivos.

A Figura 3 apresenta a importância das variáveis, permitindo avaliar a contribuição individual de cada preditora na saída do modelo com base nos valores de SHAP. Observa-se que a temperatura possui forte influência sobre a classificação: valores elevados (em vermelho) estão fortemente associados a impactos positivos nos valores de SHAP, indicando aumento na probabilidade de ocorrência de falha. Por outro lado, valores baixos de temperatura (em azul) tendem a contribuir para a previsão de não falha. Essa relação é coerente com comportamento esperado de degradação térmica dos fluidos.

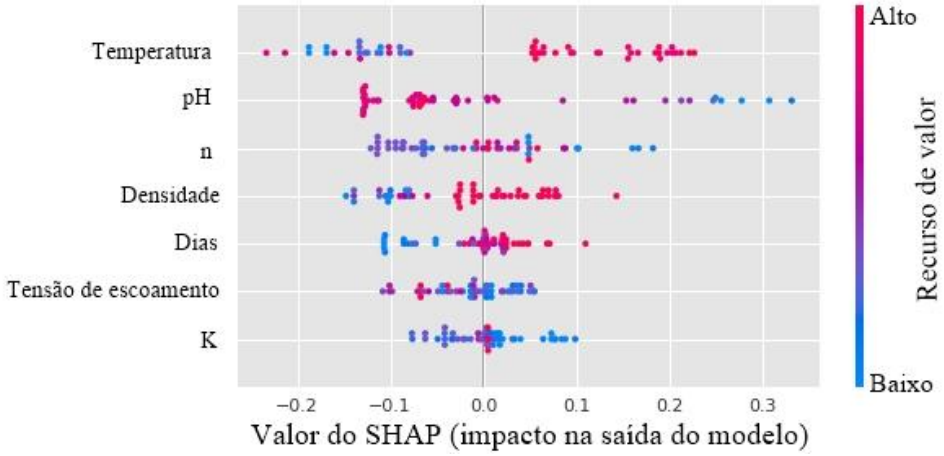


Figura 3: Gráfico da contribuição de cada variável na previsão final.

A variável pH também apresenta padrão relevante. Valores baixos de pH (azul) estão predominantemente associados a efeitos positivo nos valores de SHAP, aumentando a probabilidade de falha, enquanto valores mais altos (vermelho) exercem impacto menos acentuado. Essa resposta pode estar relacionada à estabilidade química do fluido em diferentes condições de acidez.

A variável dias, embora com menor magnitude de impacto, demonstra que períodos mais longos de exposição (em vermelho) têm contribuição ligeiramente positiva nos valores de SHAP, sugerindo um efeito cumulativo na degradação do fluido ao longo do tempo. Por fim, as variáveis tensão de escoamento e o índice de consistência (*K*) não apresentaram distribuição clara ou impacto relevante nos valores de SHAP.

Tabela 3: Desempenho final para o modelo Random Forest.

Acurácia	AUC	Recall	Especificidade	Precisão	F1-score	Kappa
0,906	0,943	0,778	0,971	0,933	0,849	0,781

Fonte: Elaborado pelos autores.

ISBN: 978-65-5222-057-8

De acordo com a Tabela 3, as métricas de desempenho do modelo *Random Forest* aplicado ao conjunto de teste. O modelo obteve acurácia de 0,906 e AUC de 0,943, indicando excelente capacidade discriminativa entre as classes “falha” e “não falha”. A precisão foi de 0,933 e a especificidade de 0,971, o que demonstra alta capacidade do modelo em evitar falsos positivos. A sensibilidade (recall), de 0,778, indica que o modelo identificou corretamente a maioria das falhas reais. O F1-score de 0,849 revela um bom equilíbrio entre precisão e recall, e o Kappa de 0,781 reforça a concordância entre as previsões e os valores observados, corrigida para o acaso.

De modo geral, os resultados indicam que o modelo apresentou desempenho satisfatório em dados não utilizados no ajuste, evidenciando seu potencial para aplicação prática na predição de falhas em fluidos utilizados no abandono de poços.

CONCLUSÕES

Neste estudo, avaliou-se a degradação de um fluido à base de água por meio de ensaios laboratoriais conduzidos sob diferentes condições de temperatura e tempo de exposição. O objetivo foi prever a ocorrência de falhas a partir da análise de variáveis físico-químicas, visando sua aplicação como fluido de barreira temporária em operações de abandono de poços. Foram considerados parâmetros como a temperatura, os dias de exposição, pH, índice de comportamento (n), densidade, tensão limite de escoamento e o índice de consistência (K). Os dados foram submetidos a técnicas de machine learning, com destaque para o modelo Random Forest, selecionado por apresentar o melhor desempenho entre os algoritmos avaliados, conforme indicaram métricas como acurácia, AUC, F1-score e Kappa.

O modelo Random Forest demonstrou elevada capacidade discriminativa tanto nos dados de treinamento quanto nos dados de teste, alcançando AUC de 0,98 e 0,943, respectivamente. A análise dos valores SHAP evidenciou que as variáveis temperatura e pH foram as mais relevantes na previsão de falhas, com escore de risco mais elevados associados a valores altos dessas variáveis. Além disso, observou-se que o tempo de exposição (dias), embora com menor impacto, também contribui para o aumento da probabilidade de falha, o que é coerente com o processo de degradação progressiva dos fluidos.

Os resultados obtidos indicam que o uso de algoritmos de aprendizado de máquina pode ser uma ferramenta eficaz na previsão da estabilidade de fluidos aplicados no abandono de poços, permitindo antecipar falhas e subsidiar decisões operacionais. A abordagem adotada demonstrou boa capacidade de generalização em dados não vistos, reforçando a robustez do modelo. Como perspectivas futuras, recomenda-se ampliar o conjunto de dados com novos ensaios laboratoriais, incluir variáveis adicionais relacionadas

ISBN: 978-65-5222-057-8

à formulação dos fluidos de barreira e explorar técnicas avançadas de explicabilidade e ajuste fino dos modelos, com o intuito de aprimorar ainda mais a capacidade preditiva e interpretativa do sistema.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à Petrobras pelo apoio técnico, institucional e financeiro essencial à realização deste estudo; ao CENPES e Peflab, pelo fornecimento dos dados experimentais que o embasaram; e à UFCG, por toda a estrutura acadêmica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BISHOP, C. M. Pattern Recognition and Machine Learning. **New York: Springer**, 2006.

BREIMAN, L. Random Forests, 2001. Disponivel em: <https://doi.org/10.1023/A:1010933404324>.

CHEN, T.; GUESTRIN, C. XGBoost: A scalable tree boosting system. **Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining.**, p. 785-794, 2016.

DOROGUSH, A. V.; ERSHOV, V.; GULYAEV, A. **CatBoost:** gradient boosting with categorical features support. [S.l.]: [s.n.], 2018.

GÉRON, A. Hands-on machine learning with Scikit-Learn, Keras, and TensorFlow: Concepts, tools, and techniques to build intelligent systems. **O'Reilly Media Inc, 2ed**, 2022.

HOSMER, D. W.; LEMESHOW, S. Applied Logistic Regression. **2. ed. New York: Wiley**, 2000.

KE, G. E. A. LightGBM: A highly efficient gradient boosting decision tree. **Advances in Neural Information Processing Systems, v. 30**, p. 3146-3154, 2017.

KUNCHEVA, L. I. Combining Pattern Classifiers: Methods and Algorithms. **2. ed. Hoboken: Wiley**, 2014.

LEPORINI, M. E. A. Reconversion of offshore oil and gas platforms into renewable energy sites production: Assessment of different scenarios. **Renewable energy, v. 135**, p. 1121-1132, 2019.

MACHADO, J. C. V. **Reologia e escoamento de fluidos:** ênfase na indústria do petróleo. [S.l.]: Interciência, 2002.

ISBN: 978-65-5222-057-8

NASCIMENTO, R. C. A. D. M. E. A. Degradação térmica de fluidos de perfuração argilosos aditivados com polímeros e lubrificante. **Matéria (Rio de Janeiro)**, v. 18, p. 1329-1339, 24 set. 2013. Disponivel em: <https://doi.org/10.1590/S1517-70762013000200009>.

CHEN, T.; GUESTRIN, C. XGBoost: A scalable tree boosting system. **Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining.**, p. 785-794, 2016.

DOROGUSH, A. V.; ERSHOV, V.; GULYAEV, A. **CatBoost:** gradient boosting with categorical features support. [S.l.]: [s.n.], 2018.

GÉRON, A. Hands-on machine learning with Scikit-Learn, Keras, and TensorFlow: Concepts, tools, and techniques to build intelligent systems. **O'Reilly Media Inc, 2ed**, 2022.

HOSMER, D. W.; LEMESHOW, S. Applied Logistic Regression. **2. ed. New York: Wiley**, 2000.

KE, G. E. A. LightGBM: A highly efficient gradient boosting decision tree. **Advances in Neural Information Processing Systems, v. 30**, p. 3146-3154, 2017.

KUNCHEVA, L. I. Combining Pattern Classifiers: Methods and Algorithms. **2. ed. Hoboken: Wiley**, 2014.

LEPORINI, M. E. A. Reconversion of offshore oil and gas platforms into renewable energy sites production: Assessment of different scenarios. **Renewable energy, v. 135**, p. 1121-1132, 2019.

MACHADO, J. C. V. **Reologia e escoamento de fluidos:** ênfase na indústria do petróleo. [S.l.]: Interciência, 2002.

NASCIMENTO, R. C. A. D. M. E. A. Degradação térmica de fluidos de perfuração argilosos aditivados com polímeros e lubrificante. **Matéria (Rio de Janeiro), v. 18**, p. 1329-1339, 24 set. 2013. Disponivel em: <https://doi.org/10.1590/S1517-70762013000200009>.

ISBN: 978-65-5222-057-8

USO DE RESÍDUO DE CAULIM NA PRODUÇÃO DE GEOPOLÍMEROS PARA APLICAÇÃO EM CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Rafael Augusto Ventura[1], Alice Laiane Paulino Galvão[2], Kaylanne Garcia Dias de Lima[3], Raphael Ribeiro da Silva[4], Júlio Cézar de Oliveira Freitas[5]

[1]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, ventura_sp@hotmail.com
[2] Universidade Federal do Rio Grande do Norte, alice.laiane2015@gmail.com
[3] Universidade Federal do Rio Grande do Norte, kaylannegarciadias@gmail.com
[4] Universidade Federal do Rio Grande do Norte, ribeiro.rse@gmail.com
[5] Universidade Federal do Rio Grande do Norte, julio.freitas@ufrn.br

RESUMO

A qualidade da cimentação ao longo da vida útil de um poço de petróleo é determinante para sua segurança e produtividade. O cimento Portland petrolífero (CPP) é amplamente utilizado em operações de cimentação; no entanto, em alguns casos, pode apresentar limitações técnicas, como regressão de resistência em altas temperaturas e retração volumétrica. Além disso, o processo de produção do cimento Portland está associado a altas emissões de CO_2. Por outro lado, os sistemas geopoliméricos surgem como alternativas promissoras ao uso do cimento Portland. Este trabalho propõe o desenvolvimento de sistemas geopoliméricos para aplicação em poços de petróleo, utilizando como precursor resíduos gerados no beneficiamento do caulim — abundantes na região do Seridó (RN). O objetivo é promover uma rota mais sustentável para a cimentação de poços. A metodologia está dividida em três etapas: (i) caracterização físico-química do precursor sólido (granulometria, FRX, DRX e MEV); (ii) formulação de pastas geopoliméricas com silicato de potássio e NaOH como agentes ativadores, além da adição de escória; e (iii) avaliação tecnológica das pastas geopoliméricas, com base nas suas propriedades mecânicas. A caracterização do precursor, mostrou alta fração amorfa, após a calcinação, teores de SiO_2+Al_2O_3 > 90% e superfícies rugosas, favorecendo as reações geopoliméricas. Das vinte formulações testadas, cinco amostras atingiram RC-24h entre 10,75 e 23,98 MPa e RC-7d entre 18,59 e 30,25 MPa, superando em até 20% a resistência típica do cimento Portland petrolífero em idades equivalentes. Os sistemas geopoliméricos desenvolvidos demonstram potencial para atender aos critérios técnicos exigidos pela indústria de óleo e gás, contribuindo simultaneamente para o aproveitamento de resíduos do beneficiamento do caulim e para o desenvolvimento de soluções cimentícias com menor impacto ambiental.

Palavras-chave: geopolímero, caulim, resíduo, cimentação, petróleo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

1 INTRODUÇÃO

Durante a vida produtiva de um poço de petróleo e gás, a qualidade do trabalho de cimentação impacta diretamente a longevidade econômica do poço, e um isolamento zonal completo e durável é o principal objetivo dessas operações (Nelson, 2006). O projeto da pasta de cimento desempenha um papel essencial desde o primeiro momento em que o poço é produzido até ser abandonado, o que pode impactar diretamente sua produtividade. O cimento Portland Petrolífero (CPP) tem sido amplamente utilizado para uma série de propósitos ao longo dos anos, incluindo abandono, isolamento hidráulico e atividades corretivas na área de petróleo (Khalifeh et al., 2018); no entanto, seu uso apresenta algumas limitações. De acordo com Adjei et al. (2022), a indústria de fabricação de cimento tem sido acusada de contribuir substancialmente com grandes quantidades de dióxido de carbono (CO_2) na atmosfera, sendo responsável por 5% das emissões globais de CO_2 antropogênicas e 7% do uso de combustíveis industriais (Albitar, 2017).

Além das preocupações ambientais, os sistemas baseados em cimento Portland também podem apresentar alguns problemas, incluindo falha de revestimento durante perfuração e fraturamento hidráulico, regressão de resistência em temperaturas elevadas e contração após a colocação da pasta de cimento no anel (Zhuang et al., 2016). Diante disso, é fundamental a busca por novas tecnologias para desenvolvimento de formulações de pastas de cimento que sejam ambientalmente sustentáveis (Bernal, 2012).

Nesse cenário, os ligantes cimentícios poliméricos inorgânicos, conhecidos como geopolímeros, têm se mostrado viáveis para substituir o cimento Portland em poços de petróleo (Chamssine, 2022). O geopolímero tem atraído atenção considerável da comunidade científica devido às suas propriedades mecânicas e estabilidade físico-química (Guo, 2010). Outras características que destacam os geopolímeros incluem alta durabilidade, baixa permeabilidade e menor grau de retração comparado ao CPP (Hanjitsuwan, 2014). Além disso, a composição de sistemas geopoliméricos possibilita a incorporação de subprodutos industriais, promovendo uma economia mais sustentável e ambientalmente correta no setor O&G (Khater, 2014). Este material é obtido por meio da reação química de polimerização, onde a síntese ocorre através de ativação alcalina de uma mistura de fonte de aluminossilicatos e uma solução altamente alcalina (Sturm, 2016).

Um dos principais precursores utilizados para composição de geopolímeros é o caulim. O caulim tem tido suas reservas amplamente exploradas, sendo o Rio Grande do Norte um dos grandes produtores deste material no Brasil. No estado do Rio Grande do Norte, a região do Seridó se destaca como exponencial produtora, tendo diversas plantas de beneficiamento deste material argiloso nas cidades de Parelha, Currais Novos e Jardim do Seridó. Um dos grandes problemas desta indústria são os rejeitos produzidos. A eficiência da produção de caulim é muito baixa, sendo na ordem de apenas 20%, isto é, para cada uma tonelada de caulim produzido, pronto para ser comercializado, é gerado aproximadamente quatro toneladas de resíduos, sendo esses subprodutos um grande gargalo ambiental nessa indústria.

ISBN: 978-65-5222-057-8

O objetivo principal deste projeto é desenvolver sistemas geopoliméricos substituindo parcialmente o caulim por resíduos do seu beneficiamento para aplicação em de poços de petróleo, a fim de tornar o processo de cimentação mais ambientalmente sustentável.

2 METODOLOGIA

A metodologia deste estudo foi dividida em três etapas principais: (i) caracterização do precursor sólido; (ii) processamento do resíduo de caulim para obtenção de metacaulim e formulação do geopolímero; e (iii) avaliação das propriedades mecânicas das pastas formuladas. O precursor sólido utilizado foi um resíduo rico em aluminossilicatos, proveniente da indústria de beneficiamento de caulim localizada na região do Seridó (RN). O material foi moído em um moinho de discos e então calcinado para transformação em metacaulim, visando aumentar sua reatividade. A fase alcalina do sistema geopolimérico foi composta por uma solução de hidróxido de sódio e silicato de potássio, utilizada como agente ativador. As proporções entre os componentes foram definidas com base em levantamento bibliográfico e por meio de um planejamento experimental fatorial, com o objetivo de identificar a formulação ótima (Salehi, 2018).
A caracterização do precursor incluiu:

- Distribuição de tamanho de partículas: realizada em analisador a laser (Malvern Panalytical, modelo Mastersizer 3000+Lab);
- Composição química (FRX): obtida com espectrômetro Bruker CTX-800;
- Fases minerais (DRX): análise realizada em difratômetro Bruker D8 Advance Eco (CuKα, 40 kV, 25 mA), faixa de 2θ de 5° a 50°, incremento de 0,025° e tempo de passo de 0,5 s;
- Morfologia superficial (MEV): obtida em microscópio eletrônico VEGA-4 (Tescan), com detectores SE e BSE e tensão de aceleração entre 10 e 20 KeV.

A síntese das pastas geopoliméricas foi seguida por ensaios tecnológicos para avaliar o desempenho mecânico dos sistemas. A resistência à compressão foi determinada após curas a 70 °C por 24 horas e 7 dias, utilizando máquina de ensaio Shimadzu Autograph AGS 300 kN, com velocidade de carregamento de 71,7 kN/min e software Trapezium X para aquisição de dados.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Caracterização físico-química do precursor

O precursor utilizado para formulação dos sistemas geopoliméricos consistiu em um resíduo industrial proveniente do beneficiamento de caulim. Para a etapa de calcinação, o objetivo era transformar o material cristalino e um material amorfo (metacaulim). Para isso foi feito alguns testes de temperatura e tempo de forno de acordo com a literatura (Kim, 2020). Os melhores resultados de amorfização foi a calcinação do material por 4h na temperatura de 750ºC. Após essa etapa, o material foi caracterizado quanto às suas propriedades físico-químicas, mineralógicas e morfológicas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

3.1.1 Distribuição de tamanho de partículas à laser (Granulometria)

A análise granulométrica, realizada por difração a laser, indicou uma distribuição de partículas predominantemente de 100 µm com diâmetro médio inferior a 117 µm (figura 1), o que é desejável para favorecer a reatividade em meios alcalinos. Esse resultado é compatível com partículas do tipo metacaulim, sugerindo que o tratamento térmico foi eficiente para desorganizar a estrutura original do caulim.

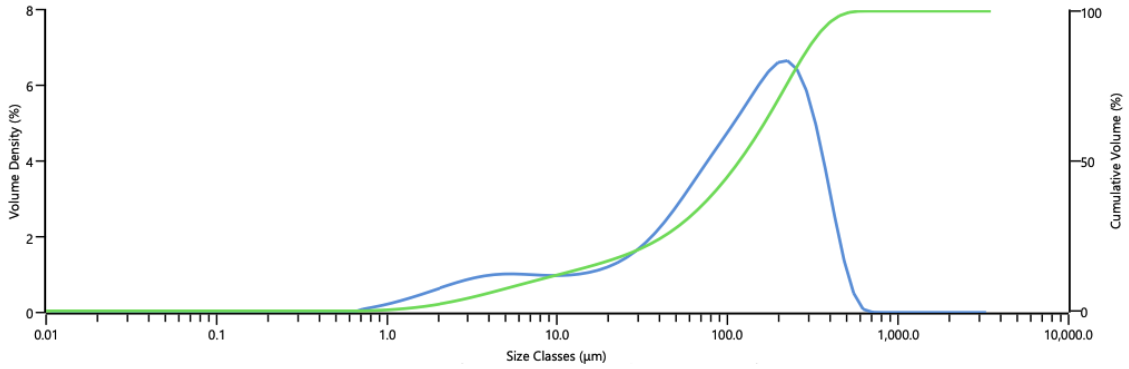


Figura 1: Distribuição granulométrica do rejeito do caulim após moído e calcinado.

3.1.2 Fluorescência de raios-X (FRX)

A análise por Fluorescência de Raios X (FRX) do precursor calcinado revelou a seguinte composição:

Tabela 1: Resultado de FRX do rejeito de caulim calcinado

Componente	SiO_2	Al_2O_3	K_2O	$MgCO_3$	SO_3	$CaCO_3$	Fe_2O_3	TiO_2	MnO
Concentração (%)	70,57	20,34	4,51	2,59	0,06	0,82	0,87	0,15	0,10

Essa caracterização confirma que o resíduo calcinado possui composição química altamente adequada para servir de precursor em geopolímeros, com predominância de SiO_2 e Al_2O_3 e níveis controlados de impurezas (Perná, 2016).

3.1.3 Difração de raios-X (DRX)

A figura 2 apresenta os difratogramas do rejeito de caulim antes do tratamento (curva vermelha) e após a calcinação (curva azul).

ISBN: 978-65-5222-057-8

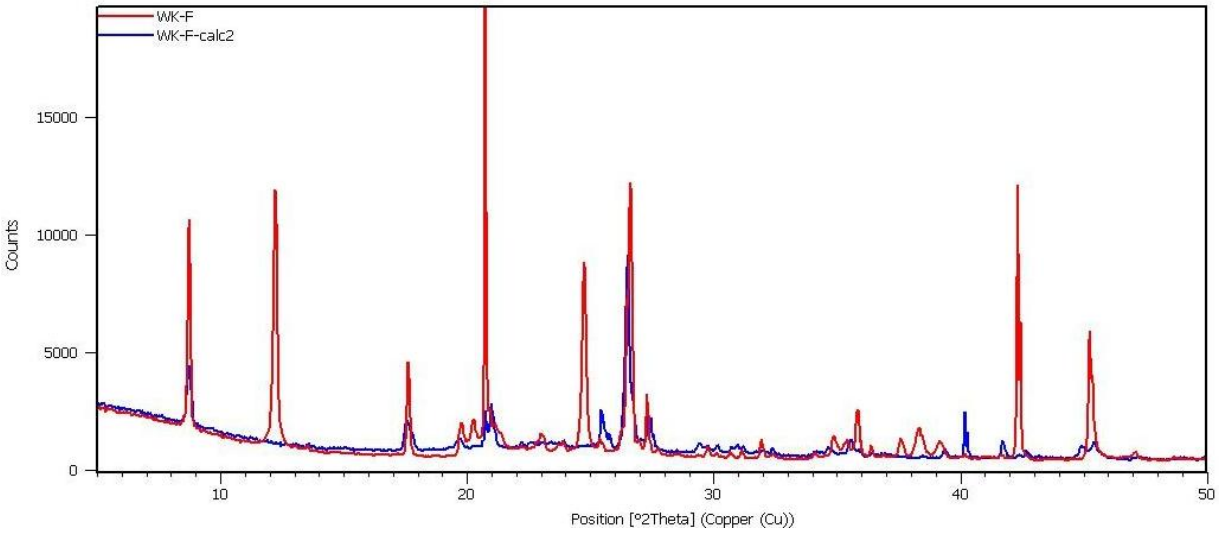


Figura 2: Difratograma do rejeito do caulim pré-tratamento (vermelho), e após a calcinação por 4h em 750ºC (azul).

O difratograma apresenta dois perfis sobrepostos ao longo de 2θ de 5° a 50°. Na curva vermelha (rejeito bruto), destacam-se picos agudos em ≈ 12° e 25° que estão associados a caulinita, além de reflexões em ≈ 21° e 27° (quartzo). Na curva azul (WK-F-calc2), os picos de caulinita praticamente desaparecem, dando lugar a um início de “hump” amorfo entre 18° e 30°, sinalizando conteúdo de metacaulim amorfo. O pico de quartzo em 27° se manteve, porém com intensidade reduzida, demonstrando a impureza do rejeito.

Em conjunto, o difratograma mostra que, ao passar da curva vermelha para azul, os reflexos cristalinos da caulinita são eliminados, o conteúdo amorfo aumenta (hump entre 18–30°) e o pico de quartzo em 27° permanece, mas com intensidade marcadamente atenuada.

3.1.4 Microscopia eletrônica de varredura (MEV)

As micrografias obtidas com o Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) revelaram a morfologia característica do resíduo de caulim antes e após a calcinação (figura 3), contribuindo para a discussão da efetividade da transformação do caulim em metacaulim, necessário para a geopolimerização.

ISBN: 978-65-5222-057-8

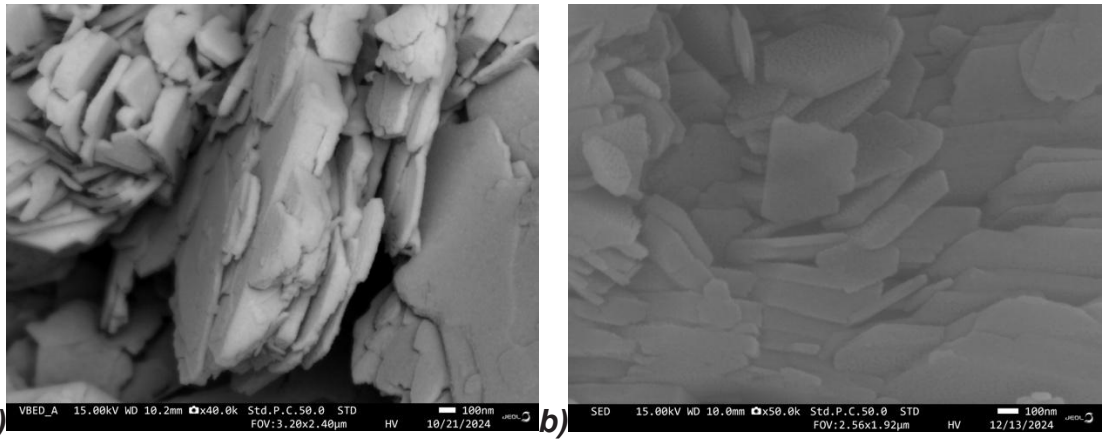


Figura 3: a) Micrografia do rejeito de caulim bruto; b) Micrografia do rejeito calcinado.

A micrografia antes da calcinação mostra partículas lamelares bem definidas, com faces relativamente lisas e arestas nítidas, típicas da estrutura cristalina da caulinita; já a imagem pós-calcinação revela que essas lâminas foram fragmentadas em placas menores, formando agregados mais densos.

Essa transformação morfológica, evidenciada pelo alargamento das superfícies e o surgimento de cavidades finas, amplia significativamente a área de contato do material com a solução ativadora, favorecendo a dissolução alcalina e a subsequente formação da rede geopolimérica.

3.2 Formulação das pastas geopoliméricas

O desenvolvimento das pastas geopoliméricas ocorreu a partir de um planejamento experimental, em que foram combinados quatro fatores (relação metacaulim/escória, proporção K_2SiO_3/NaOH, percentual de ativador e teor de água). Foi então planejado 20 formulações para teste (tabela 2). Os corpos de prova foram moldados em cubos de 50mm e curados a 70°C. em banho atmosférico. Após 24h e 7d de cura, foi realizado o ensaio de resistência à compressão em todas as amostras, permitindo identificar o desempenho global de cada combinação de fatores.

Tabela 2: Planejamento experimental das formulações geopoliméricas

Exp	Mk/Slag	K-Si/NaOH	% Ativator	%Água	Exp	Mk/Slag	K-Si/NaOH	% Ativator	%Água
1	2.5	2.5	30	50	11	2	2	20	40
2	1	4	20	40	12	2	2	25	30
3	4	1	40	60	13	4	2	25	30
4	4	1	20	60	14	3	1.5	35	30
5	2.5	2.5	30	30	15	5	2.5	30	50
6	1	1	20	40	16	3	2	25	30
7	4	0.5	20	30	17	2.5	1	30	50
8	3	0.5	30	30	18	4	4	40	40
9	3	2.5	30	30	19	3.5	1.5	30	25
10	4	0.5	40	40	20	3.5	1.25	30	30

ISBN: 978-65-5222-057-8

A comparação entre as resistências medidas aos 7d e às 24h contribuiu para a escolha das composições ideais, equilibrando rapidez de cura e desempenho mecânico, requisitos fundamentais para aplicações em cimentação de poços de petróleo.

3.3 Resistência à compressão

O gráfico de resistência à compressão (RC) às 24h (barras azuis) e aos 7d (barras vermelhas) evidencia claramente a evolução mecânica das 20 formulações testadas, como pode ser visto na figura 4.

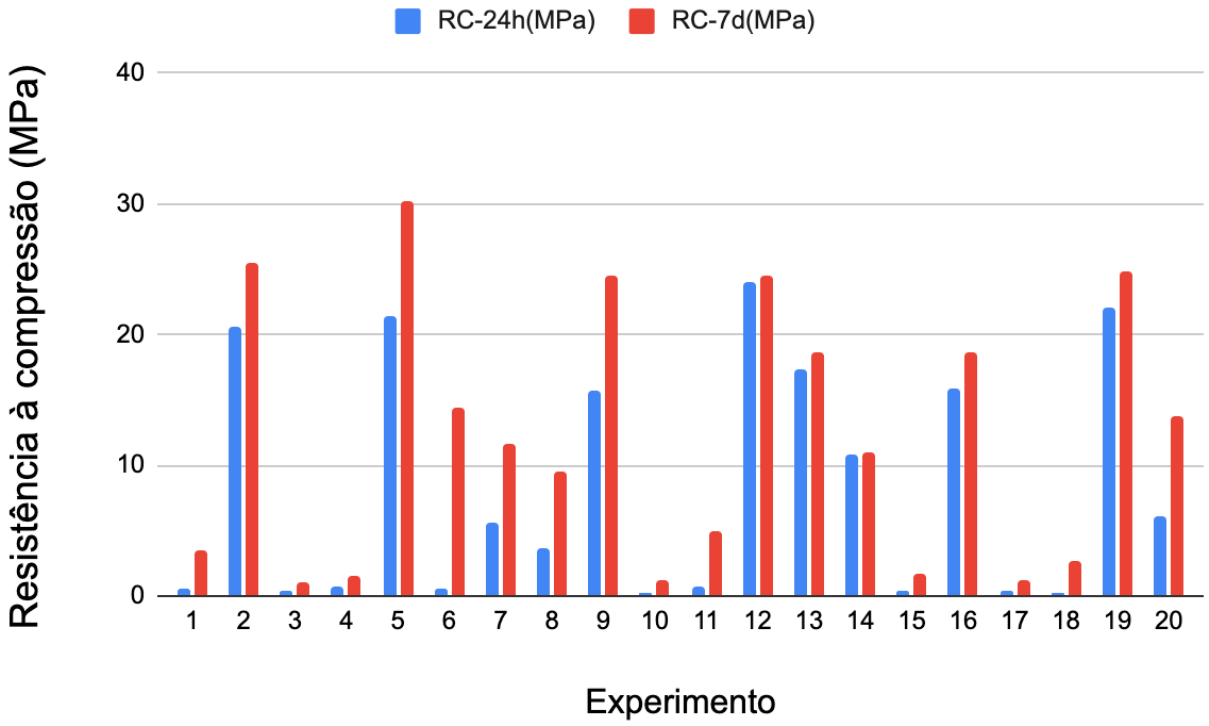


Figura 4: Resistência à compressão em 24h e 7dias

Observa-se que apenas um pequeno número de experimentos—especificamente os Exps. 2, 5, 9, 12 e 19—atingiu valores de RC-24h acima de 15MPa, demonstrando cinética de endurecimento acelerada. Já aos sete dias, essas mesmas formulações mantiveram ou elevaram seu desempenho até cerca de 24–30MPa, enquanto a maioria dos outros ensaios apresentaram ganho modesto, permanecendo abaixo de 10MPa. Esse contraste ressalta a importância de combinações ideais de fatores para obter resistência rápida (24h) e robustez final (7d).

A análise integrada dos quatro fatores revela que o melhor desempenho está associado a projetos com teor de água controlado em 30%–40%, percentuais de ativador em torno de 25%–30%, razão K_2SiO_3/NaOH moderada (2,0–2,5) e relação metacaulim/escória intermediária (2,5–3,0). Formulações com água em excesso (> 50 %) ou ativador muito alto/baixo não atingiram RC-

ISBN: 978-65-5222-057-8

24h satisfatória, e escolhas extremas de K_2SiO_3/NaOH e Mk/Slag também prejudicaram a resistência inicial. Assim, o balanço entre esses quatro parâmetros mostrou-se crítico para otimizar tanto a rapidez de cura quanto a performance final, orientando a seleção de composições promissoras para cimentação de poços de petróleo.

4 CONCLUSÃO

Os resultados comprovam que o resíduo de caulim calcinado oferece características ideais para geopolimerização — alta fração amorfa, rica em SiO_2 e Al_2O_3, e morfologia porosa — e que, por meio de ajuste fatorial de metacaulim/escória, K_2SiO_3/NaOH, ativador e água, é possível obter pastas com ganho rápido de rigidez (≥ 15 MPa em 24h) e alta resistência final (≥ 24 MPa em 7d), atendendo aos requisitos da cimentação de poços de petróleo.

Além do desempenho técnico, o uso desses geopolímeros reduz significativamente as emissões de CO_2 ao substituir parcial ou integralmente o cimento Portland e promove o aproveitamento de rejeitos industriais. Assim, a tecnologia desenvolvida se destaca como alternativa sustentável e eficiente para cimentação de poços de petróleo, sugerindo a continuidade de estudos para escala piloto e validação em campo.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADJEI, S.; ELKATATNY, S.; AGGREY, W. N.; ABDELRAOUF, Y. Geopolymer as the future oil-well cement: a review. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 208, p. 109485, 2022.

ALBITAR, M.; ALI, M. S. M.; VISINTIN, P.; DRECHSLER, M. Durability evaluation of geopolymer and conventional concretes. Construction and Building Materials, v. 136, p. 374–385, 2017.

BERNAL, S. A.; MEJÍA DE GUTIÉRREZ, R.; PROVIS, J. L. Engineering and durability properties of concretes based on alkali-activated granulated blast furnace slag/metakaolin blends. Construction and Building Materials, v. 33, p. 99–108, 2012.

CHAMSSINE, F.; KHALIFEH, M.; SAASEN, A. Effect of Zn^{2+} and K^+ as retarding agents on rock-based geopolymers for downhole cementing operations. Journal of Energy Resources Technology, v. 144, n. 5, p. 053002, 2022.

GUO, X.; SHI, H.; DICK, W. A. Compressive strength and microstructural characteristics of class C fly ash geopolymer. Cement and Concrete Composites, v. 32, n. 2, p. 142–147, 2010.

HANJITSUWAN, S.; HUNPRATUB, S.; THONGBAI, P.; MAENSIRI, S.; SATA, V.; CHINDAPRASIRT, P. Effects of NaOH concentrations on physical and

ISBN: 978-65-5222-057-8

electrical properties of high-calcium fly ash geopolymer paste. Cement and Concrete Composites, v. 45, p. 9–14, 2014.

KHALIFEH, M.; SAASEN, A.; HODNE, H.; GODOY, R.; VRÅLSTAD, T. Geopolymers as an alternative for oil well cementing applications: a review of advantages and concerns. Journal of Energy Resources Technology, v. 140, n. 9, p. 092801, 2018.

KHATER, H. M. Studying the effect of thermal and acid exposure on alkali-activated slag geopolymer. Advances in Cement Research, v. 26, n. 1, p. 1–9, 2014.

KIM, B.; LEE, S. Review on characteristics of metakaolin-based geopolymer and fast setting. Journal of the Korean Ceramic Society, v. 57, p. 368–377, 2020.

NELSON, E. K.; GUILLOT, D. Implications of cementing for well production and performance. In: Well Cementing. 2. ed. Schlumberger, 2006.

PERNÁ, I.; HANZLÍČEK, T. The setting time of a clay-slag geopolymer matrix: the influence of blast-furnace-slag addition and the mixing method. Journal of Cleaner Production, v. 112, p. 1150–1155, 2016.

SALEHI, S.; KHATTAK, M. J.; ALI, N.; EZEAKACHA, C.; SALEH, F. K. Study and use of geopolymer mixtures for oil and gas well cementing applications. Journal of Energy Resources Technology, v. 140, n. 1, p. 012908, 2018.

STURM, P.; GLUTH, G.J.G.; BROUWERS, H.J.H.; KUHNE, H.C. Synthesizing one-part geopolymers from rice husk ash, Construction and Building Materials, 124, 961-966, 2016.

ZHUANG, X. Y.; CHEN, L.; KOMARNENI, S.; ZHOU, C. H.; TONG, D. S.; YANG, H. M.; YU, W. H.; WANG, H. Fly ash-based geopolymer: clean production, properties and applications. Journal of Cleaner Production, v. 125, p. 253–267, 2016.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RASTREAMENTO DO TEOR DE ÍONS CÁLCIO (CA^{2+}) COMO PARÂMETRO DE ACOMPANHAMENTO DE INCRUSTAÇÃO DE CARBONATO DE CÁLCIO EM SISTEMA PRESSURIZADO

Marcus Vinícius Lisboa Motta[1], Eustáquio Vinícius Ribeiro de Castro[1], Bruno Venturini Loureiro[1], Luila Abib Saidler[1], Lohã Luiz Correa Barbosa[1], Lucas Antônio Silveira Silva[1]

[1]UFES - Universidade Federal do Espírito Santo, marcus@ucl.br

RESUMO

As precipitações que ocorrem numa tubulação de produção de petróleo podem ser de natureza orgânica, como os asfaltenos, ceras e hidratos de carbono ou inorgânica, como o carbonato de cálcio e o sulfato de bário. A precipitação de cristais inorgânicos apresenta um grande desafio para a engenharia, pois reduz a produção do poço, leva à falha do equipamento e aumenta os custos operacionais do projeto devido à necessidade de intervenções para o controle das incrustações. Neste estudo, a formação de incrustações de carbonato de cálcio, produzida pela reação entre uma solução de cloreto de cálcio e bicarbonato de sódio, foi acompanhada indiretamente por meio da análise da concentração de íons cálcio, em mol/L, dissolvido em solução ao longo do ensaio. O estudo foi realizado em um looping experimental de fluxo contínuo, operando sob pressão de 100 bar e com injeção de gás carbônico líquido, analisando a variação da concentração de íons cálcio na solução inicial e na solução descarte, a cada 30 minutos. Os experimentos foram realizados ao longo de 90 minutos, com controle das variáveis operacionais: pH de 6,60, temperatura de 25 ºC e vazão de 450 L/h. A quantificação dos íons cálcio foi realizada pelo método analítico de titulometria complexométrica com EDTA. Os resultados mostram que o rastreamento da concentração molar de íons cálcio é uma forma eficiente de acompanhar o fenômeno da incrustação, em tempo real, visto que a diferença da quantidade de íons cálcio que entra na planta experimental e a quantidade analisada no descarte, corresponde a massa incrustada na realização do ensaio. O decréscimo na concentração de íons cálcio está correlacionado com a cinética de formação de incrustações, fornecendo um método eficiente, indireto e não invasivo para o monitoramento de sistemas propensos à precipitação de sais.

Palavras-chave: Incrustação, íons cálcio, análise.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A precipitação de sólidos numa tubulação de produção, apresenta um grande desafio para a engenharia; reduz a produção do poço, leva à falha do equipamento e aumenta os custos operacionais do projeto devido à necessidade de tratamentos de dissolução de incrustações. As precipitações podem ser de natureza orgânica, como os asfaltenos, ceras e hidratos de carbono e inorgânica, carbonato de cálcio e sulfato de bário (Almutairi, 2008).

Nas últimas décadas, várias soluções têm sido propostas para remover e mitigar danos à formação para melhorar a produtividade e a injetividade dos poços de petróleo e gás. Incrustações são uma das formas mais severas de dano de formação; pode depositar incrustações em áreas acessíveis e relativamente menos acessíveis. A incrustação é um acúmulo de diferentes materiais que podem levar ao entupimento e impedir o fluxo de fluido no poço, tubulação de produção, válvula, revestimento, perfurações e equipamentos de fundo de poço (Crabtree, 1999).

O problema de incrustação pode surgir em qualquer lugar ao longo dos caminhos da água, desde o equipamento de superfície até o próprio reservatório. O depósito de incrustações pode ocorrer em instalações de injeção de água de superfície, poços de injeção, formação, poço de produção, instalações de produção na superfície, oleodutos e poços de descarte (Bader 2007).

A água é a principal fonte de todas as incrustações e quando ela é produzida junto com o petróleo e o gás, espera-se que diferentes tipos de incrustações se formem no reservatório ou na tubulação de produção. A incrustação pode se depositar na forma de uma camada espessa na tubulação do poço que reduz o diâmetro de produção da tubulação, o que resulta em entupimento e bloqueio do fluxo. Quando a incrustação de $CaCO_3$ é estabelecida (Fig. 1), os problemas relacionados à garantia de fluxo ocorrem, causando a redução do óleo recuperado ou até mesmo o fechamento completo do poço (Cosmo, 2022).



Figura 1. Incrustação em tubulação de petróleo (Cosmo, 2022).

ISBN: 978-65-5222-057-8

A fim de estudar o mecanismo de formação de carbonato de cálcio em condições controladas, mais próximas às condições encontradas em reservatórios de petróleo, o objetivo deste trabalho é acompanhar a formação do carbonato de cálcio ao longo de testes experimentais realizados no looping experimental da UFES, a partir do rastreamento dos íons cálcio, como um parâmetro simples e direto para indicar a formação da incrustação.

METODOLOGIA

O *looping* experimental utilizado para os testes consiste em um circuito aberto projetado para reproduzir os efeitos da incrustação carbonática a partir da mistura das soluções salinas de bicarbonato de sódio e cloreto de cálcio, em condições de temperatura e pressão controladas, com injeção de CO_2, como mostra o desenho esquemático da Figura 2.

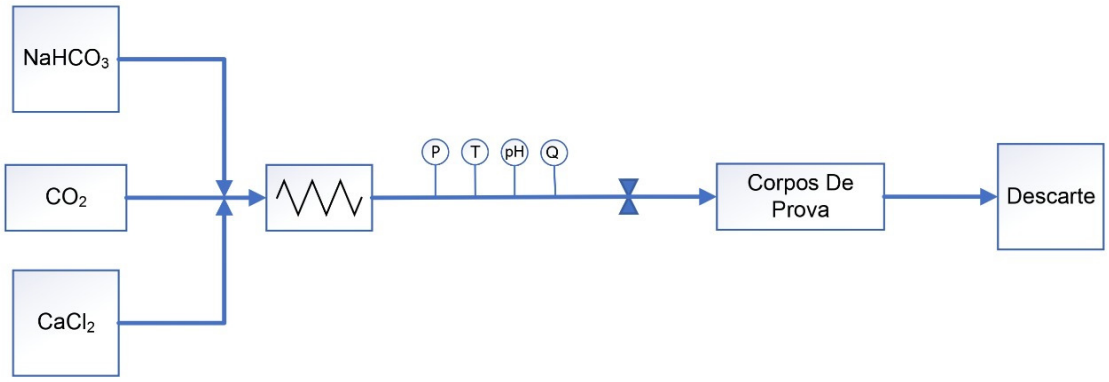


Figura 2. Desenho esquemático da bancada experimental.

Muitos processos descritos na literatura (COSMO, 2013; MARTINS *et al.*, 2020; MORICONI *et al.*, 2022) foram avaliados para o desenvolvimento dessa unidade experimental, que pode ser utilizada para entender a influência de diversas variáveis na precipitação e incrustação de $CaCO_3$ (pH, pressão, temperatura, vazão, rugosidade superficial) em escoamentos, bem como para estudar formas de mitigar a incrustação por meio de inibidores químicos e físicos. A Figura 3 mostra a unidade experimental alocada em contêineres, sendo o contêiner 1 com a unidade de bombeio e o controle de injeção de soluções, e o contêiner 2, com trecho de solubilização, células de medição de incrustação e tanque de descarte. Diversos fatores contribuem para a deposição de partículas de carbonato de cálcio, como a temperatura, pressão, equilíbrio químico, pH, tempo de residência e força iônica. Assim, todo o looping experimental é equipado com instrumentos de medição para o controle dessas variáveis.

ISBN: 978-65-5222-057-8

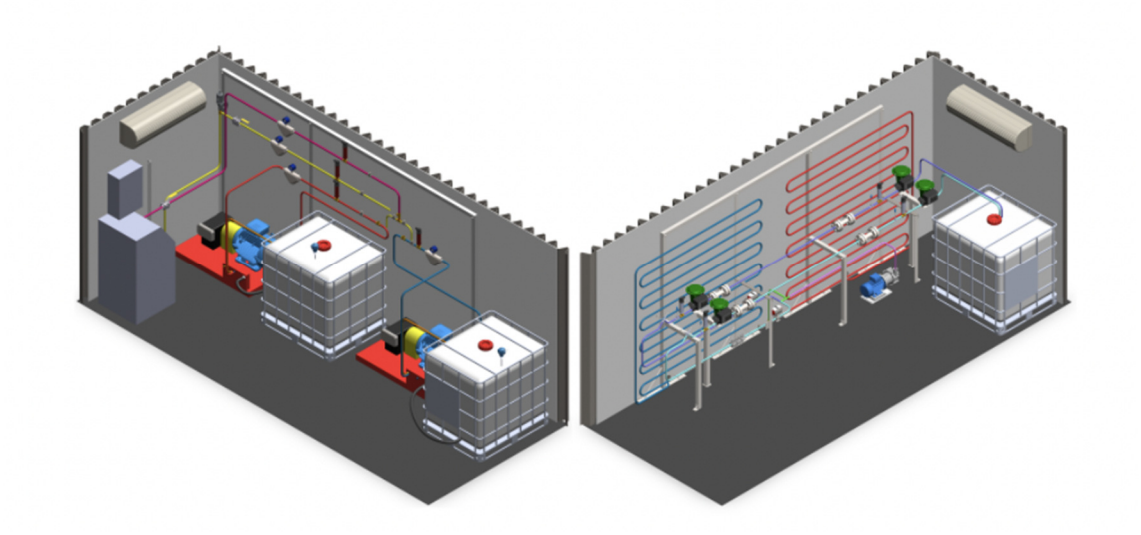


Figura 3 – Desenho esquemático da unidade experimental alocada em contêineres, sendo o contêiner 1, da esquerda, com a unidade de bombeio e controle de injeção de soluções e o contêiner 2, da direita, com o trecho de solubilização, células de medição de incrustação e tanque de descarte.

O dióxido de carbono (CO_2) está presente nos campos de óleo e gás e encontra-se em equilíbrio nas fases aquosa, gasosa e orgânica (óleo). No processo de produção, a diminuição da pressão perturba este equilíbrio e o dióxido de carbono dissolvido na água é deslocado para as fases do óleo e do gás. Assim, o pH da solução aquosa aumenta, e a solubilidade, com relação ao carbonato diminui rapidamente, levando à precipitação do carbonato com íons divalentes, mais comumente o cálcio (CaCO3) (Mackay, 2007). A mistura das soluções de cloreto de cálcio e bicarbonato de sódio, seguidos da adição de CO2 é apresentada na Figura 4.

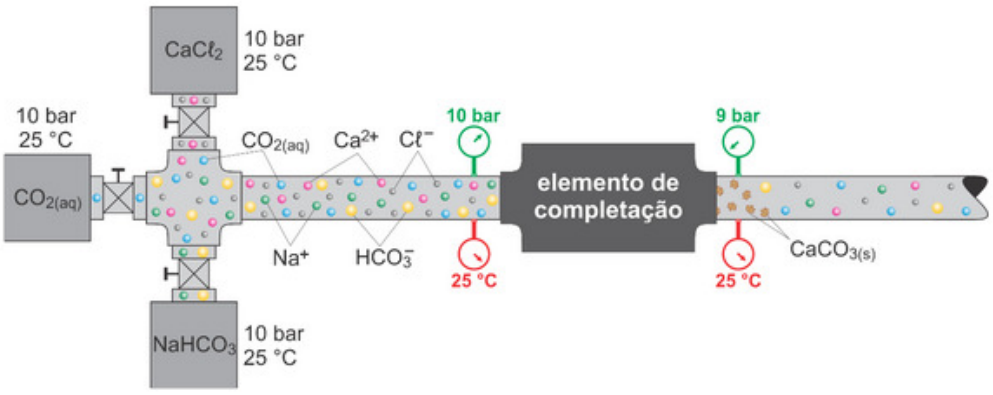


Figura 4. Esquema para a reação de precipitação de carbonato de cálcio (Cosmo, 2020).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Para a realização da reação química, são preparados 1000L das soluções cloreto de cálcio, CaCℓ2 na concentração 7,34 g/L e de bicarbonato de sódio, $NaHCO_3$, na concentração de 12,6 g/L. Durante o preparo, as soluções ficam solvatando por cinco dias, sob agitação. De acordo com a estequiometria da reação, nestas concentrações, haverá excesso de bicarbonato de sódio, logo o cloreto de cálcio será o reagente limitante.

A massa incrustada é medida pela deposição do carbonato de cálcio nos corpos de prova colocados em linha, após a despressurização, onde ocorre o *flash* de CO_2.

Os experimentos foram conduzidos por um período de 90 minutos, sob condições controladas das variáveis operacionais: pH em média 6,60, temperatura de 25 °C e vazão de 450 L/h. No trabalho realizado por Zhang *et al*. (2001), amostras de água eram coletadas na saída do tubo em intervalos de tempo regulares para monitorar a concentração de íons Ca^{2+}. Neste caso, o teor inicial dos íons cálcio é conhecido e como ele é o reagente limitante, o seu acompanhamento ao longo do processo permite, praticamente em tempo real, verificar a formação de carbonato de cálcio na tubulação. Para tal, faz-se a análise antes da solução chegar no tanque de descarte. A mistura coletada é filtrada, com papel de filtro quantitativo, que é guardado em dessecador para futura pesagem. A solução é diluída cem vezes com água deionizada e o teor de íons cálcio é medido por meio do método analítico de titulometria complexométrica utilizando o ácido etilenodiaminotetracético (EDTA).

Para análise foi utilizado uma solução padrão de EDTA (0,01 $mol \cdot L^{-1}$), preparada por dissolução da quantidade apropriada de sal dissódico do EDTA ($Na_2H_2Y \cdot 2H_2O$), em água deionizada, com posterior padronização utilizando solução padrão de $CaCO_3$. Para assegurar o pH adequado à complexação seletiva de Ca^{2+}, foi utilizado uma solução tampão de pH = 12, preparada a partir de hidróxido de amônio e cloreto de amônio. O indicador murexida, foi utilizado na forma de traços sólidos, apresentando coloração lilás na presença de cálcio livre e azul-amarelada após a complexação. Alíquotas de 25,0 mL da amostra foram transferidas para erlenmeyers de 100 mL, seguidas da adição de aproximadamente 1 mL da solução tampão de pH 12. Em seguida, foram adicionados traços do indicador murexida. A solução adquire coloração roxo-avermelhada, indicando a presença de íons Ca^{2+} livres. A titulação foi conduzida com a solução de EDTA 0,01 $mol \cdot L^{-1}$, sob agitação constante, até a viragem de cor do indicador, de roxo para azul, sinalizando o ponto final da complexação completa dos íons cálcio. Cada amostra foi titulada em triplicata, e os valores médios foram utilizados para o cálculo da concentração de Ca^{2+} em $g \cdot L^{-1}$. Posteriormente as concentrações foram convertidas para porcentagem em massa de cálcio em solução (Skoog, 2014).

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados dos teores de íons cálcio, em porcentagem em massa, em solução aquosa no descarte, analisados por complexométrica são apresentadas na Tabela 1, juntamente com a porcentagem, também em massa, pesada nos corpos de prova e dimensionadas para a tubulação após o *flash* de CO_2.

Tabela 1. Medidas de pH e teor em massa de íons cálcio em solução no descarte e o teor, em massa, de íons cálcio presente no carbonato de cálcio incrustado.

Teste	pH	% de Ca^{2+} em solução (em massa)	% de Ca^{2+} incrustado (em massa)
1	5,90	98,20	0,02
2	6,80	91,43	8,01
3	6,60	94,79	4,21
4	6,76	91,58	7,96
5	6,65	94,32	4,52
6	6,59	95,50	3,52
7	6,61	94,80	4,01
8	6,62	93,90	5,10

As massas incrustadas são baixas em relação a quantidade de íons cálcio que entram na planta experimental. Isto se deve à vazão elevada, ao abaixamento do pH da solução em função da adição de CO_2 e ao tempo de execução do experimento. Observa-se que com o abaixamento do pH, ocorre uma diminuição da massa incrustada, evidenciando o efeito do CO_2 no processo.

CONCLUSÕES

A quantificação da concentração de íons Ca^{2+} ao longo do processo demonstrou-se uma ferramenta analítica eficaz para o monitoramento da formação de incrustações por carbonato de cálcio. Verificou-se que a variação do teor de Ca^{2+} no descarte, em função do pH, permite indicar, em tempo real, o desenvolvimento do processo de precipitação. A aplicação do balanço de massa de cálcio, viabilizada pelo uso da planta experimental, possibilitou o acompanhamento da massa incrustada durante os ensaios. Assim, os resultados obtidos reforçam a viabilidade do método proposto como uma abordagem direta, não invasiva e tecnicamente consistente para o monitoramento de sistemas suscetíveis à formação de incrustações de carbonato de cálcio.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradecemos a Petrobras pelo apoio financeiro, ao orientador e a todos os participantes do projeto que auxiliaram no dia a dia dos testes experimentais, por último os revisores que contribuíram para melhorar a qualidade deste documento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMUTAIRI F. H.; DAVIES D. R. Detection of scale deposition using distributed temperature sensing. **SPE International Oilfield Scale Conference.** Society of Petroleum Engineers, p. 1-13, 2008.

BADER, M. Sulfate removal technologies for oil fields seawater injection operations. **J. Petrol. Sci. Eng.** 55 (1), 93–110, 2007.

COSMO, R. P. et al. Modeling and validation of the CO_2 degassing effect on $CaCO_3$ precipitation using oilfield data. **Fuel**, v. 310, 2022.

COSMO, R. P; PEREIRA, F. A. R. Avaliação do software MultiScale™ para previsão da massa de calcita precipitada em condições de poço. Relatório Técnico 01/2020. Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico, Departamento de Tecnologia Industrial, 2020.

COSMO, R. P. Modelagem e simulação termodinâmica da precipitação de calcita em condições de poço. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Espírito Santo, 2013.

CRABTREE, M. et al. Fighting scale—removal and prevention. Oilfield Rev. 11 (3), 30–45, 1999.

MACKAY, E. J.; GRAHAM, G. M. The Use of Flow Models in Assessing the Risk of ScaleDamage. SPE paper 80252, 2003.

MARTINS, A. L. et al. Large scale laboratory tests for calcium carbonate scaling in sliding sleeve valves. In: **ONEPETRO. SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition**. [S.l.], 2020.

MORICONI, L. et al. Top-down model of calcium carbonate scale formation in turbulent pipe flows. **Thermal Science and Engineering Progress**, v. 28, p. 101141, 2022.

SKOOG, D. A.; WEST, D. M.; HOLLER, F. J.; CROUCH, S. R. *Fundamentos de Química Analítica.* 9ª ed. São Paulo: Cengage Learning, 2014.

ZHANG, Y. et al. The kinetics of carbonate scaling—application for the prediction of downhole carbonate scaling, **Journal of Petroleum Science and Engineering**. Volume 29, Issu 2, 2001.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ADIÇÃO DE NANOPLACAS DE GRAFENO EM PASTAS DE CIMENTO PARA POÇOS PETROLÍFEROS

Dayanne Gabriella da Silva[1], José Valderisso Alfredo de Carvalho[2], Antonio Eduardo Martinelli[3], Júlio Cézar de Oliveira Freitas[4]

[1]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, dayannegabriella29@gmail.com, [2]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, valderissoalfredo@gmail.com, [3]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, eduardo.martinelli@ufrn.br , [4]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, julio.freitas@ufrn.br

RESUMO

A cimentação é uma etapa primordial na construção de poços petrolíferos, sendo responsável por garantir o isolamento zonal e hidráulico da seção geológica perfurada, além de assegurar a integridade estrutural do poço. Falhas nesse processo demandam operações de intervenção, que elevam os custos operacionais e, em casos críticos, podem resultar na perda definitiva do poço. Com a crescente complexidade dos ambientes exploratórios — marcados por formações geológicas instáveis e condições extremas de pressão e temperatura —, torna-se cada vez mais desafiador desenvolver materiais cimentícios duráveis e com desempenho compatível com essas condições. Nesse contexto, a nanotecnologia desponta como uma alternativa promissora para a formulação de materiais cimentícios de alto desempenho, devido às propriedades diferenciadas proporcionadas pela alta área superficial dos nanomateriais. Entre esses, destacam-se as nanoplacas de grafeno (*Graphene Nanoplatelets* – GNP), cuja estrutura bidimensional planar, aliada à geometria das ligações covalentes C–C, confere propriedades físico-químicas únicas, capazes de otimizar as características mecânicas, térmicas e químicas das composições cimentícias. Assim, este trabalho tem como objetivo avaliar o efeito de diferentes concentrações de GNP — 0,0%, 0,025% e 0,05% BWOC (*by weight of cement*) — sobre a resistência à compressão e a permeabilidade de pastas cimentícias em diferentes idades (3 e 14 dias). As formulações foram curadas a 60 °C e submetidas a ensaios de resistência à compressão e de permeabilidade em um permeabilímetro a gás (N_2). Assim, a adição de GNP resultou na redução da permeabilidade, promovendo o fechamento dos nanoporos conectados da matriz, bem como no aumento da resistência à compressão. Dessa forma, sua aplicação se mostra vantajoso no desenvolvimento de compósitos cimentícios com maior durabilidade e desempenho aprimorado.

Palavras-chave: cimentação de poços, nanotecnologia, nanoplacas de grafeno, durabilidade.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Na indústria do petróleo, a construção de um poço varia de acordo com sua finalidade, podendo ser destinado à exploração, avaliação, produção, monitoramento ou injeção. Independentemente do objetivo, um dos principais desafios é garantir a integridade estrutural do poço, ou seja, assegurar que os sistemas técnicos e operacionais empregados sejam funcionais na contenção dos fluidos, evitando vazamentos ou migrações indesejadas ao longo da vida útil do poço (Liu, 2021). Para isso, são adotadas diversas medidas, entre elas o uso de revestimentos metálicos (*casings*) instalados no interior do poço e a aplicação de cimento no espaço anular, que é a região situada entre o revestimento e a formação geológica. Esses elementos atuam conjuntamente para manter o isolamento entre zonas produtoras e assegurar a estabilidade estrutural do poço (Nelson, 2006).

Um planejamento adequado da cimentação é fundamental, pois viabiliza o sucesso das operações subsequentes e para o desempenho produtivo do poço ao longo de sua vida útil (Nelson, 2006). No entanto, a bainha de cimento pode ser fragilizada por diferentes fatores, como vibrações, variações de temperatura e pressão, além de cargas de choque geradas por etapas posteriores, como a perfuração, estimulação e produção (Liu, 2021). Essas condições podem comprometer a integridade da cimentação, reforçando a necessidade de um projeto bem elaborado e da seleção de materiais compatíveis com as condições operacionais.

Em geral, a pasta de cimento desenvolvida para essa aplicação consiste em uma mistura de água, cimento e aditivos químicos, cuja formulação é ajustada conforme as condições operacionais do poço, como temperatura, pressão e tipo de formação geológica, entre outros fatores (Nelson, 2006). Considerando esse contexto, a adição de nanomateriais configura-se como uma alternativa promissora para a otimização do desempenho e da durabilidade de pastas cimentícias expostas a condições extremas, como as encontradas na cimentação de poços (Mahmoud, 2024). Isso se deve ao fato de que materiais em escala nanométrica apresentam elevada área superficial específica, resultando em propriedades físico-químicas diferenciadas ou inexistentes em escalas micro ou macroscópicas (Han *et al*, 2019).

Dentre os nanomateriais, as nanoplacas de grafeno (*graphene nanoplatelets* – GNPs) destacam-se pelo potencial para o desenvolvimento de materiais de alto desempenho, em função de suas propriedades, como baixa densidade, elevada razão de aspecto, alta condutividade elétrica e térmica (Cataldi, 2018). Ademais, a elevada resistência mecânica das GNPs está diretamente associada às fortes ligações covalentes C–C presentes em sua rede hexagonal, combinadas com sua espessura atômica extremamente fina, o que possibilita uma capacidade de reforço mecânico em matrizes cimentícias (Shamsaei *et al*, 2018). Entretanto, poucos estudos investigam essa aplicação em cimentos para poços petrolíferos.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Dessa maneira, este trabalho tem como objetivo avaliar o efeito da adição de nanoplacas de grafeno em pastas cimentícias para poços petrolíferos, com foco na caracterização do seu desempenho em relação à resistência à compressão e à permeabilidade.

METODOLOGIA

Materiais de Partida

Para o desenvolvimento das formulações cimentícias utilizadas neste trabalho, foram empregados os seguintes materiais:

- Cimento Portland Classe G com Alta Resistência a Sulfatos (CPP - Classe G ARS), fornecido pela Mizu Cimentos Especiais;
- Água destilada;
- Nanoplacas de grafeno, fornecidas pela Supergrafeno;
- Antiespumante, fornecido pela Agena Química.

A Tabela 1 apresenta as especificações químicas do CPP-G ARS, conforme fornecidas pelo fabricante, todas em conformidade com os requisitos estabelecidos pela norma API SPEC A.

Tabela 1: Composição Química e Mineralógica do CPP G ARS utilizado.

Composição Química (%WT)						**Composição Mineralógica (%WT)**			
SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	SO_3	C_3S	C_2S	C_3A	C_4AF
19,98	3,96	4,89	62,88	3,33	2,88	57,23	15,54	2,75	15,69

De forma complementar, a Tabela 2 apresenta as propriedades do GNP, conforme informado pelo fabricante.

Tabela 2: Propriedades do GNP utilizado.

Propriedades	**Diâmetro médio (µm)**	**Espessura nominal (nm)**	**Área superficial média (m^2/g)**	**Condutividade Elétrica (S/m)**	**Pureza (%C)**
Valor	18	5	170	1000-1500	99,9

ISBN: 978-65-5222-057-8

Além disso, foram realizadas análises por espectroscopia Raman e Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV), nas quais se observaram, respectivamente, os picos característicos (D = ~ 1350 cm^{-1}, G = ~1587 cm^{-1} e 2G = ~2700 cm^{-1}) do material grafítico (1a) descritos na norma ASTM E3220-20 e a morfologia planar e flexível do GNP (1b).

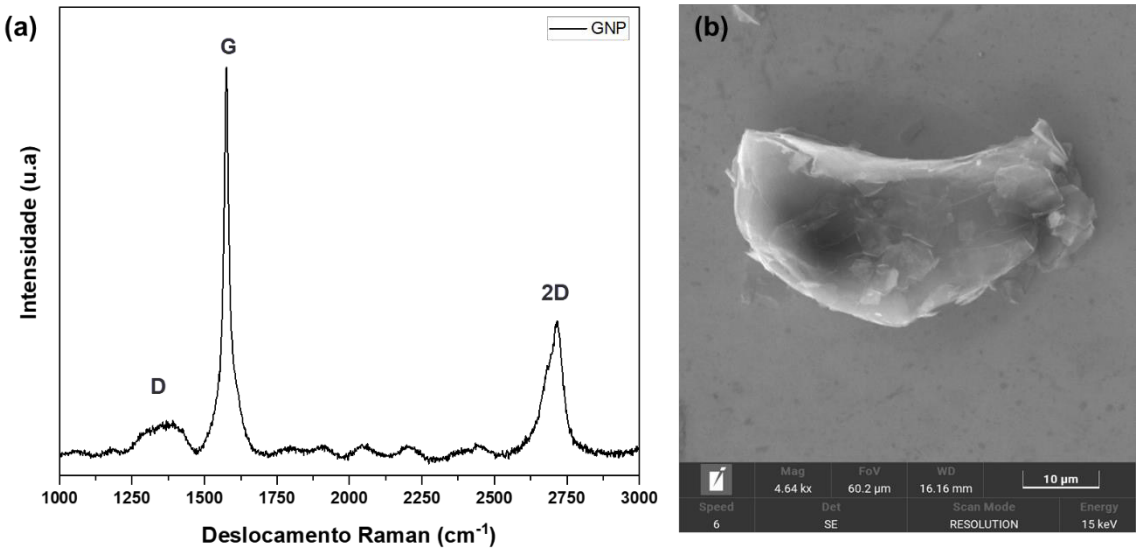


Figura 1: (a) Espectroscopia Raman e (b) MEV do GNP utilizado.

Formulações e caracterizações das pastas cimentícias

Segundo a norma API SPEC 10B, define-se 600 cm^3 de pasta preparada como o volume ideal para a realização dos testes laboratoriais. Como consequência, a massa específica (*ME*) de todos os materiais utilizados deve ser determinada, a fim de se obter o volume específico (*VE = 1/ME*) de cada componente. Neste estudo, a massa específica da pasta desenvolvida foi fixada em 1,89 g/cm³ (15,8 lb/gal), enquanto as massas específicas dos demais materiais — CPP G ARS, água destilada, suspensão de GNP e antiespumante — foram determinadas como 3,239 g/cm³, 0,997 g/cm³, 0,989 g/cm³ e 0,980 g/cm³, respectivamente.

Com base nesses valores, calcularam-se as massas dos componentes e o fator água/cimento (FAC). Esses dados, em conjunto com a nomenclatura adotada para as formulações, estão apresentados na Tabela 3.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Tabela 3: Massa dos materiais utilizados nas formulações desenvolvidas.

Formulações	CPP G ARS (g)	Água (g)	GNP		Antiespumante (gpc)	FAC
			% BWOC	g		
PP	777,02	356,87	-	-	0,03	0,46
0,025GNP	777,16	356,44	0,025	0,195	0,03	0,46
0,05GNP	777,31	356,4	0,05	0,39	0,03	0,46

Assim, o preparo da pasta foi realizado de acordo com o procedimento de mistura estabelecido pela API SPEC 10B. Dessa forma, para os ensaios de permeabilidade e resistência à compressão uniaxial, as formulações foram moldadas em triplicata em corpos de prova metálicos com dimensões de 38 × 76 mm (diâmetro × comprimento) e curadas em um banho termostático modelo KISS 208B (*Peter Huber Kältemaschinenbau SE),* a 60 °C sob pressão atmosférica, por períodos de 3 e 14 dias.

Dessa maneira, a permeabilidade ao gás nitrogênio (N_2) foi determinada por meio da inserção dos corpos de prova no equipamento UltraPerm 500, da *Core Lab Instruments*, operando sob uma pressão de confinamento de 500 psi. Já o ensaio de compressão uniaxial foi realizado em uma máquina de ensaios universais *Shimadzu*, modelo AGS-X-300KN, controlada pelo software *Trapezium* 2, com uma taxa de carregamento de 0,25 MPa/s.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados da resistência à compressão estão apresentados na Figura 2. Observa-se que a formulação de referência (PP) apresentou resistência média de 25,69 MPa. Em contrapartida, as pastas contendo 0,025% e 0,05% de GNP apresentaram aumento de 34,4% (34,55 MPa) e 16,0% (29,80 MPa) na resistência à compressão, respectivamente, em relação à formulação de referência nos primeiros 3 dias. Adicionalmente, foi observado um aumento na resistência à compressão de 3 para 14 dias em todas as formulações, o que está relacionado à dissolução progressiva de algumas fases do cimento e à consequente formação dos produtos de hidratação, fenômenos que são dependentes do tempo (Taylor, 1997).

ISBN: 978-65-5222-057-8

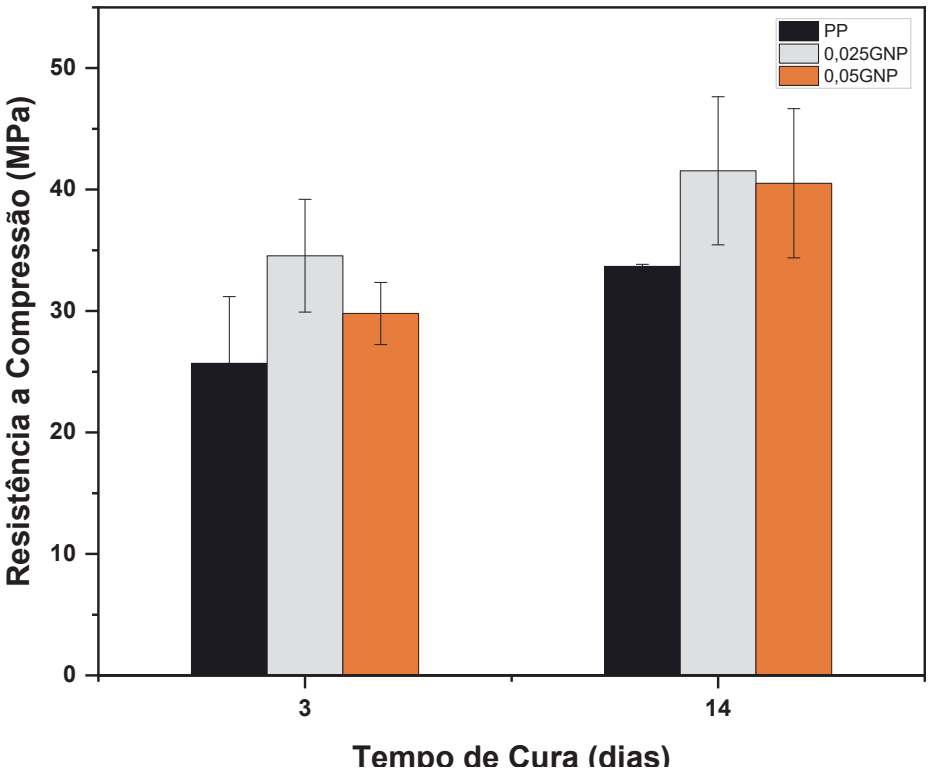


Figura 2: Resultado de resistência a compressão das formulações desenvolvidas.

Após 14 dias de cura, a formulação PP apresentou resistência média de 33,67 MPa, enquanto as formulações contendo 0,025% e 0,05% de GNP atingiram valores de 41,55 MPa (23,4% de aumento) e 40,52 MPa (20,4% de aumento), respectivamente. O incremento da resistência à compressão com a adição de GNP pode estar associado à sua elevada área superficial, que favorece a atuação como sítios de nucleação para a formação dos produtos de hidratação (Baomin *et al,* 2019). No entanto, observa-se uma variação pouco expressiva entre os teores de GNP avaliados, o que pode estar relacionado à eficiência da dispersão do nanomaterial na matriz cimentícia.

A densificação da matriz cimentícia, resultante das transformações químicas ao longo do tempo de cura, também foi evidenciada pela redução da permeabilidade em todas as formulações entre 3 e 14 dias (Figura 3). Observou-se redução de 9,5% na formulação de referência (PP), 48,6% na formulação com 0,025% de GNP e 74,3% na com 0,05% de GNP. Esta última apresentou redução de 0,068 mD para 0,0175 mD, indicando uma considerável compactação da matriz com o aumento do teor de GNP.

ISBN: 978-65-5222-057-8

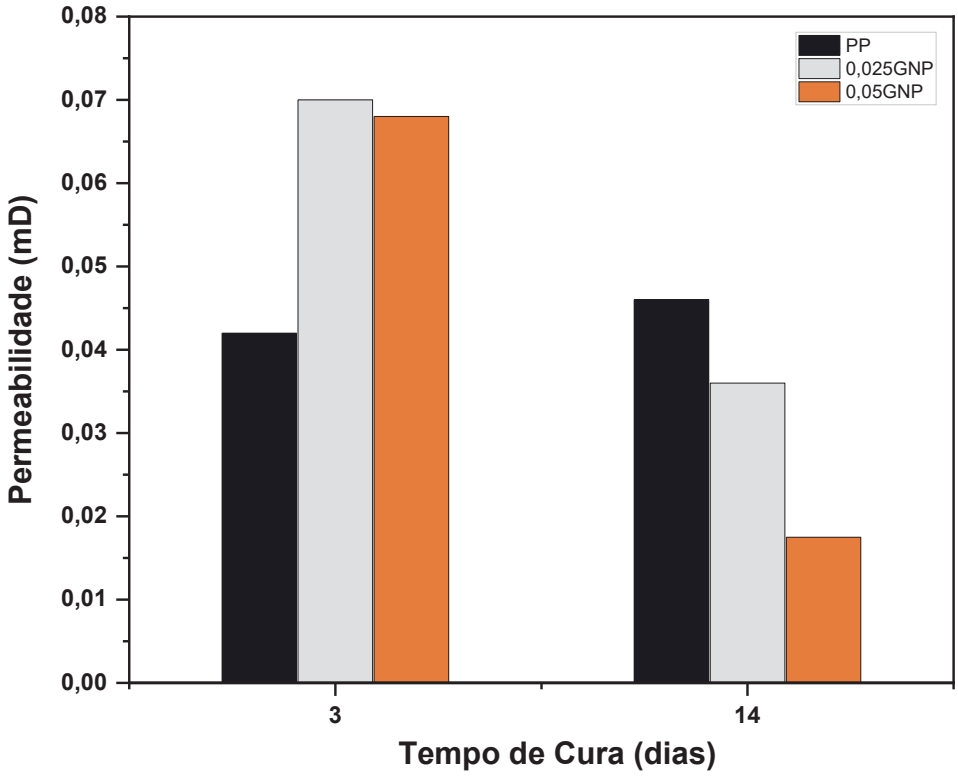


Figura 3: Resultado da permeabilidade das formulações desenvolvidas.

Nos primeiros 3 dias, a permeabilidade foi maior nas formulações contendo GNP, possivelmente devido à elevada área superficial do nanomaterial, que pode ter favorecido a aglomeração inicial de íons cimentícios, resultando em uma matriz menos compacta nesse estágio inicial (Han *et al*, 2018). No entanto, após 14 dias de cura, as formulações com GNP apresentaram redução de 21,7% (0,036 em relação a 0,046) e 61,9% (0,0175 em relação a 0,046) na permeabilidade, quando comparadas à formulação de referência. Tais resultados podem ser atribuídos ao preenchimento de nanoporos na matriz cimentícia, isto é, ao efeito *nanofiller,* o qual pode ter auxiliado para uma estrutura mais compacta e, consequentemente, menos permeável.

CONCLUSÕES

A adição de GNP em pastas cimentícias resultou em melhorias na resistência à compressão e na redução da permeabilidade, especialmente aos 14 dias de cura. O efeito positivo é atribuído à atuação do nanomaterial como sítio de nucleação e ao preenchimento de nanoporos na matriz (efeito *nanofiller*). Apesar disso, a diferença entre os teores avaliados foi pouco expressiva, indicando limitação nos ganhos com o aumento da concentração de GNP, possivelmente devido à dispersão inadequada. Dessa maneira, os resultados demonstram o potencial do GNP como aditivo para potencializar o desempenho de materiais cimentícios.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AGRADECIMENTOS

A Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e ao Núcleo Tecnológico de Cimentação de Poços de Petróleo (NTCPP/LabCim) pela estrutura para a realização dos ensaios tecnológicos. Ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, gestão FAPESP, pelo apoio financeiro suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP n° 50/2015.

REFERÊNCIAS

(API), A. P. I. API Specification 10A: Specification for Cements and Materials for Well Cementing. Washington, D.C.: API Publishing Services 2019.

API. API Recommended Practice 10B-2-recommended Practice for Testing Well Cements. American Petroleum Institute, Washington 2013.

ASTM INTERNATIONAL. ASTM E3220-20: Standard guide for characterization of graphene flakes. West Conshohocken, PA: ASTM International, 2020. 13 p. (Book of Standards, v. 14.02). DOI: https://doi.org/10.1520/E3220-2

CATALDI, P.; ATHANASSIOU, A.; BAYER, I. Graphene Nanoplatelets-Based Advanced Materials and Recent Progress in Sustainable Applications. **Applied Sciences**, 8, n. 9, p. 1438, 2018.

HAN, B.; DING, S.; WANG, J.; OU, J. **Nano-Engineered Cementitious Composites: Principles and Practices**. 2018. 978-981-13-7077-9.

LIU, G. Chapter One - Introduction to cementing engineering. *In*: LIU, G. (Ed.). **Applied Well Cementing Engineering**: Gulf Professional Publishing, 2021. p. 1-15.

MAHMOUD, A. A.; ELKATATNY, S. Properties and Performance of Oil Well Slurry and Cement Sheath Incorporating Nano Silica: A Review. **ACS Omega**, 9, n. 8, p. 8654-8665, Feb 27 2024.

NELSON, E. B.; GUILLOT, D. **Well Cementing**. Schlumberger, 2006. 9780978853006.

SHAMSAEI, E.; DE SOUZA, F. B.; YAO, X.; BENHELAL, E. et al. Graphene-based nanosheets for stronger and more durable concrete: A review. **Construction and Building Materials**, 183, p. 642-660, 2018.

TAYLOR, H. F. W. **Cement Chemistry**. Thomas Telford, 1997. 9780727725929.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTIMATIVA DO FATOR DE DESGASTE EM REVESTIMENTOS COM BASE EM PERFILAGEM ULTRASSÔNICA E TRAJETÓRIA

Francisco de Assis Viana Binas Júnior[1], Antonio Paulo Amancio Ferro[1], Diego de Vasconcelos Gonçalves Ferreira[1], Lucas Pereira de Gouveia[1], Aline da Silva Ramos Barboza[1], Aliel Faria Riente[2]

[1]Laboratório de Computação Científica e Visualização (LCCV) da Universidade Federal de Alagoas (UFAL), francisco.junior@lccv.ufal.br, antonio.ferro@lccv.ufal.br, diegovasconcelos@lccv.ufal.br, lucasgouveia@lccv.ufal.br, aline@lccv.ufal.br, [2] Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), aliel@petrobras.com.br

RESUMO

Durante a perfuração de poços de petróleo a coluna de perfuração pode entrar em contato com o revestimento, gerando forças laterais que, associadas à rotação da coluna, promovem o desgaste da superfície interna. Modelos preditivos desse desgaste consideram a força de contato entre a coluna e o revestimento, parâmetros operacionais, geométricos e um fator de desgaste. Este fator permite ajustar os resultados do modelo aos valores observados em ensaios laboratoriais ou em campo. Para avaliar a integridade estrutural de um poço já perfurado, a indústria pode utilizar a perfilagem ultrassônica para obter dados de espessura e raio interno ao longo da coluna de revestimento, viabilizando a identificação de danos estruturais causados por desgaste. Neste trabalho, é utilizada uma técnica de inversão para a determinação do fator de desgaste. Para isso, aplica-se o método dos mínimos quadrados com o objetivo de obter o fator que minimiza a diferença entre os valores previstos pelo modelo e os dados observados. Os resultados indicam que a adoção de um único valor para esse fator pode não ser suficiente para reproduzir com precisão os padrões observados em campo. Sendo assim, avalia-se a utilização de diferentes valores ao longo do revestimento, analisando sua variação em função da geometria do poço, por exemplo, subdividindo o revestimento em função dos trechos da trajetória.

Palavras-chave: desgaste do revestimento, perfilagem, fator de desgaste

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A API RP 96 (2013) recomenda a incorporação do desgaste previsto no projeto de revestimentos e a ANP (2016) indica a necessidade de analisar o desgaste de cada parte e equipamento que compõe o poço, evidenciando que a redução da espessura da parede do tubo de revestimento afeta a integridade e capacidade resistiva deste sistema.

Binas Júnior et al. (2019), com base na revisão de literatura, apresentam o fluxo para o cálculo do desgaste mecânico, abordando a modelagem do acompanhamento direcional, modelagem do torque e arraste para obtenção das forças de contato e modelagem para cálculo do volume de desgaste e profundidade do desgaste. Por meio de estudo de caso, constataram que o fator de desgaste a rotação da coluna e o tempo da operação apresentam influência, no desgaste percentual, proporcional e superior quando comparados com o peso dos tubulares, peso do fluido e peso sobre a broca.

Samuel et al. (2016) destacam a importância de utilizar modelos que incorporam a rigidez a flexão da coluna de perfuração para obter o ângulo e força do contato com maior precisão, apresentando resultados de desgaste consistentes com os observados pela perfilagem ultrassônica. No trabalho desenvolvido por Mitchell e Xiang (2012) apresentam uma lista de fatores de desgaste determinados experimentalmente, possibilitando observar que este fator apresenta variações em função do tipo do fluido de perfuração, do material da *tool joint*, da presença de protetores no *drill pipe*, além disto, por meio de modelos de retro análise, obtiveram valores de fator de desgaste que variam significativamente em função do tipo direcional do poço. Kumar e Samuel (2015) reforça a incerteza envolvida na determinação do desgaste, destacando os diferentes parâmetros que influenciam no fator de desgaste e complementando que os valores obtidos experimentalmente não correspondem aos enfrentados em campo.

Para uma avaliação mais precisa do desgaste são descidos perfis ultrassônicos que captam o tempo de trânsito das ondas sonoras, indicando o raio interno e a espessura de parede do tubo em uma profundidade específica. Tendo em vista o tempo e custo, essa operação normalmente só é utilizada após a perfuração provendo a geometria final do revestimento, sendo necessário utilizar métodos matemáticos para estimar a geometria inicial do tubular assentado e, desse modo, quantificar o desgaste mecânico com maior acurácia.

Para estimar a geometria inicial do revestimento a partir de dados da perfilagem Chandrasekhar et al. (2019) apresentam o uso de elipses distorcidas para o ajuste, Gouveia et al. (2019) propõe o uso dessa metodologia em conjunto com filtros para identificação de conexões e de interferências que gerem ruído nos dados. Gouveia et al. (2022) propõem a incorporação de um parâmetro de rotação para elipse, eliminando simplificações adotadas por Chandrasekhar et al. (2019) e obtendo resultados consistentes com dados de espessura e raio. Gouveia (2024), Gouveia et al. (2024) e Gouveia et al. (2025) fazem uso da geometria obtida por esta metodologia aprimorada para avaliação probabilística da resistência residual ao colapso dos tubulares.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Mittal, Samuel e Gonzales (2019) apresentam uma abordagem baseada em dados para determinar o fator de desgaste, que pode ser utilizado em operações de perfuração futuras no mesmo poço ou em outro poço semelhante, aprimorando as previsões de desgaste do revestimento.

METODOLOGIA

Para a quantificação do desgaste a partir de dados de perfilagem considera-se que o raio interno da seção transversal do revestimento pode ser representado por uma elipse conforme apresenta na figura a seguir:

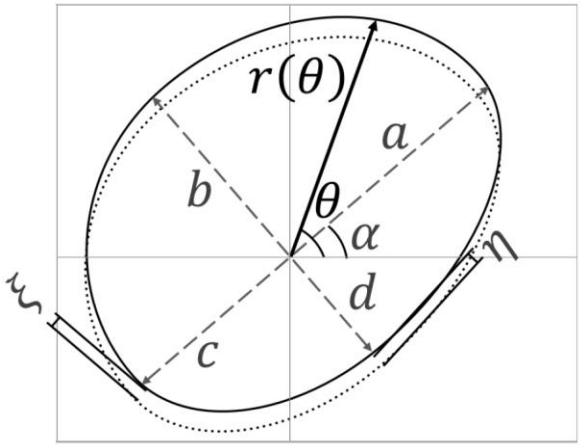


Figura 1: Geometria do revestimento considerada para o ajuste dos dados de raio interno (Gouveia, 2024).

A Equação 1 apresenta a expressão para cálculo do raio interno em função do ângulo θ considerando os parâmetros da elipse distorcida.

$$r(p,\theta)^2 = (x(\theta-\alpha,a,c)\cos\alpha - y(\theta-\alpha,b,d)\sin\alpha + \xi)^2 + (y(\theta-\alpha,b,d)\cos\alpha - x(\theta-\alpha,a,c)\sin\alpha + \eta)^2 \quad (1)$$

Nas equações abaixo são apresentadas expressões para x e y. Observa-se que são função de ψ_θ que consiste em função do ângulo θ cuja equação também é apresentada abaixo. Os termos $H_a(\theta)$, $H_b(\theta)$, $H_c(\theta)$, e $H_d(\theta)$ são funções de ativação que possibilitam ativar ou não parâmetros da elipse de ajuste em função do quadrante do ângulo θ. $H_a(\theta)$ assume valor 0 para θ entre $\pi/2$ e $3\pi/2$ e valor 1 nos demais, $H_b(\theta)$ assume valor 0 para θ entre π e 2π e valor 1 nos demais, $H_c(\theta)$ é o inverso de $H_a(\theta)$ e $H_d(\theta)$ o inverso de $H_b(\theta)$.

$$x(\theta,a,c) = \cos\psi_\theta(H_a(\theta)a + H_c(\theta)c) \quad (2)$$

$$y(\theta,b,d) = \sin\psi_\theta(H_b(\theta)b + H_d(\theta)d) \quad (3)$$

$$\psi_\theta = \tan^{-1}\left(\frac{H_b(\theta)b + H_d(\theta)d}{H_a(\theta)a + H_c(\theta)c}\tan\theta\right) \quad (4)$$

A definição dos quadrantes da elipse é baseada no valor máximo de raio interno, em seguida aplica-se o ajuste de elipse para cada quadrante, aquele

ISBN: 978-65-5222-057-8

em que o ajuste apresentar menor soma dos resíduos quadrados representará a seção. Conforme apresentado por Ferro (2021) a distribuição dos resíduos, em seções sem danos, gerados pelo ajuste apresenta boa aderência à distribuição normal. Como tolerância para o ruído define-se um corte bicauldal, desprezando 0,5% nas caudas inferior e superior. Com isso verifica-se se o ruído de cada valor está dentro ou não do intervalo de ruído de medição, caso o valor ultrapasse a tolerância remove-se o mesmo do ajuste e o considera como ponto de dano conforme descrito por Gouveia (2023). A partir da razão entre o resíduo do ajuste do ponto de dano e a espessura obtêm-se o desgaste.

A perfilagem ultrassônica também pode fornecer dados de espessura, para uso destes dados considera-se o diâmetro externo fixo e calcula-se o raio interno correspondente, obtendo o dado utilizado para o ajuste.

Em momentos que não se possui dados de perfilagem o desgaste mecânico pode ser previsto com base nos parâmetros operacionais e geométricos do poço. A Figura 2 esquematiza a formação das forças geradas pelo contato entre a superfície externa da coluna de perfuração e a superfície interna do poço.

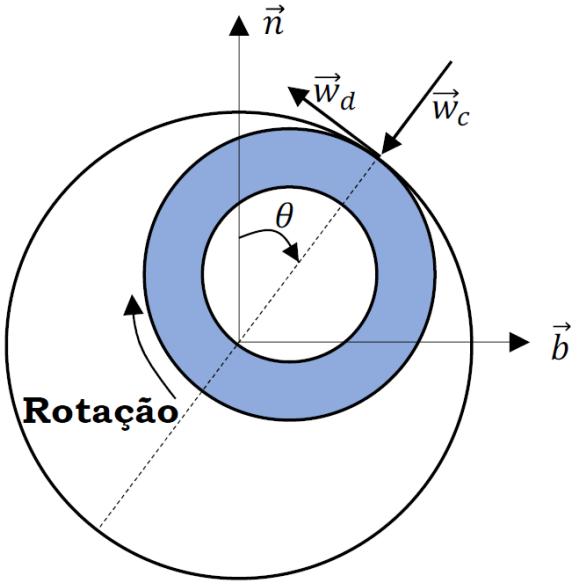


Figura 2: Forças geradas pelo contato entre a coluna de perfuração e a parede do poço (Binas Júnior, 2020).

A força de contato w_c é calculada conforme expressão abaixo descrita por Mitchell e Samuel (2009):

$$w_c = \frac{\sqrt{\left(F_e k + \tau^2 m_b + w_{bp} n_z\right)^2 + \left(w_{bp} b_z - EI\tau\, dk/ds\right)^2}}{\sqrt{1 + \tau^2 \mu_f^2 r_o^2}} \tag{5}$$

sendo F_e a força axial efetiva na coluna, k a curvatura da trajetória, τ a torção geométrica, m_b a componente do torque na direção binormal, w_{bp} o peso flutuado do tubo de perfuração, n_z a componente do vetor normal no sentido z, b_z a

ISBN: 978-65-5222-057-8

componente do vetor binormal no sentido z, E o módulo de elasticidade, I o momento de inércia, μ_f o fator de atrito, r_o o raio externo do tubo de perfuração.

O volume de aço removido pode ser obtido a partir da seguinte expressão apresentada por Hall e Malloy (2005):

$$WV = W_f \, w_c \, \pi \, D_{tj} \, 60 \, RPM \, t \, f \tag{6}$$

sendo W_f o fator de desgaste, D_{tj} o diâmetro externo da tool joint, RPM a velocidade de rotação da coluna, t o tempo da operação e f representa a fração de tempo em que a tool joint permaneceu em contato com o revestimento, para operações com movimento axial da coluna essa expressão é a razão entre o comprimento da tool joint e o comprimento do tubo, já em operações sem movimento axial essa expressão é igual a 1.

A figura abaixo ilustra que a geometria do desgaste mecânico é função dos parâmetros geométricos das seções transversais envolvidas.

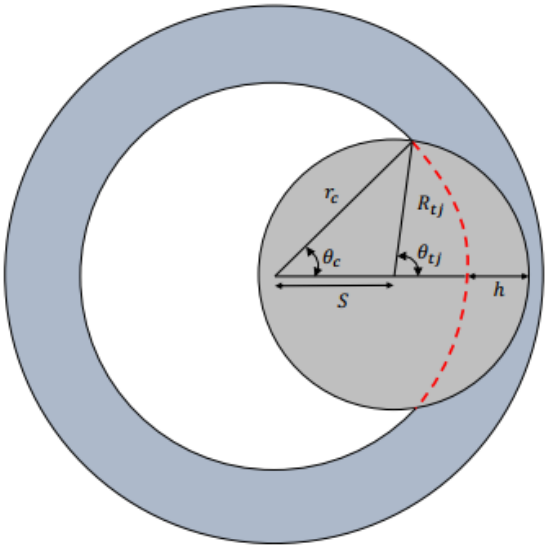


Figura 3: Geometria do desgaste no revestimento gerado pela ação da coluna de perfuração (Binas Júnior, 2020).

A partir dessa geometria e do valor do volume de aço removido, é possível utilizar a equação abaixo, apresentada por Mitchell e Xiang (2012), para obter a profundidade do desgaste (h):

$$WV = 12\left(\theta_{tj}R_{tj}^2 - \theta_c r_c^2\right) + 12\left(2\sqrt{P(P-r_c)(P-R_{tj})\left(P-\left(r_c-\left(R_{tj}-h\right)\right)\right)}\right) \tag{7}$$

em que os parâmetros P, θ_c e θ_{tj} são definidos de acordo com a equação a seguir:

$$P = \frac{r_c + R_{tj} + S}{2};\ cos(\theta_c) = \frac{r_c^2 + S^2 - R_{tj}^2}{2r_c S};\ tan\left(\theta_{tj}\right) = \frac{r_c sin(\theta_c)}{r_c cos(\theta_c) - S} \tag{8}$$

sendo r_c o raio interno do revestimento, R_{tj} o raio externo da tool joint.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A partir de ensaios experimentais Hall e Malloy (2005) destacam o comportamento não linear de progressão do desgaste, com base nisto o desgaste final é calculado conforme a seguinte equação proposta por Mittal et al. (2019):

$$Wear = \frac{h}{e_c} CF; CF \begin{cases} 7 & se\ {}^{h}/_{e_c} < 0{,}01 \\ 1 & se\ {}^{h}/_{e_c} > 0{,}5 \\ 0{,}878 + \dfrac{6{,}122}{{}^{h}/_{e_c}} & se\ 0{,}01 < {}^{h}/_{e_c} < 0{,}5 \end{cases} \quad (9)$$

sendo e_c a espessura do revestimento e CF um fator de correlação empírico proposto pelos autores.

Com o objetivo de compatibilizar o desgaste previsto com o desgaste aferido pela perfilagem aplica-se uma técnica de inversão proposta por Mittal et al. (2019), por meio da minimização da diferença entre os volumes destes desgastes.

Considerando que o desgaste aferido pela perfilagem está distribuído ao longo de toda a seção transversal, enquanto o modelo de previsão de desgaste assume um desgaste concentrado, adota-se, para aplicação da técnica, o valor máximo de desgaste observado na seção. O volume de aço removido necessário para atingir esse desgaste máximo é estimado por meio da Equação 7, sendo o valor de h obtido por meio da manipulação da Equação 9.

O volume de aço previsto com base nos dados operacionais é calculado por meio da Equação 6, utilizando os parâmetros operacionais extraídos dos relatórios de acompanhamento da perfuração. A Equação 10 estabelece a relação entre volumes, na qual os termos WV_{prof} representam o volume de desgaste da perfilagem em uma profundidade específica, enquanto os termos à direita correspondem ao volume de aço previsto para essa mesma profundidade, com base nos parâmetros operacionais que atuaram nessa seção. Inicialmente, considera-se o fator de desgaste igual a 1. Em seguida, aplica-se o método dos mínimos quadrados para ajustar esse fator de forma que a diferença entre os volumes observados (por perfilagem) e previstos seja minimizada. O valor resultante corresponde ao fator de desgaste estimado.

$$\begin{matrix} WV_{prof1} \\ WV_{prof2} \\ \vdots \\ WV_{profn} \end{matrix} = \begin{matrix} \sum_{op=1}^{N\ operações} w_{c\,op}\ \pi\ D_{tj}\ 60\ RPM_{op}\ t_{\ op} f_{op} \\ \sum_{op=1}^{N\ operações} w_{c\,op}\ \pi\ D_{tj}\ 60\ RPM_{op}\ t_{\ op} f_{op} \\ \vdots \\ \sum_{op=1}^{N\ operações} w_{c\,op}\ \pi\ D_{tj}\ 60\ RPM_{op}\ t_{\ op} f_{op} \end{matrix} W_f \quad (10)$$

Neste trabalho avalia-se a utilização dos trechos da trajetória como critério para o particionamento do revestimento e obtenção do fator de desgaste.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A metodologia é analisada a partir do estudo de um poço horizontal perfurado na bacia de campos. Subdividiu-se o poço em um trecho vertical e um trecho de ganho de ângulo.

O revestimento possui diâmetro externo de 9,875 polegadas e espessura de 0,668 polegadas sendo exposto à ação de 6 colunas de perfuração que gerarão forças de contato. Grande parte da região revestida estará em contato com os tubos de perfuração que para todas as colunas apresenta diâmetro de tool joint igual a 8 polegadas. Foram analisadas 471 operações registradas nos boletins de acompanhamento da perfuração, com valores específicos de peso sobre a broca, rotação, taxa de perfuração, profundidade inicial da broca e profundidade final da broca. A partir do volume acumulado de aço removido gerado por cada operação quantifica-se o desgaste percentual AsBuilt.

A Figura 4 apresenta parâmetros da trajetória, forças de contato e desgaste no trecho revestido. Nesta, a linha cinza tracejada, na profundidade de 1804 metros, indica o ponto de separação entre os trechos vertical e ganho de ângulo. O desgaste obtido a partir dos dados da perfilagem apresenta valores elevados, com pico de aproximadamente 14,15%, na região próxima ao fim do revestimento cuja inclinação encontra-se entre 40° e 60°.

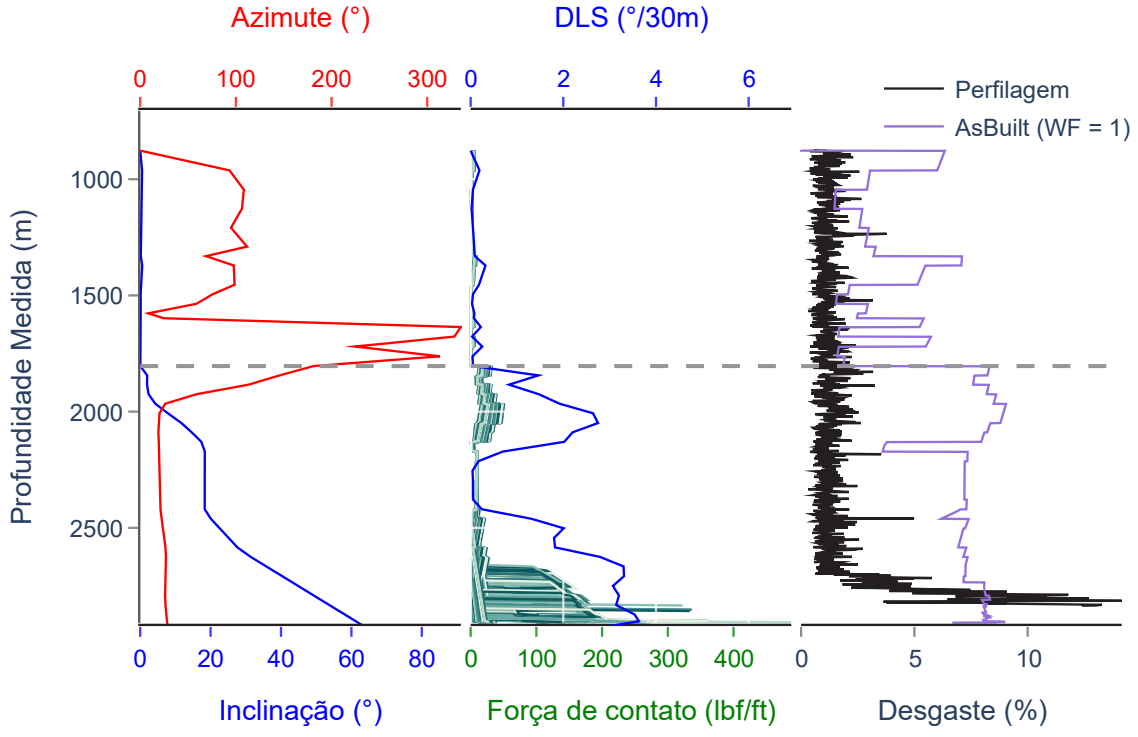


Figura 4: Visualização da inclinação, azimute, DLS, forças de contato, desgaste aferido pela perfilagem e desgaste estimado a partir das operações executadas considerando fator de desgaste igual a 1 (Autores, 2025).

Objetivando minimizar o erro entre o volume estimado pela perfilagem e o volume AsBuilt quantifica-se o fator de desgaste. Considerando a separação em

ISBN: 978-65-5222-057-8

trechos obteve-se o fator de desgaste de 0,1079 para o trecho vertical e o fator de desgaste de 0,1301 para o trecho de ganho de ângulo, o desgaste percentual considerando estes fatores é apresentado, em vermelho, na Figura 5.

Um estudo alternativo consiste em considerar o pico de desgaste, com isso, o esperado é que no trecho o desgaste AsBuilt apresente valores próximos a este pico. Nessa situação obteve-se o fator de desgaste de 0,6541 para o trecho vertical e o fator de degaste de 8,1758 para o trecho de ganho de ângulo, o degaste percentual é apresentado, em azul, na Figura 5. O alto valor de fator de degaste no trecho de ganho de ângulo é reflexo do valor 14,15% de desgaste estimado pela perfilagem na região final do revestimento.

A região de maior desgaste identificada por meio da perfilagem é de grande interesse, pois pode comprometer a segurança e viabilidade da produção no poço, exigindo a perfuração de desvios (sidetracks) e, consequentemente, aumentando os custos operacionais. A partir da Figura 4, observa-se que essa área coincide com a região de maiores valores de força de contato e inclinação superior a 30 graus, tornando esses critérios bons candidatos para o particionamento do revestimento no estudo do fator de desgaste.

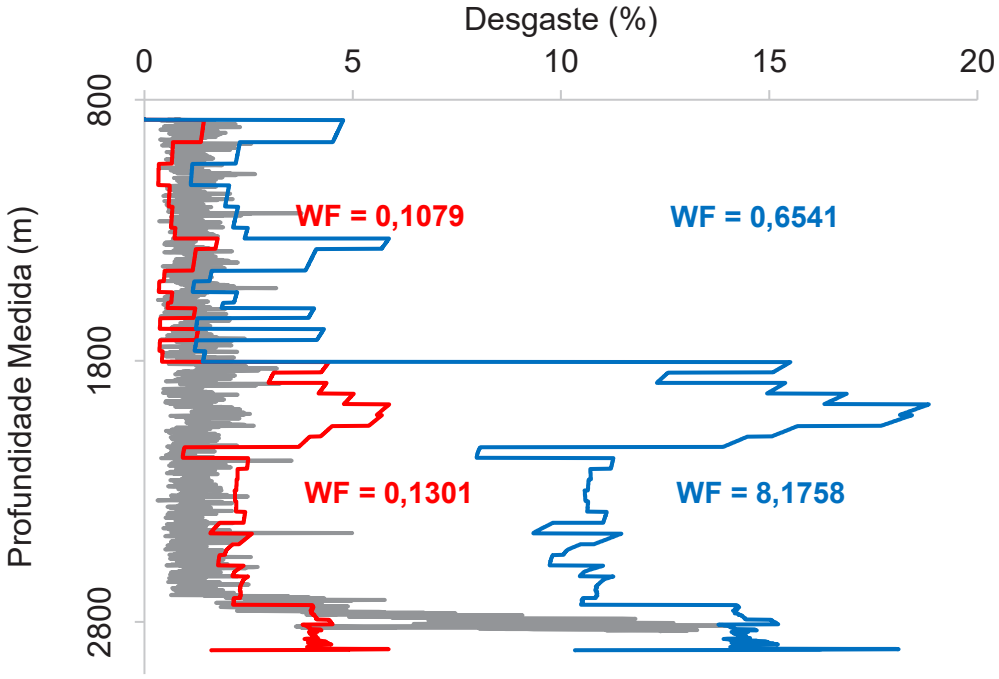


Figura 5: Comparação entre o desgaste estimado pela perfilagem, em cinza, e os desgaste previstos considerando o pico de desgaste, em azul, e todos os valores, em vermelho (Autores, 2025).

De maneira prática, os fatores de degaste obtidos podem ser reaplicados em cenários como o reaproveitamento de poços, por exemplo, na perfuração de partilhamentos no poço. Essa abordagem visa reduzir o nível de incerteza existente no processo de estimativa do desgaste, reduzindo a necessidade de

ISBN: 978-65-5222-057-8

planejar e executar uma nova perfilagem no trecho analisado. Observou-se que, com a aplicação desta estratégia, elevados níveis de desgaste foram previstos em todo o trecho de ganho de ângulo, o que reforça o estudo por critérios adicionais para subdivisão dos trechos do revestimento.

CONCLUSÕES

Neste trabalho aplica-se uma técnica de inversão para a determinação do fator de desgaste. O método dos mínimos quadrados é aplicado para obtenção do fator que minimiza a diferença entre os valores previstos e os valores quantificados pela perfilagem. Como critério para o particionamento do revestimento avaliou-se a utilização dos trechos da trajetória. Foram apresentados resultados considerando a minimização do erro contemplando todos os valores da perfilagem no trecho bem como considerando apenas o valor máximo do trecho. Dada a preocupação de não ultrapassar limites de desgaste, estabelecidos pela análise de integridade do revestimento, é possível aplicar a determinação do fator de desgaste considerando o valor máximo.

Os resultados obtidos indicam que utilização exclusiva deste critério não é suficiente. Portanto, recomenda-se o estudo de critérios adicionais e a verificação em outros poços, considerando, por exemplo: força de contato média superior a 100 lbf/ft e trechos com inclinação acima de 30 graus. Além disso, pode-se explorar a substituição da Equação 9, com o objetivo de incorporar o comportamento não linear de progressão do desgaste contemplando o contexto técnico e operacional do setor petrolífero brasileiro.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro e técnico fornecido pela Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS

ANP. Regime de segurança operacional para integridade de poços de petróleo e gás. **Resolução ANP no 46/2016**. 2016.

API RP 96. Deepwater Well Design and Construction. **American Petroleum Institute**. 2013.

BINAS JÚNIOR, F. A. V. et al. Impactos da modelagem de torque e arraste para projeto de perfuração. **ENAHPE**. 2019.

BINAS JÚNIOR, F. A. V. Modelos de trajetória e de torque e arraste aplicados à análise de desgaste em revestimentos de poços. **Dissertação de Mestrado**. 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CHANDRASEKHAR, S. V. et al. Casing Wear Estimation Without a Baseline Log-A Distorted Ellipse Methodology. **Offshore Technology Conference**. 2019.

FERRO, A. P. A. Análise estatística em dados de perfilagem como suporte à avaliação da integridade do revestimento de poços de petróleo. **Trabalho de Conclusão de Curso**. 2021.

GOUVEIA, L. P. et al. Casing wear log using a prewear ellipse shape from ultrasonic logging data. **SPE Journal**. 2022.

GOUVEIA, L. P. et al. Identificação de zonas de desgaste crítico em poço executado a partir de dados de perfilagem ultrassônica. **ENAHPE**. 2019.

GOUVEIA, L. P. et al. Reliability-Based Assessment of Residual Collapse Strength for Worn Tubes Scanned with Ultrasonic Log. **SPE Journal**. 2025.

GOUVEIA, L. P. et al. Reliability-Based Assessment of the Residual Collapse Strength for Damaged Tubes Scanned with Ultrasonic Log. **Offshore Technology Conference**. 2024.

GOUVEIA, L. P. Resistência residual ao colapso de tubos danificados: uma abordagem baseada em dados de inspeção e modelagem numérica. **Tese de Doutorado**. 2024.

HALL, R. W.; MALLOY, K. P. Contact pressure threshold: an important new aspect of casing wear. **SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium/Production and Operations Symposium**. 2005.

KUMAR, A.; SAMUEL, R. Casing wear factors: How do they improve well integrity analyses?. **SPE/IADC drilling conference and exhibition**. 2015.

MITCHELL, R. F.; SAMUEL, R. How good is the torque/drag model?. **SPE Drilling & Completion**. 2009.

MITCHELL, S.; XIANG, Y. Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. **SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition**.2012.

MITTAL, M. K.; SAMUEL, R.; GONZALES, A. Data-driven wear-factor estimation based on the inversion technique for real-time casing wear predictions. **Offshore Mediterranean Conference and Exhibition**. 2019.

SAMUEL, R. et al. Solving the casing wear puzzle using stiff string model. **SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition**. 2016.

ISBN: 978-65-5222-057-8

APLICAÇÃO DE TRAÇADOR QUÍMICO A BASE DE SULFATO DE COBRE NA INSPEÇÃO BOROSCÓPICA DE BOMBA DE FUNDO UTILIZADA NO MÉTODO DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL POR BOMBEIO MECÂNICO

Natalia Carvalho Campos[1], Líllian Vasconcellos Brandão Maronezi[2], Valéria Laís Nogueira da Silva Correia[3], Thiago Bomfim Souza[4], João Batista Benedito Vieira[5]

[1,2,3,4,5]*Petroreconcavo, natalia.campos@petroreconcavo.com.br, lillian.maronezi@petroreconvavo.com.br*

RESUMO

O uso de traçadores químicos é uma valiosa ferramenta na identificação de vazamentos, estudo de processos de prevenção e rastreamento do movimento de fluidos através da alteração de coloração em método qualitativo. Essas características são fundamentais para a identificação preventiva da qualidade das camisas das bombas de fundo, utilizadas no método de elevação artificial por bombeio mecânico, presente em poços da Petroreconcavo. A aplicação técnica de ensaio não destrutivo na inspeção das camisas foi realizada por videoscopia, com auxílio de um boroscópio, acrescida de uma solução aquosa de sulfato de cobre 10%. Foram analisadas 50 (cinquenta) camisas, oriundas de 02 (dois) fornecedores diferentes. A verificação das condições internas dos equipamentos proporciona controle na qualidade das bombas adquiridas, com redução de gastos em intervenções, gerando confiabilidade no fluxo processual e maior produtividade. Pretende-se neste trabalho validar a técnica do uso do traçador químico, sulfato de cobre, juntamente com a inspeção boroscópica, visando a detecção antecipada de não conformidades, evitando o envio de materiais inadequados para os poços.

Palavras-chave: Sulfato de Cobre, Inspeção Boroscópica, Bomba de Fundo, Bombeio Mecânico, Traçador Químico.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

Os traçadores químicos são substâncias adicionadas em pequenas concentrações na corrente de um fluido, sem alterar sua propriedade nem a do meio pelo qual circula, para identificar problemas como vazamentos, irregularidade ou bloqueio (Almeida, 1994). Podendo ser aplicado em meios porosos de superfície ou subsuperfície, como reservatórios geotérmicos ou de petróleos e seus acessórios, onde a inacessibilidade, induz o uso de traçadores para caracterização desses meios.

O sulfato de cobre pode ser utilizado como traçador químico, pois seus íons de cobre (II) (Cu^{2+}) em solução aquosa têm uma coloração azul característica. Essa cor azul é perceptível e pode ser usada para rastrear o movimento de uma solução que contenha sulfato de cobre, como em estudos de hidrodinâmica ou em aplicações industriais.

O bombeio mecânico com hastes (BM) é o método de elevação artificial mais empregado no mundo, podendo ser aplicado para elevar vazões médias de poços rasos ou baixas vazões para grandes profundidades (Thomas *et al*., 2004; Cunha, *et al*., 2016). Os principais componentes do bombeio mecânico com hastes são: bomba de fundo, coluna de hastes, unidade de bombeio e motor (Souza *et al*., 2013).

A camisa consiste em um tubo e é tipicamente a parte fixa da bomba de fundo, onde o fluido do poço penetra na camisa durante o curso ascendente do ciclo de bombeio. Nesse tubo, a superfície interna é endurecida ou revestida com uma camada dura (OLIVEIRA, 2010).

O uso da inspeção boroscópica é um método não destrutivo que auxilia as empresas e as prestadoras de serviços a avaliar as condições físicas e o funcionamento de máquinas, equipamentos e peças (Silva *et.al*, 2021), permitindo com clareza a visualização das condições internas do equipamento.

De acordo com a necessidade contínua de análise de falha nos poços produtores, este trabalho foi de suma relevância para o setor, haja vista que o método de elevação artificial mais utilizado no mundo é o bombeio mecânico e representando uma parcela de 80% dos poços produtores (Nascimento, 2005). Em vista na qualidade dos poços (Queiroz, 2018) no que tange a metodização de seus materiais e ordens de serviços a baixo custo, este trabalho permitiu o uso do ensaio boroscópico como manutenção preditiva do estado das camisas das bombas de fundo utilizadas no bombeio mecânico.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METODOLOGIA

1. *Solução aquosa de Sulfato de Cobre 10% - Traçador químico*

Solução aquosa de 10% de sulfato de cobre pentahidratado preparado no laboratório da Petroreconcavo aplicado como traçador químico.

2. *Camisa da Bomba de Fundo*

Equipamentos de fornecedores distintos para inspeção interna na área da célula de Oficina de Equipamentos da Petroreconcavo.

3. *Boroscópio*

O boroscópio utilizado foi da empresa Instrucorp, com identificação IC-3007.

4. *Inspeção visual*

Para a inspeção visual, foi seguida a sequência abaixo:

- A camisa da bomba de fundo foi separada do restante do equipamento, e colocada sobre cavalete de suporte;
- Foi utilizado um pano seco para a limpeza interna da camisa com auxílio de uma haste com diâmetro reduzido;
- Em seguida, foi inserido lentamente o boroscópio no interior da camisa, girando, para a captura das imagens da superfície interna.

As camisas que nessa primeira inspeção, foram identificadas nas imagens ranhuras, riscos, manchas ou qualquer tipo de avaria, eram selecionadas para a utilização do traçador.

Para utilização do traçador:

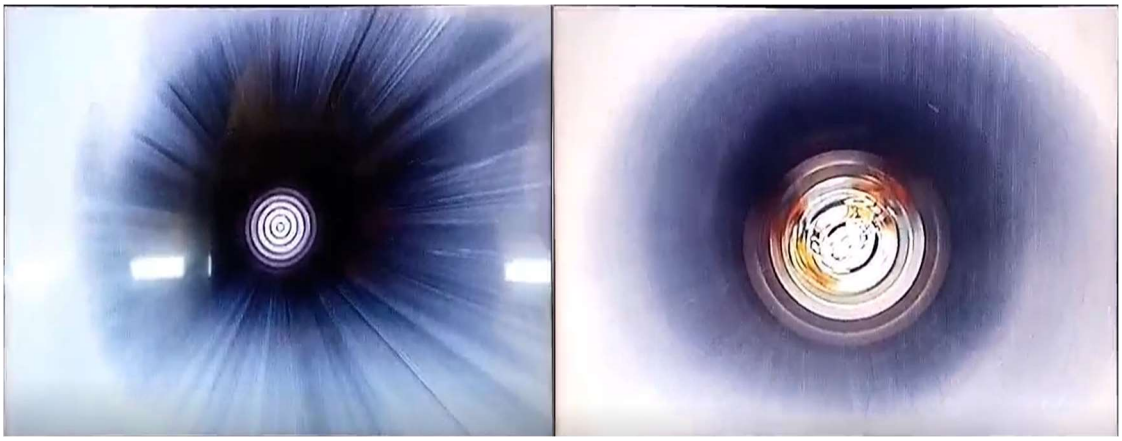
- Utilizar outro pano, umedecer com a solução aquosa de Sulfato de Cobre 10%, inserir no interior da camisa com auxílio da haste. Essa etapa foi realizada duas vezes, com o objetivo de garantir a presença do traçador em toda a parede interna da camisa;
- Em seguida, inserir lentamente o aparelho boroscópio no interior da camisa, girando para captura de toda imagem interna;
- Observar o aparecimento de pontos rosados/acobreados que indicam a não conformidade no revestimento da camisa.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Foram analisadas previamente 50 (cinquenta) camisas, oriundas de dois fornecedores distintos, que seriam utilizadas em ambos os Ativos, Bahia e Rio Grande do Norte, antes do uso do traçador químico.

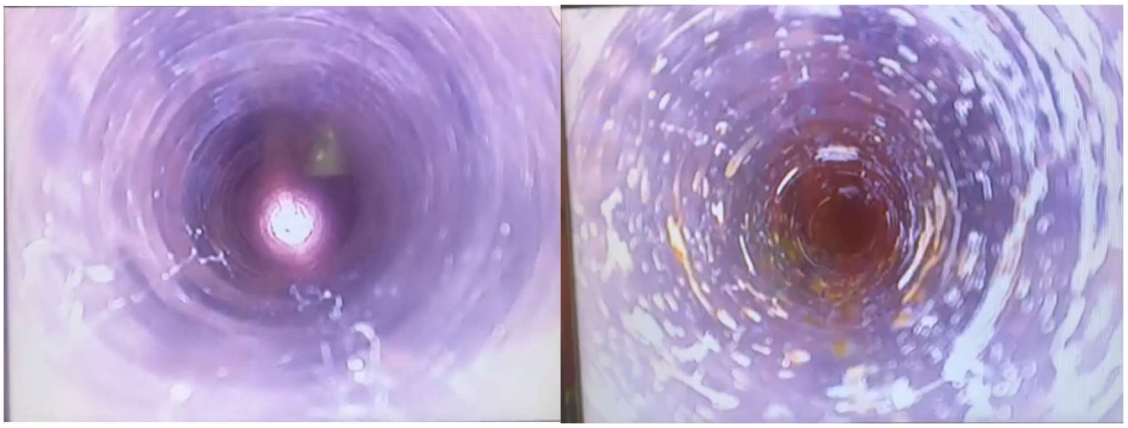
Das 50 (cinquenta) bombas analisadas, apenas 11 (onze) delas apresentavam interior da camisa integro, dispensando o uso do traçador. A Figura 1 apresenta um exemplo de duas camisas dessas bombas, denominadas Bomba A e Bomba B.



Bomba A **Bomba B**

Figura 1. Camisas de bomba sem defeito de fornecedores diferentes (A e B).

Para o restante das camisas, foi necessário realizar a inspeção com a utilização do traçador químico. A Figura 2 apresenta, de forma comparativa, uma dessas camisas, denominada Bomba C, em dois momentos, a esquerda na inspeção visual sem o traçador e a direta com o traçador.



Bomba C

Figura 2. Bomba com defeito sem e com o traçador químico.

ISBN: 978-65-5222-057-8

As imagens obtidas na Figura 1 foram de duas camisas diferentes (A e B) e obtidas pela inspeção boroscópica. As camisas não tiveram nenhuma alteração na liga metálica ou rugosidades, e são consideradas como referência.

A Figura 2 mostra um exemplo de camisa analisada com alteração no seu interior, o que compromete a eficiência e a eficácia do funcionamento da bomba mecânica. Observa-se que o uso do traçador químico, foi de suma importância para a indicação dos locais alterados através da indicação de pontos com a coloração diferente, rosado-acobreado.

A análise de falha de bombas mecânica é um procedimento padrão das atividades da Oficina de Equipamentos da PetroReconcavo. E através dela, foram encontradas nas válvulas das bombas, partículas similares a finas lâminas de revestimento da camisa, que prejudicavam o funcionamento do equipamento. Essa temática foi um alerta para criação de uma análise preditiva para avaliação das camisas das bombas dos fornecedores.

Em ambas as Figuras, foram usadas a movimentação manual da haste, mas sem movimentação direta do boroscópico (foco direcional). Sendo a movimentação *4-Way*, indicado para inspeção do interior de equipamentos mais complexos segundo Silva et al., 2021 (Figura 3).

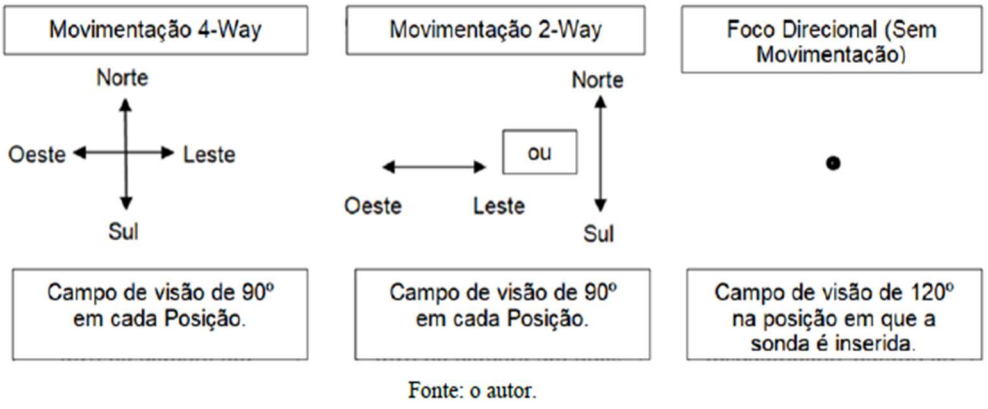


Figura 3. Tipos de movimentação das câmeras boroscópicas.

CONCLUSÕES

A eficiência da utilização de videoscopia, com auxílio de boroscópio, na inspeção das camisas das bombas de fundo, acrescida a identificação das falhas através do uso do traçador químico foi atestada, tornando esse procedimento possível para prevenção e tomada de decisão no processo de escolha do equipamento, bem como do fornecedor.

ISBN: 978-65-5222-057-8

As falhas identificadas obtidas antes da liberação das bombas para atividades de campo são de suma importância no processo de melhoria, sendo útilno aperfeiçoamento da qualidade dos serviços internos da área de Oficina de Equipamentos da Petroreconcavo.

AGRADECIMENTOS

Agradecimento a dedicação e ao comprometimento de a toda equipe envolvida – Químicos e Oficina de Equipamentos – da Petroreconcavo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Almeida, A. R. Aplicação da Técnica de Transformação Integral a problemas de Injeção de Traçadores em Reservatórios de Petróleo. UFRJ, Mestrado, 1994.

Cunha, J. D.; Silva, F. N.; Barbosa, A. F. F.; Silva, D. R. Avaliação da Incrustação na Bomba de Fundo em Poços Produtores de Petróleo e Gás: Estudo de Caso. Holos: ano 32, vol. 7, 2016.

OLIVEIRA, R. C. Elevação Artificial de Petróleo – Bombeio Mecânico com Haste (BMH). Apostila, Aracaju, 2010.

Queiroz, R. V. A.; Pinheiro, T. M. A. Manutenção de Poços de Petróleo: Definição de Ações Prioritárias para o Aumento da Qualidade no Serviço. Ciência e Tecnologia: UFERSA, 2018.

Silva, D. A. O.; Nascimento, D.; Vieira, V. T. B.; Silva, L. A.; Kenvyn, C. O.; Camargo, J. R. Aplicação da Técnica de Inspeção Boroscópica em Bomba de Vácuo de Anel Líquido. BJD: v. 7, n.3, p. 29717-29725, 2021.

Silva, L. L.; Donnici, C. L.; Ayala, J. D.; Freitas, C. H.; Moreira, R. M.; Pinto, A. M. F. Traçadores: O Uso de Agentes Químicos para Estudos Hidrológicos, Ambientais, Petroquímicos e Biológicos. Química Nova: vol. 32, n°6, p. 1576-1585, 2009.

Sousa, L. H. A.; Rodrigues, M. L.; Sousa, M. G.; Barros, Y. B.; Araujo, P. J. P.; Leite, M. S. Aplicação do Bombeio Mecânico com Hastes na Elevação do Petróleo. Cadernos de Graduação, Ciências Exatas e Tecnológicas, v.1, n.17, p. 25-40, 2013.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Editora Interciência Ltda. 2ª ed. Rio de Janeiro/RJ – Brasil, 2004.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ESTUDO COMPARATIVO DO DESEMPENHO DE BROCAS NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO POR MEIO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS

Ana Clara Da Silva Lima[1], Erasmo Augusto Bezerra Silva[1], Antonio Paulo Amancio Ferro[1], Francisco de Assis Viana Binas Júnior[1], Lucas Pereira de Gouveia[1], Aline da Silva Ramos Barboza[1]

[1]Laboratório de Computação Científica e Visualização, Universidade Federal de Alagoas, ana.clara@ctec.ufal.br, erasmo.bezerra@lccv.ufal.br, antonio.ferro@lccv.ufal.br, francisco.junior@lccv.ufal.br, lucasgouveia@lccv.ufal.br, aline@lccv.ufal.br

RESUMO

A indústria do petróleo e gás enfrenta desafios significativos devido à complexidade de seus processos, aos riscos elevados e aos altos custos envolvidos. Em resposta, a tecnologia vem sendo utilizada para aprimorar os processos e tornar as decisões cada vez menos subjetivas e baseadas na experiência dos operadores. Nesse viés, este trabalho visa a implementação de um algoritmo que auxilia na seleção e interpretação do comportamento da broca de perfuração através da geração gráficos de desempenho, que são as curvas características das brocas e mostram combinações de condições de perfuração para diferentes especificações de brocas. Esses gráficos dependem de parâmetros cruciais, como WOB (Weight on Bit), resistência compressiva da rocha, ROP (Rate of Penetration) e RPM (Revolutions per Minute), permitindo identificar quais brocas são mais eficientes. Dados históricos de perfuração são utilizados para calcular a área efetiva ao longo da perfuração e a profundidade alcançada por revolução, parâmetros que indicam o poder de remoção de material rochoso daquele sistema de perfuração. Com isso, a análise desses parâmetros permite identificar visualmente padrões e tendências que possibilitam decisões mais informadas e assertivas, por meio da comparação das curvas de diferentes brocas num mesmo gráfico, melhorando a interpretação da eficiência da perfuração. Assim, neste trabalho conclui-se que utilizar esses recursos auxiliam na redução de riscos e custos no processo de perfuração, proporcionando uma abordagem estratégica, através da visualização de parâmetros cruciais na avaliação das brocas de forma simultânea. Essa abordagem facilita a tomada de decisões, permitindo ajustes precisos nos parâmetros de perfuração para maximizar a eficiência e reduzir o desgaste das brocas. Dessa forma, essa estratégia contribui significativamente para a melhoria da produtividade e da segurança nas operações de perfuração, além de proporcionar economia.

Palavras-chave: perfuração, eficiência de brocas, decisão baseada em dados.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

O petróleo é um recurso fundamental para o desenvolvimento econômico e industrial, sendo atualmente a principal fonte de energia para os setores de transporte e produção. Nesse cenário, a perfuração de poços, etapa que exige uma grande concentração de energia na broca, representa uma das etapas mais críticas e custosas da cadeia produtiva, exigindo um planejamento técnico minucioso. A escolha adequada das brocas de perfuração é um fator determinante para a eficiência operacional e econômica, uma vez que influencia diretamente o tempo de execução, o custo da operação e a integridade do poço (Rocha e Azevedo, 2009).

A seleção da broca deve levar em conta diversos aspectos, como os objetivos específicos da perfuração, as características geológicas e litológicas da formação, a taxa de penetração desejada, o fluido de perfuração e os parâmetros hidráulicos. Adicionalmente, a análise de dados históricos de poços próximos, os custos operacionais envolvidos e as restrições mecânicas dos equipamentos utilizados também desempenham um papel relevante no processo decisório (Plácido e Pinho, 2009).

Apesar da disponibilidade crescente de dados operacionais, a escolha da broca ainda é, em muitos casos, fortemente baseada na experiência empírica de engenheiros e operadores, tornando-se uma prática subjetiva e suscetível a erros. Diante disso, há uma demanda crescente por métodos mais objetivos e padronizados de análise, que apoiem tecnicamente a tomada de decisão.

Neste contexto, o presente trabalho apresenta a implementação de um algoritmo computacional desenvolvido em Python voltado à geração de gráficos de desempenho de brocas, também conhecidos como curvas características, levando em consideração dados históricos de perfuração. Esses gráficos visam fornecer uma ferramenta visual e analítica para apoiar, de forma mais precisa e fundamentada, a seleção de brocas em futuras operações.

Curvas características

O modelo de curva característica usado na avaliação do desempenho das brocas implementado neste trabalho é apresentado em Servaes (2016). Este modelo parte da equação da energia específica na perfuração de rochas definida por Teale (1964), Equação 1, e busca tornar essa análise mais objetiva.

$$E_s = \frac{WOB}{A_b} + \frac{120 \times \pi \times RPM \times TOB}{A_b \times ROP} \quad (1)$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

onde A_b é a área da seção transversal correspondente à área de corte da broca, em polegadas quadradas (in²), WOB é o peso que o sistema impõe sobre a broca, em libras (lb), RPM é a taxa de rotações por minuto realizado pela broca, TOB é o torque imposto na broca, em libras.pés (lb.ft) e ROP é a taxa de penetração realizada pela broca na estrutura rochosa, em pés por hora (ft/hr).

Considera-se que a energia mínima é atingida quando a energia específica se aproxima ou é igual a resistência à compressão da rocha que está sendo perfurada. Dessa forma, rearranjando a Equação 1, temos:

$$\sigma_b = \frac{WOB}{A_b} + \frac{120 \times \pi \times RPM \times TOB}{A_b \times ROP} \quad (2)$$

e, desde mesmo modo:

$$A_b = \frac{WOB}{\sigma_b} + \frac{120 \times \pi \times RPM \times TOB}{\sigma_b \times ROP} \quad (3)$$

onde σ é a resistência compressiva das rochas que está sendo perfurada, em psi. Além disso, Servaes (2016) define a taxa de penetração por revolução (d) como:

$$d = \frac{ROP}{5 \times RPM} \quad (4)$$

Sendo assim, substituindo a Equação 4 na Equação 3, obtém-se:

$$A_b = \frac{WOB}{\sigma_b} + \frac{24 \times \pi \times TOB}{\sigma_b \times d} \quad (5)$$

Uma análise aprofundada de Pessier (1992) revela a definição do coeficiente de atrito deslizante, μ, que é adimensional, como:

$$TOB = \mu_b \times \frac{D_b \times WOB}{36} \quad (6)$$

em que D_b é o diâmetro da broca usada, em polegadas (in). Por conseguinte, combinando as Equações 5 e 6, temos:

$$A = \frac{WOB}{\sigma} + \frac{24 \times \pi \times \mu \times D \times WOB}{\sigma \times d \times 36}$$

$$A = \frac{WOB}{\sigma}\left[1 + \frac{2 \times \pi \times \mu \times D}{3 \times d}\right]$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

Assim, chega-se a fórmula da área efetiva (A_{ef}), que dar-se por:

$$A_{ef} = \frac{WOB}{\sigma} = \frac{A}{\left[1+\frac{2\times\pi\times\mu\times D}{3\times d}\right]} \quad (7)$$

Com a definição das variáveis A_{ef} e d, Servaes (2016) define a curva característica empregando ajuste polinomial. A Figura 1 apresenta uma curva característica obtida com os dados extraídos de Servaes (2016).

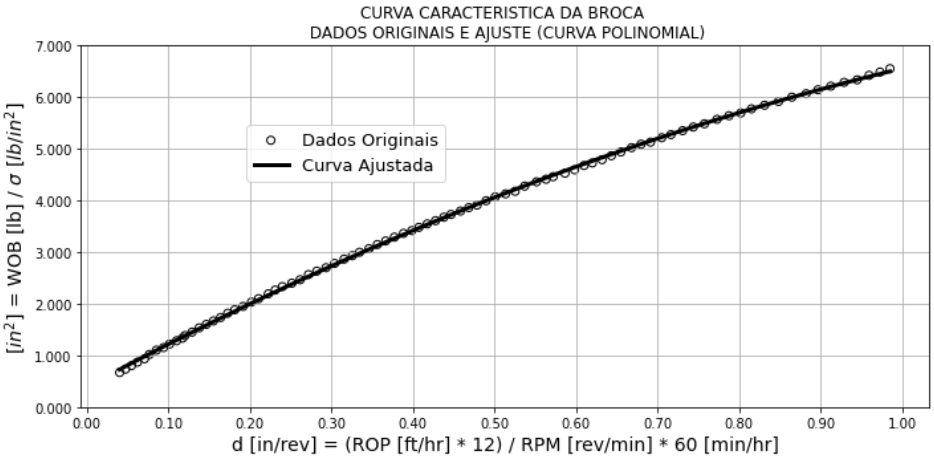


Figura 01: Definição de uma curva característica.

Fonte: Adaptado de Servaes, 2016.

METODOLOGIA

Neste trabalho, o procedimento de geração de curvas características apresentado em Servaes (2016) foi implementado usando a linguagem Python. Um estudo de caso foi realizado, utilizando dados históricos de 7 poços do campo Volve no Mar do Norte (Equinor, 2016).Os dados utilizados foram extraídos e tratados por Ferro (2024), resultando na composição de um *dataset* abrangente com todas as informações disponíveis. A Tabela 1 apresenta o intervalo de profundidade e a quantidade de pontos em cada poço.

Em seguida, aplicou-se o método do Intervalo Interquartil (IQR) nas variáveis para eliminar valores discrepantes que se afastam significativamente da distribuição principal dos dados (*outliers*). Ademais, para a separação das brocas foi feita a filtragem através das informações dos códigos de desgaste (*dull grading).* Esse processo foi aplicado pelo fato de que à medida que a broca sofre desgaste, sua eficiência na perfuração diminui e esse dado contribuirá para a análise dos resultados nas curvas características (Bourgoyne e Young, 1974). Com isso, após a compatibilização das unidades, as variáveis área efetiva e d foram calculadas por meio de programa computacional

ISBN: 978-65-5222-057-8

desenvolvido para essa finalidade. Todo o procedimento foi conduzido conforme o fluxograma de trabalho estabelecido na Figura 2.

Tabela 1: Caracterização dos poços.

Poços	Intervalo disponível (m)	Nº de Pontos no dataset
Poço 1 (F05)	834,74	5459
Poço 2 (F14)	685,57	5457
Poço 3 (F15S)	1508,15	16212
Poço 4 (F04)	733,81	4474
Poço 5 (F11_T2)	922,9	8307
Poço 6 (F10)	499,6	4818
Poço 7 (F12)	992,62	9474

Fonte: Adaptado de Ferro, 2024.

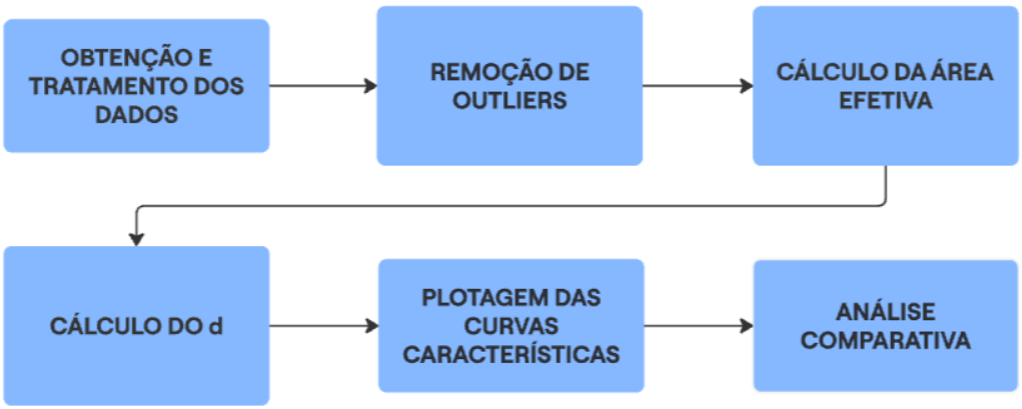


Figura 2: Fluxograma de trabalho.

Fonte: Autores, 2025.

O principal indicador analisado foi a área efetiva por penetração por revolução (d), métrica que reflete o desempenho das brocas sob diferentes condições operacionais e para isso foram plotados gráficos para os sete poços analisados, evidenciando essa métrica.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Inicialmente, com o tratamento de remoção dos outliers, houve uma redução na quantidade de dados para cada poço, como pode-se observar na Tabela 2.

Tabela 2: Dados após tratamento e *dull grading.*

Poços	Nº de pontos após o tratamento	Desgaste (*Dull grading*)
Poço 1 (F05)	5279	1-3-WT-G-X-IN-BF-BHA 1-1-WT-N-X-IN-CT-TD
Poço 2 (F14)	5067	1-1-WT-A-X-IN-NO-TD
Poço 3 (F15S)	14700	1-2-WT-S-IN-X-CT-BHA 1-1-WT-A-IN-X-NO-TD
Poço 4 (F04)	3435	4-3-CT-N-X-IN-WT-TD 1-1-WT-A-X-I-CT-TD
Poço 5 (F11_T2)	13604	0-0-NO-A-X-I-NO-TD
Poço 6 (F10)	11630	0-1-WT-S-X-IN-CT-TD 1-1-WT-N-X-I-LT-PR 1-1-NO-A-X-IN-NO-BHA
Poço 7 (F12)	5984	4-4-BT-A-X-IN-CT-PR 1-1-WT-A-E-IN-WT-TD 1-1-CT-A-X-IN-WT-TD 0-1-WT-S-X-IN-NO-TD

Fonte: Autores, 2025.

Para a análise dos resultados foram plotadas as curvas características para os 7 poços analisados. Esse tipo de análise é vantajoso pelo fato do equacionamento para chegar aos valores da área efetiva e da profundidade de penetração por revolução utilizarem como base quatro parâmetros importantes da perfuração: ROP, RPM, WOB e resistência compressiva da rocha. Dessa forma, analisando o gráfico das curvas características das brocas do Poço 1 (Figura 03) é possível notar uma constância nos valores de área efetiva para as duas brocas mas um aumento progressivo da profundidade por revolução, principalmente na Broca 2, demonstrando que a mesma possui maior facilidade de penetração quando comparada com a Broca 1. Já no Poço 2, ocorre a utilização de apenas uma broca e a mesma demonstra um um crescimento da área efetiva com o avanço da perfuração. Entretanto, após atingir um pico na

ISBN: 978-65-5222-057-8

curva ajustada, a mesma apresenta um decrescimento, indicando uma maior eficiência em valores mais altos do parâmetro d.

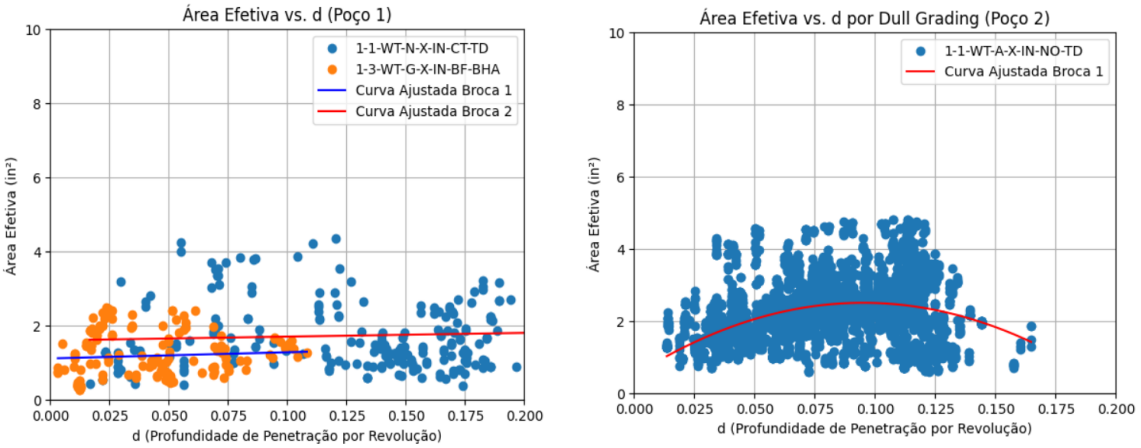


Figura 3: Curvas características - Poço 1 e Poço 2

Observa-se na Figura 4 que, para o caso do Poço 3, para um mesmo valor de profundidade por revolução, as brocas atingem áreas efetivas distintas. Nesse contexto, a Broca 2 demonstra maior eficiência, pois alcança maiores valores de d e tem uma tendência de decrescimento da área efetiva, indicando menor esforço por resistência atravessada pela broca. No Poço 4, observa-se a presença de duas curvas após a remoção de *outliers*, sendo que a curva 3 está associada a um desgaste significativo, o que pode comprometer a análise da eficiência. Verifica-se que a Broca 1 apresenta um comportamento de crescimento dos valores de área efetiva para cada d até chegar a um pico e depois começar a decrescer. Esse fenômeno demonstra que até certo ponto da perfuração houve um crescimento no peso necessário a ser aplicado sobre a broca para suprir a resistência compressiva da rocha perfurada.

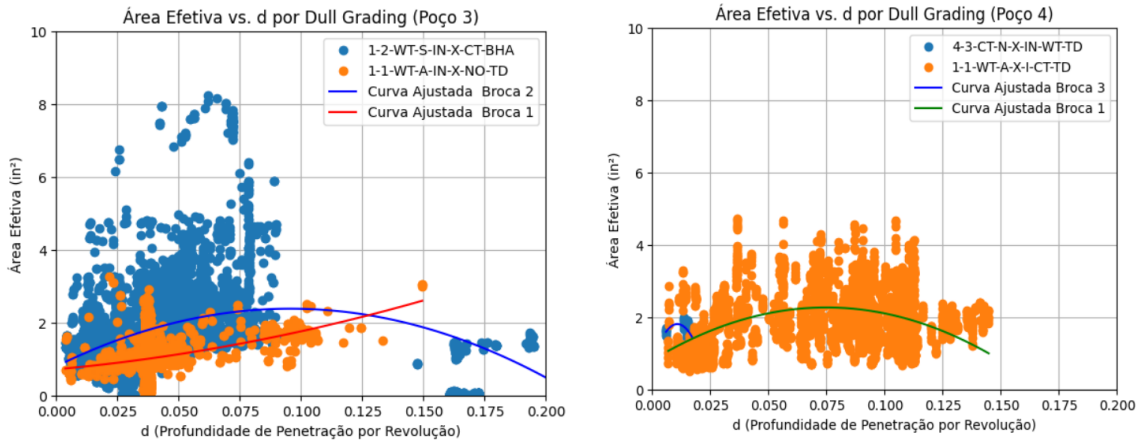


Figura 4: Curvas características - Poço 3 e Poço 4

ISBN: 978-65-5222-057-8

Avaliando o Poço 5, na Figura 5, é possível notar que mesmo com um desgaste mínimo (0-0) a distribuição de pontos apresenta uma massa de perturbações que indicam pontos onde houve muito esforço da broca (área efetiva elevada) para avançar na perfuração. Porém, avaliando a curva característica, que expõe o comportamento da maioria dos pontos, pode-se notar que a curvatura chega a assemelhar-se a uma reta e os valores de área efetiva variam de zero a dois, valores mais baixos e que demonstram eficiência do uso dessa broca para essa perfuração. No Poço 6, a análise do gráfico revela que a Broca 2 apresenta maior eficiência na perfuração, uma vez que atinge maiores valores de profundidade por revolução (d) com menor esforço, refletido na pouca variação da área efetiva. Já a Broca 1, por outro lado, exige mais esforço no início da perfuração, evidenciado por seus valores iniciais mais elevados de área efetiva e uma curva que aponta uma tendência de crescimento. Esse comportamento sugere que a Broca 2 pode ser a escolha mais vantajosa para otimizar o processo de perfuração, minimizando desgaste e resistência, enquanto a Broca 1 apresenta um padrão de uso que pode demandar ajustes operacionais conforme o avanço da perfuração.

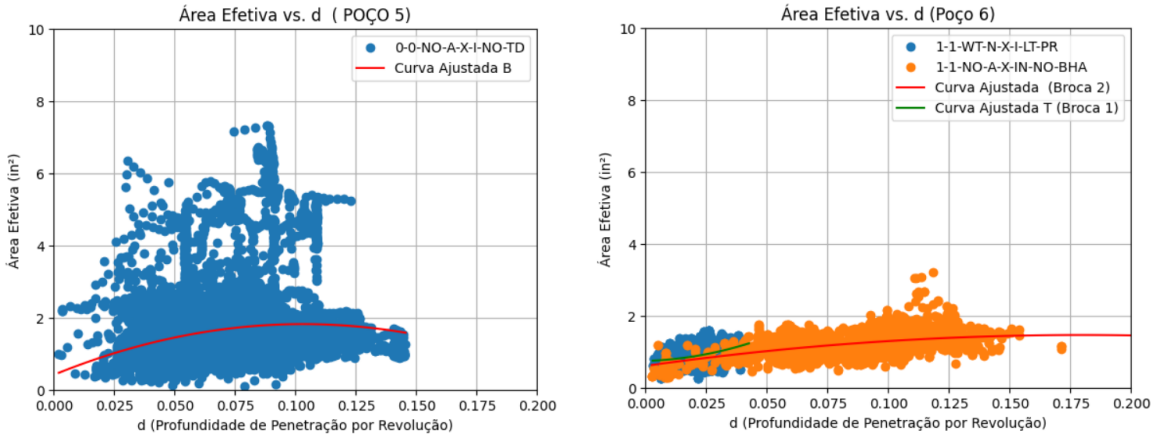


Figura 5: Curvas características - Poço 5 e Poço 6

No gráfico gerado para o Poço 7 (Figura 6) observa-se que existe um comportamento muito mais disperso dos pontos do que nos poços apresentados anteriormente. Percebe-se a existência de grande parte de pontos localizados em região com pontos de baixo avanço e alto esforço aplicado na formação, indicando uma incompatibilidade alta dessa broca para esta região. Esse fenômeno está relacionado com o desgaste excessivo indicado pelo código apresentado para a distribuição de pontos azuis que informa a presença de dentes quebrados (BT), desgaste em toda a broca (A) e que as fileiras internas e externas foram afetadas (4-4).

ISBN: 978-65-5222-057-8

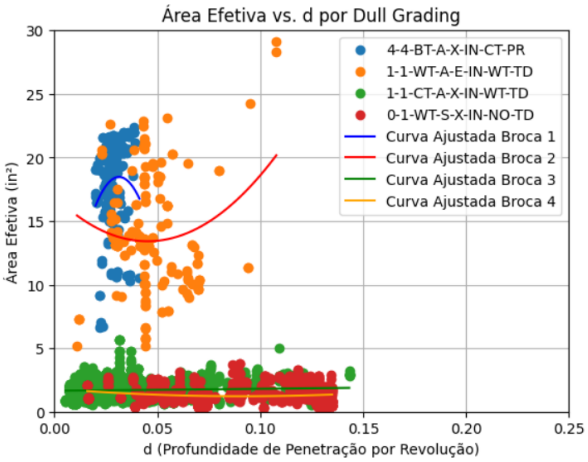


Figura 6: Distribuição de ponto - Poço 7

CONCLUSÕES

Conclui-se que a eficiência das brocas na perfuração de poços é influenciada por diversos fatores operacionais, incluindo a resistência compressiva da rocha, o peso sobre a broca (WOB), a taxa de penetração (ROP) e a velocidade de rotação (RPM) e que a possibilidade de avaliar todas essas variáveis conjuntamente, através das curvas características das brocas, é bastante vantajoso. Além disso, a análise das curvas características demonstrou que diferentes brocas apresentam padrões distintos de desempenho, sendo possível identificar aquelas que possuem maior facilidade de penetração e menor esforço aplicado. Em particular, observou-se que certas brocas atingem maiores valores de área efetiva para um mesmo d (profundidade de penetração por revolução), o que indica um maior esforço da broca para avançar na operação. Além disso, verificou-se que o desgaste das brocas pode impactar significativamente a análise, como no caso do poço 7, onde a deterioração acentuada resultou em uma maior dispersão dos pontos analisados.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras pelo apoio técnico e financeiro ao pesquisador para o desenvolvimento desta pesquisa acadêmica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

PLÁCIDO, J. C. R.; PINHO, R.. Brocas de perfuração de poços de petróleo. 2009.

SERVAES, L. et al. Reamer and bit interaction model system and method. Patente dos Estados Unidos, número 9,518,450, 13 dez. 2016.

ISBN: 978-65-5222-057-8

FERRO, A. P. A.. Modelos preditivos para ROP como suporte à otimização em tempo real de parâmetros operacionais na perfuração de poços de petróleo. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFAL. Maceió. 2024.

BOURGOYNE, A. T.; YOUNG, F. A multiple regression approach to optimal drilling and abnormal pressure detection. Society of Petroleum Engineers Journal, v. 14, p. 371–384. 1974. ISSN 0197-7520.

Pessier, R. C. et al. Quantifying common drilling problems with mechanical specific energy and a bit-specific coefficient of sliding friction. Apresentado em: SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1992.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. D. Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimentos. Interciência, Rio de Janeiro, v. 511, 2009.

ISBN: 978-65-5222-057-8

AVALIAÇÃO DE PASTAS LEVES DE GEOPOLÍMERO PARA APLICAÇÃO EM POÇOS COM BAIXO GRADIENTE DE FRATURA

Swellen Nayara Barbosa de Almeida[1], Ananda Shirley Cavalcante da Cunha[1], Raphael Ribeiro da Silva[2], Rafael Augusto Ventura[3], Gilson Campos[4], Júlio Cezar de Oliveira Freitas[3]

[1]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia Química, swellen.almeida.048@ufrn.edu.br, ananda.cavalcante.087@ufrn.edu.br, [2]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, raphael.ribeiro.089@ufrn.edu.br, [3]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Química, ventura_sp@hotmail.com, julio.freitas@ufrn.br, [4]Universidade Federal do Rio Grande do Norte, gilsonc64@gmail.com

RESUMO

Os geopolímeros têm se destacado como alternativas promissoras ao cimento Portland em aplicações de cimentação de poços, especialmente devido à sua menor emissão de carbono, elevada resistência química e térmica, e possibilidade de uso de resíduos industriais como matérias-primas. Dentre os sistemas geopoliméricos, aqueles à base de metacaulim se mostram particularmente atrativos por sua reatividade e disponibilidade. Neste contexto, este trabalho propõe o desenvolvimento de pastas leves de geopolímeros formuladas com metacaulim e aditivadas com microesferas ocas de fly ash (cenosferas), com densidades variando entre 11,5 e 12,5 lb/gal, visando aplicações em zonas de baixa pressão ou formações frágeis. As formulações foram avaliadas quanto à estabilidade através do teste de sedimentação e resistência à compressão, com ensaios programados para períodos de cura de 1 e 7 dias a 60 °C. Todas as pastas formuladas apresentaram valores dentro do limite estabelecido pela API para sedimentação, e sem rebaixamento do topo. Quanto à resistência à compressão, a pasta contendo 15% de fly ash e densidade de 12 lb/gal apresentou o maior desenvolvimento de resistência (42,8%) após 7 dias de cura. As pastas formuladas neste trabalho apresentam a possibilidade de aplicação em campo, contribuindo assim para uma menor emissão de CO_2.

Palavras-chave: materiais alternativos, geopolímero, cimentação de poços de petróleo, pasta leve, baixa emissão de CO_2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A cimentação em poços de petróleo é uma das etapas de exploração e produção de petróleo (Al-Shahrani et al., 2025), sendo responsável em garantir a integridade do poço e isolamento do mesmo. A cimentação também é usada na operação de tamponamento e abandono de poços (P&A), podendo esta ser permanente ou temporária. Ela confina a pressão anormal dos poros e aumenta a possibilidade de atingir o alvo. Além disso, evita a migração indesejada dos fluidos da formação no espaço anular entre o revestimento e o poço. Falhas na operação de cimentação podem resultar em contaminação de aquíferos próximos, perda de hidrocarbonetos em poços produtores e surgimento de pressões anômalas (Maagi et al., 2025).

Atualmente, projetos convencionais em cimentação de poços petrolíferos continuam dependentes do cimento Portland como material base, devido a sua capacidade de resistência mecânica e eficiência de vedação (Moein et al., 2025). A literatura aponta que a densidade absoluta do cimento Portland é de 3.15 g/cm^3 e sua densidade aparente em valores médios de 1.87 g/cm^3 (Santos et al., 2025; Silva et al., 2025; Eshkoraev, 2024). Apesar da ampla adoção do cimento Portland em formulações, para zonas geológicas em poços de baixa pressão ou formações frágeis, se tem limitações relativas à densidade da pasta (Zhang et al., 2025). O não cumprimento dessa exigência resultará em fraturas indesejadas, comprometendo a integridade do poço e ocasionando escoamento indesejado (Yue et al., 2025). Além disso, o cimento Portland é produzido pela pulverização de clínquer, que consiste em um material calcinado (queimado) que sai do forno rotativo em uma fábrica de cimento. Para tal, uma grande quantidade de dióxido de carbono (CO_2) é emitido na atmosfera-cerca de 8% da emissão antropogênica global de CO_2 é atribuída à industria do cimento, o que leva a necessidade da utilização de novos materiais cimentícios.

A fim de mitigar esse risco, torna-se necessário o estudo e desenvolvimento de pastas de baixa densidade, em que a formulação seja capaz de obter propriedades mecânicas e vedações eficientes (Adjei et al., 2020), superando as limitações das pastas convencionais à base de cimento Portland, e sendo compromentido com a baixa emissão de CO_2. Dessa forma, para poços com baixo gradiente de fratura, a indústria adota práticas que visam contornar as restrições técnicas, como a utilização de aditivos capazes de manter o desempenho do cimento ao longo do tempo (Dantas et al., 2023). Nesse sentido, uso de materiais alternativos como pastas à base de geopolímero tem se mostrado promissor no cenário geológico descrito, já que demanda baixa densidade. Artigos recentes mostram que essa alternativa apresenta menor perda de fluido em ensaios estáticos, característica presente em zonas com baixo gradiente de fratura, além de mostrar um comportamento de expansão com o aumento da temperatura, favorecendo assim o isolamento e reduzindo o risco de comprometimento da vedação (Khalifeh et al., 2018).

Os geopolímeros representam uma alternativa inovadora e ambientalmente sustentável frente ao cimento Portland, ao aproveitarem

ISBN: 978-65-5222-057-8

resíduos industriais ricos em aluminossilicatos para a produção de formulações com menor impacto ambiental, alto desempenho mecânico e menor emissão de CO_2 (Singh e Middendorf, 2019). Tal composição é obtida através da dissolução de materiais ricos em aluminossilicatos, como metacaulim, Fly-Ash (FA) e GGBFS, ativados por soluções alcalinos, geralmente hidróxidos ou silicatos de potássio ou sódio, resultando em uma rede tridimensional de polímeros inorgânicos (Singh e Middendorf, 2019; Thapa et al., 2024; Siyal et al., 2024).

Estudos recentes demonstram que a composição química dos geopolímeros influenciam no seu desempenho térmico e mecânico. O metacaulim garante estruturas químicas estáveis, enquanto FA, apesar de menos reativa, contribui para a redução da retração e melhora a resistência residual em temperaturas moderadas (abaixo de 500 °C) (Xiang et al., 2025). No entanto, o uso excessivo pode comprometer a integridade da pasta em temperaturas mais elevadas (Siyal et al., 2024). Assim, a proporção entre os precursores, aliada à escolha dos ativadores, influencia a característica das pastas. Tais aspectos são relevantes para aplicações em zonas frágeis, onde se busca uma pasta leve, estável e resistente em condições de baixa pressão. Além disso, a utilização de GGBFS, metacaulim e FA como precursores, apresentam boa resistência e uma estrutura estável, mesmo com baixa densidade (Gomes et al., 2025).

Diante disso, este trabalho propõe o desenvolvimento de pastas leves de geopolímeros com densidades variando entre 11,5 e 12,5 lb/gal. As formulações foram preparadas utilizando metacaulim (MK) , fly ash (FA) e escória (GGBFS) como precursores, ativados com silicato de potássio e hidróxido de potássio (10M), mantendo a fração de GGBFS fixa em 15% bwob e variando as proporções de MK (62%-85%) e FA (15-25%). O estudo visa identificar as composições otimizadas com bom desempenho mecânico, estabilidade e vedação em condições de baixa pressão ou formações frágeis.

METODOLOGIA

Neste estudo, para a formulação de pastas de geopolímero, o precursor primário consistiu de uma blenda de metacaulim e fly ash (fontes de alumínio e silício). A formulação também incluiu escória de alto-forno moída (GGBFS) obtida de uma fábrica de cimento, como fonte de cálcio (Ca^{2+}). A Tabela 1 descreve a composição química dos precursores utilizados.

Tabela 1: Composição química dos precursores utilizados

(%)	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	MgO	CaO	Na_2O	K_2O	TiO_2	SO_3	Perda ao Fogo
GGBBS	31,94	16,02	0,40	11,36	37,02	0,00	0,22	0,00	2,16	0,00
MK	45,85	48,39	1,42	0,34	0,13	0,00	0,96	0,00	0,00	1,75
Fly ash	53,32	31,49	5,01	1,41	1,66	0,65	4,55	1,09	0,13	0,00

ISBN: 978-65-5222-057-8

Para o preparo das pastas, inicialmente os componentes sólidos (além dos precursores, um ativador sólido-silicato de potássio, K_2SiO_3, foi adicionado) foram misturados por 3 minutos. Um total de quatro formulações foram desenvolvidas, com razão líquido/sólido mantida em 0,50, e variando as densidades de 11,5 lb/gal a 12,5 lb/gal. Os componentes de cada formulação, junto às suas proporções, são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Componentes das pastas geopoliméricas

	MK (%)	FA (%)	GGBFS (%)	Ativador (%bwob)	Água (%bwob)	Dispersante (%bwob)	Solução KOH (%bwob)	Densidade (lb/gal)
MK62	62	23	15	16,7	40	0,3	23	11,5
MK70	70	15	15	16,7	40	0,3	23	12
MK73	73	12	15	16,7	40	0,3	23	12,5
MK85	85	0	15	16,7	40	0,3	23	14

Inicialmente, as formulações foram calculadas de acordo com as normas API RP 10B-2, que define um volume de 600 cm^3 de pasta de cimento para a realização de ensaios tecnológicos. As pastas foram misturadas em mixer de velocidade constante modelo 25 da marca Ofite. A adição do material sólido na água de mistura seguiu o PROCELAB e as recomendações praticas da API RP 10B-2. A Figura 1 apresenta um fluxograma dos procedimentos experimentais.

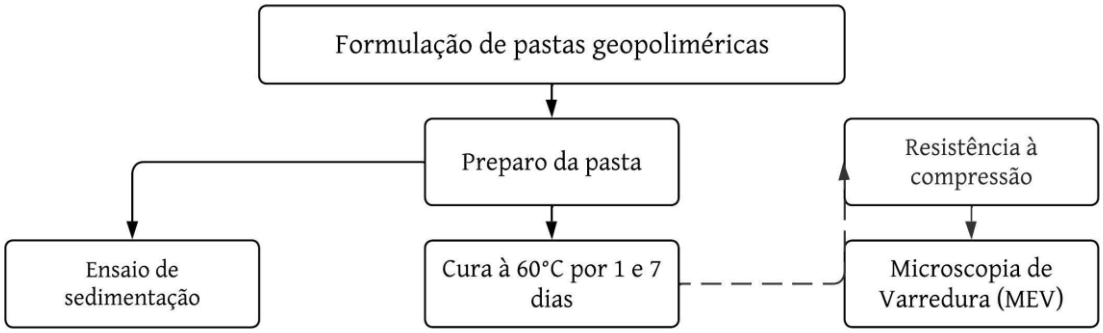


Figura 1: Fluxograma de experimentos

Para os ensaios de sedimentação, as pastas geopoliméricas foram previamente homogeneizadas a 38°C (simulando BHCT). Após 30 min de homogeneização, elas foram vertidas em tubos de decantação e colocadas em um banho termostático, onde permaneceram por 24 horas à 60°C. Após serem removidas do banho, os cilindros foram abertos na parte superior e se houvesse fluidos existentes no topo, seriam eliminados. O espaço restante até o topo do cilindro foi preenchido com uma seringa, obtendo-se um volume em centímetros cúbicos (cm3). A redução do topo foi obtida pela conversão do volume em comprimento, expresso em mm. Posteriormente, as pastas endurecidas foram removidas dos cilindros e 20mm de topo e fundo foram seccionadas. A seção mediana foi então seccionada em quatro partes iguais. Com base no princípio

ISBN: 978-65-5222-057-8

de Arquimedes, foi verificada a diferença de densidade entre as seções superior e inferior.

O ensaio de resistência à compressão foi realizado em triplicata. As pastas foram colocadas em moldes metálicos cúbicos com bordas de 50,00 mm e curadas por 24 horas e 7 dias em banho termostático, sob agitação, a uma temperatura de 60°C. A ruptura dos corpos de prova foi realizada utilizando uma máquina universal de ensaios mecânicos Shimadzu (Kyoto, Japão) AG-I de 300 kN, controlada pelo software Trapezium X. Os ensaios de compressão foram realizados à temperatura ambiente com uma velocidade de carregamento de 72,2 kN/min. As amostras endurecidas foram então analisadas por meio de Microscopia Eletrônica de Varredura acoplada com Espectroscopia de Energia Dispersiva (EDS), a fim de se observar a morfologia dos grãos e a compactação do material cimentício. Foi utilizado o equipamento VEGA 4 da Tescan com detectores SE e BSE com tensão de aceleração entre 10-20KeV.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Ensaio de estabilidade

O teste de estabilidade é fundamental para o sistema analisado, pois avalia a coesão entre as partículas. A ausência dessa coesão pode resultar em floculação e separação de fases, o que compromete a adequação da pasta tanto de cimento quanto um outro material cimentício, no caso deste estudo, geopolímeros, para uso em poços. Pastas que apresentem uma diferença de massa específica superior a 0,5 lb/gal (0,06 g/cm³) entre o topo e o fundo são consideradas inadequadas para aplicação. A Figura 2 apresenta os resultados de estabilidade das amostras de geopolímero. Como se pode observar, todas as formulações apresentaram diferença entre o fundo e o topo dentro do limite estabelecido pela API, o que mostra que a interação entre os precursores e o ativador se mostrou satisfatório e não sedimentando após a cura.

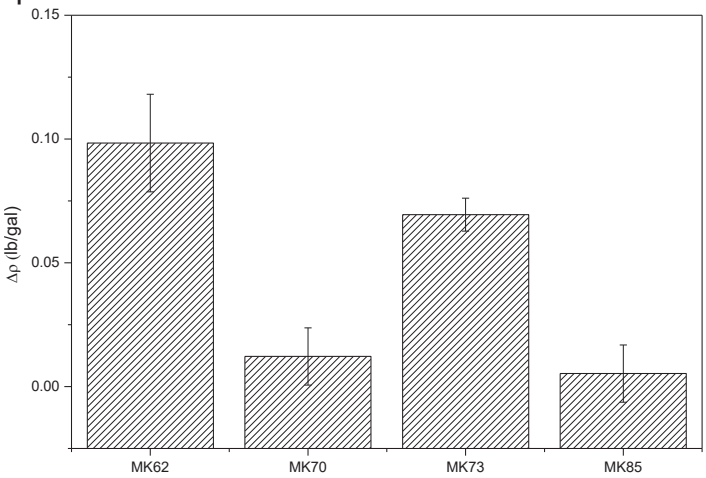


Figura 2: Estabilidade das pastas geopoliméricas

ISBN: 978-65-5222-057-8

Além disso, como pode ser observado na Figura 3, as amostras estudadas não apresentaram rebaixamento de topo, o que corrobora com a possibilidade de uso de geopolímeros em campo. Segundo Wang et al. (2025), adicionar fly ash aos sistemas cimentícios propicia uma melhor estabilidade.

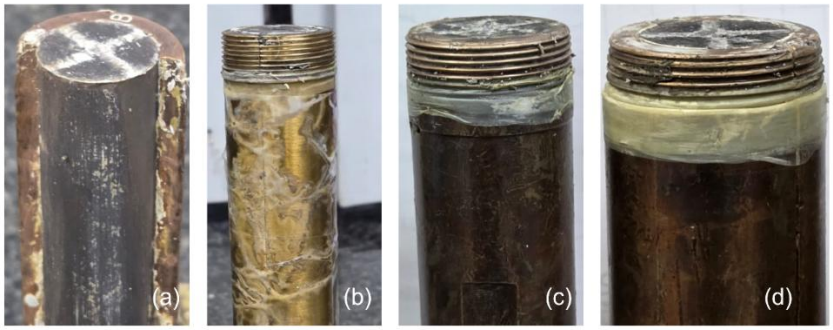


Figura 3: Topo dos corpos de prova após cura de 24 horas à 60°C.

Resistência à compressão

A figura 4 mostra os resultados de resistência à compressão após 24 horas e 7 dias à 60°C. Analisando a figura pode-se observar que todas as amostras apresentaram um aumento em resistência após 7 dias de cura. Tal crescimento se deve às reações de geopolimerização que continuam até atingirem estabilidade. Os produtos de reação, diferentemente do cimento Portland, que se dá por meio de hidratação, ainda não são totalmente conhecidos na literatura, o que propicia um novo caminho de estudos relevantes.

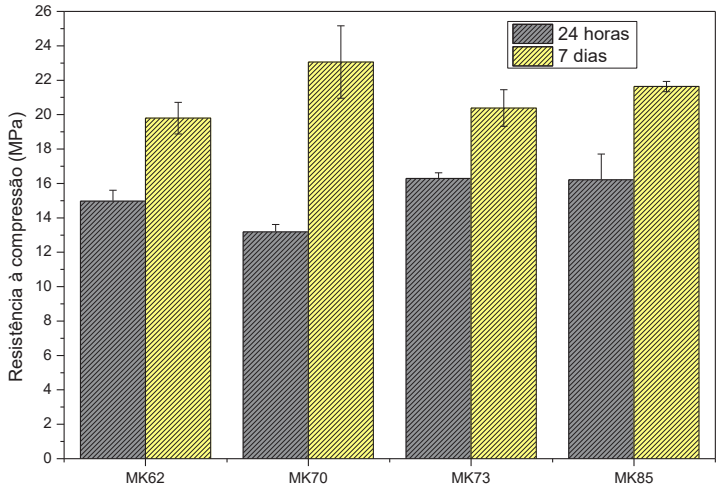


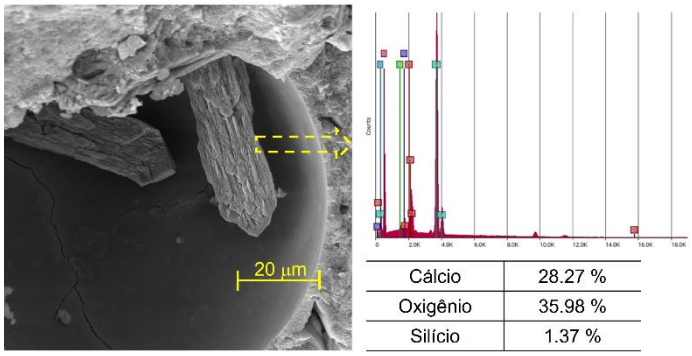
Figura 4: Resistência à compressão das pastas geopoliméricas após 24h e 7 dias de cura à 60° C.

É possível notar que a amostra MK70, que tem densidade de 12lb/gal e contendo em sua formulação 15%bwob de fly ash, apresentou um maior ganho de resistência à compressão (42,8%), enquanto que a pasta MK73 (densidade

ISBN: 978-65-5222-057-8

12,5 lb/gal e 12%bwob de fly ash) resultou no menor ganho em resistência (20,05%). As pastas MK62 e MK85 mostraram aumento de 24,37% e 25,04% respectivamente. A última não apresenta fly ash em sua formulação, o que demontra que o precursor primário metacaulim já apresenta por si só uma interação satisfatória com o ativador alcalino.

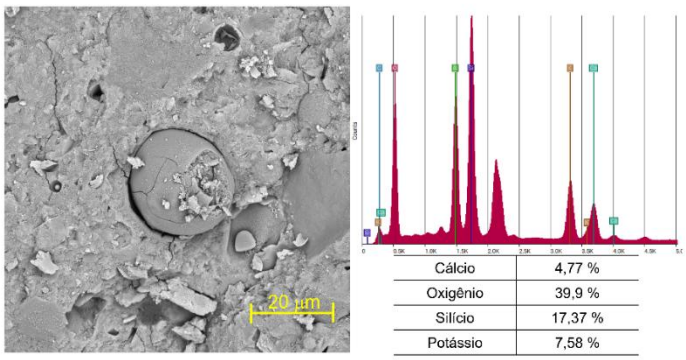
A fim de se observar a morfologia dos grãos e dos produtos formados após a reação de geopolimerização, as análises de Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) combinado com a Espectroscopia de Energia Dispersiva (EDS) foram conduzidas. A figura 5 mostra uma imagem obtida da amostra MK62, aliado à análise de EDS, onde apresenta um grão de GGBFS não reagido, percebido devido ao alto teor de Ca^{2+} característico deste material suplementar.



Cálcio	28.27 %
Oxigênio	35.98 %
Silício	1.37 %

Figura 5: Imagem de MEV com EDS da amostra MK62

As figuras 6, 7 e 8 apresentam imagens das amostras MK70, MK73 e MK85, respectivamente. Nota-se que as amostras com maiores concentrações de fly ash apresentaram um maior empacotamento da matriz, enquanto a amostra MK85, apresentou com pouco preenchimento entre os grãos.



Cálcio	4,77 %
Oxigênio	39,9 %
Silício	17,37 %
Potássio	7,58 %

Figura 6: Imagem de MEV com EDS da amostra MK70

ISBN: 978-65-5222-057-8

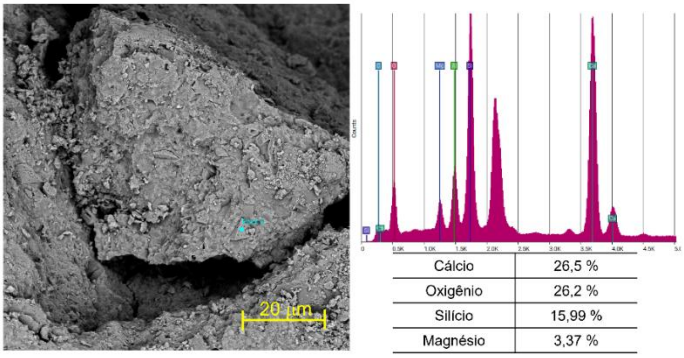


Figura 7: Imagem de MEV com EDS da amostra MK73

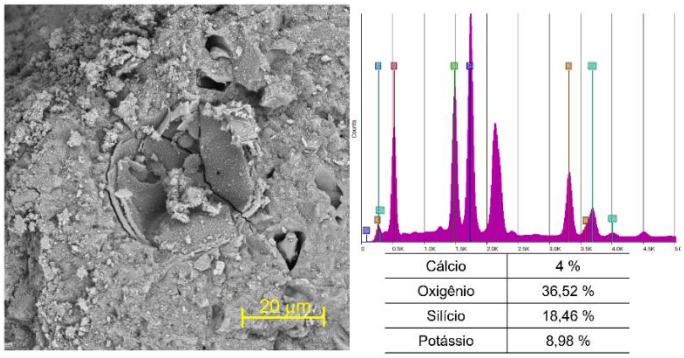


Figura 8: Imagem de MEV com EDS da amostra MK85

CONCLUSÕES

O presente trabalho teve como objetivo a formulação de pastas leves de geopolímero base metacaulim/fly ash para aplicação em poços com baixo gradiente de fratura. A partir dos resultados algumas conclusões podem ser definidas

- As pastas de geopolímero apresentaram resultados satisfatórios quanto a estabilidade. Todas as pastas mostraram $\Delta\rho$ dentro do limite estabelecido pela API;
- Os resultados de resistência à compressão das pastas com 24 horas de cura à 60°C são comparáveis aos do cimento Portland, e todas elas apresentaram um ganho de resistência após 7 dias de cura. O maior crescimento se deu na pasta MK70, tendo densidade 12 lb/gal e contendo 15% de fly ash em sua composição.
- A presença do fly ash pouco alterou a sinergia quanto à resistência dos corpos, visto que a pasta MK85 que não continha aquele precursor também apresentou resultados satisfatórios. No entanto, o fly ash contribuiu diretamente na misturabilidade da pasta, deixando-as mais fluidas.

ISBN: 978-65-5222-057-8

- As pastas de geopolímero têm a possibilidade direta de aplicação em campo, sendo necessária a adequação quanto às necessidades do poço.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADJEI, Stephen; ELKATATNY, Salaheldin; ABDELFATTAH, Ahmed Mohsen. New lightweight cement formulation for shallow oil and gas wells. *ACS Omega*, [S. l.], v. 5, n. 49, p. 32094–32101, 2020.

AL-SHAHRANI, A. M.; AL-KAHTANI, S. A.; AL-HARTHY, A. S. Advances in oil well cementing: review and future perspectives. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 213, p. 110548, 2022.

DANTAS, Carlos; GASPAROTTO, Luiz; LIMA, João Néo de Andrade; MEDEIROS, Daniel de; FREITAS, Júlio de Oliveira. *Evaluation of nanosilica-modified lightweight cement slurries for high-temperature oil wells at low fracture pressure*. SSRN Electronic Journal, 2023.

ESHKORAEV, Samariddin. **Portland cement composition, properties, and application**. *Multidisciplinary Journal of Science and Technology*, v. 4, n. 1, p. 250–263, 2024.

GOMES, Fernando S. Jr.; BHANSALI, Shekhar; VALLADÃO, Viviane; MARANHÃO, Fabíola; BRANDÃO, Daniele; DELFINO, Carolina; ASTHANA, Nidhi. *Sustainable catalysts: Advances in geopolymer-catalyzed reactions and their applications*. Journal of Molecular Structure, [S.l.], v. 1336, p. 142017, 2025.

KHALIFEH, Mahmoud; SAASEN, Arild; HODNE, Helge; GODØY, Rune; VRÅLSTAD, Torbjørn. *Geopolymers as an alternative for oil well cementing applications: a review of advantages and concerns*. Journal of Energy Resources Technology, [S. l.], v. 140, n. 9, p. 092801, set. 2018.

MAAGI, Mtaki T.; LUPYANA, Samwel D.; JUN, Gu. *Nanotechnology in the petroleum industry: Focus on the use of nanosilica in oil-well cementing applications – A review*. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [S.l.], v. 189, 107397, 2020.

MOEIN, Mohammad Mohtasham; MOEIN, Ali Mohtasham; SARADAR, Ashkan; RIGBY, Sam E.; TAZARI, Hassan; KARAKOUZIAN, Moses. *Mechanical properties of Portland cement concrete mixed with different doses of recycled brick powder and steel fiber*. **Heliyon**, [S.l.], v. 11, n. 2, e41900, 30 jan. 2025.

SANTOS, H. T.; LIMA, F. M. de; GOMES, M. F. **Estudo das propriedades densidade, estabilidade e resistência à compressão de pasta leve de cimento para poço de petróleo com o uso de incorporador de ar**. *Revista Eletrônica de Materiais e Processos*, v. 12, n. 3, p. 168–173, 2017.

SILVA, Gilson Vicente da; BORGES, Simone Pereira Taguchi; BARAÑANO, Audrei Giménez. Physical, chemical and mechanical properties of cements type

ISBN: 978-65-5222-057-8

CPI and CPV obtained with different proportions of clinker with lime filler. *Revista Saúde e Desenvolvimento*, v. 10, n. 13, 2021.

SINGH, N. B.; MIDDENDORF, B. Geopolymers as an alternative to Portland cement: An overview. *Construction and Building Materials*, v. 227, p. 117455, 2019.

SIYAL, Ahmer Ali; RADIN MOHAMED, Radin Maya Saphira; SHAMSUDDIN, Rashid; RIDZUAN, Mohd Baharudin. A comprehensive review of synthesis kinetics and formation mechanism of geopolymers. *RSC Advances*, v. 14, n. 1, p. 446–462, 2 jan. 2024.

THAPA, S.; DEBNATH, S.; KULKARNI, S. et al. Mechanical properties of geopolymer concrete incorporating supplementary cementitious materials as binding agents. *Discover Civil Engineering*, [S. l.], v. 1, art. 62, 2024.

XIANG, Sheng; GUO, Menghuan; ZHOU, Yingwu; HUANG, Ziqing. Tailoring thermal performance of geopolymer via metakaolin/fly ash ratio and activator variation. *Journal of Building Engineering*, v. 103, 1 jun. 2025, p. 111856.

YUE, Jiaping; LIU, Zhaonian; WANG, Jie; SUN, Ting; WU, Zhiqiang; GENG, Yanan. A low-cost and low-density cement slurry system suitable for a shallow unconsolidated stratum. *Advances in Materials Science and Engineering*, [S. l.], v. 2020, art. 1628281, 2020.

ZHANG, X.; LI, Y.; WANG, Z.; LIU, Y.; LI, H.; LI, Y.; ZHANG, Y. Development of a low-density cement slurry for cementing in leaky layer. *Construction and Building Materials*, v. 358, p. 129301, 2024.

ISBN: 978-65-5222-057-8

IMPLEMENTAÇÃO DE UM MODELO NEURONAL PARA A ESTIMATIVA DE PERFIS DE SEDIMENTAÇÃO DE SÓLIDOS ADENSANTES EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO CONFINADOS

José Izaquiel Santos da Silva[1], Allan Barbosa Geoffroy Motta[2], Elessandre Alves de Souza[3], Luís Américo Calçada[2], Luiz Augusto da Cruz Meleiro[2], Cláudia Miriam Scheid[*2]

*[1]Instituto de Ciência e Tecnologia, Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri, e-mail: izaquiel@ict.ufvjm.edu.br, [2]Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, e-mails: calcada@ufrrj.br, meleiro@ufrrj.br, *scheid@ufrrj.br, [3]CENPES/PETROBRAS, e-mail: elessandre@petrobras.com.br*

RESUMO

A sedimentação de sólidos adensantes em fluidos de perfuração é um desafio na exploração e produção de petróleo, afetando a segurança e a eficiência operacional dos poços. Durante a perfuração, esses fluidos cumprem funções essenciais, mas, com o tempo, os sólidos presentes podem formar um sedimento pouco permeável na região anular, que em alguns casos pode cobrir a sapata do poço. Um dos principais desafios associados à sedimentação de sólidos é a previsão precisa dos perfis de concentração com o tempo e a altura de sedimento dentro anular. Nos últimos 15 anos, o LEF/UFRRJ vem desenvolvendo um software de sedimentação baseado nas equações de conservação da massa e da quantidade de movimento. O software tem sido validado a partir de dados experimentais, cuja obtenção é complexa e onerosa, demandando longos períodos de aquisição. Com base nos dados experimentais disponíveis, propôs-se, neste trabalho, a utilização de redes neuronais artificiais (RNAs) capazes de gerar dados virtuais de altura de sedimento, os quais poderão ser utilizados para aprimorar o desempenho do software fundamentado em equações fenomenológicas validadas com dados experimentais. As RNAs são uma abordagem promissora para predizer o comportamento da sedimentação, superando limitações de modelos fenomenológicos em cenários complexos. O objetivo desse trabalho foi desenvolver um modelo de RNA *feedforward* capaz de estimar os perfis de concentração de sólidos adensantes em fluidos de perfuração confinados. A RNA foi treinada com dados sintéticos e validada com dados experimentais reais de sedimentação. Os resultados obtidos demonstraram que o modelo foi capaz de estimar, com confiabilidade, os perfis de concentração de sólidos adensantes, apresentando um erro médio de MSE = $3{,}38\times10^{-6}$%. Essa abordagem revela elevado potencial para a geração de dados sintéticos de sedimentação, contribuindo para o aprimoramento do modelo fenomenológico que serve de base ao simulador do LEF/PETROBRAS.

Palavras-chave: Sedimentação de sólidos, Fluidos de perfuração, Redes neuronais artificiais, Modelagem computacional, Concentração de adensantes.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUÇÃO

A sedimentação de sólidos adensantes em fluidos de perfuração compromete a estabilidade de poços, a eficiência operacional e a segurança, sendo um desafio crítico na engenharia de petróleo. Durante as operações de perfuração, esses fluidos desempenham funções essenciais como controle de pressão de formação, estabilização de paredes do poço, lubrificação e transporte de cascalho e refrigeração da broca (Fagundes *et al*., 2022). No entanto, a presença de sólidos adensantes, como bentonita, barita e materiais de corte, pode levar à formação de depósitos compactos no fundo do poço, reduzindo a eficiência hidráulica e aumentando riscos operacionais, como perda de circulação e colapso da coluna de perfuração (Fagundes *et al*., 2019).

A previsão precisa do comportamento de sedimentação é complexa devido à natureza não newtoniana dos fluidos de perfuração. Além disso, a dinâmica de sedimentação é influenciada por múltiplos fatores, incluindo concentração de sólidos, reologia do fluido base, geometria do poço e condições de confinamento (Chhabra, 2010; Fagundes, 2019; Darby, 2022).

Na abordagem da modelagem matemática fenomenológica, os estudos são realizados com base em modelos fundamentados em equações de conservação de massa e quantidade de movimento. Esses modelos requerem extensa validação, que é tanto custosa quanto demorada devido à complexidade dos procedimentos laboratoriais (Oliveira, 2018; Ioneseu *et al*., 2020). Buscado minimizar a obtenção de dados experimentais na validação desses modelos, uma alternativa é a geração de dados virtuais a partir de ajustes de dados experimentais, que pode ser vantajosa para suprir a demanda por dados no treinamento e validação de modelos de redes neurais, especialmente em áreas com limitação de dados reais. Conforme demonstrado por Arvanitis *et al*. (2022), na área da saúde, técnicas de aprendizado de máquina para criação de dados virtuais têm sido eficazes para melhorar a validação de modelos complexos, incluindo os fenomenológicos.

Nesse contexto, técnicas de aprendizado de máquina, particularmente redes neuronais artificiais (RNAs), surgiram como ferramentas poderosas para modelagem de processos complexos (Haykin, 2009). As RNAs são capazes de aprender relações não lineares entre variáveis de entrada e saída sem exigir equações constitutivas explícitas, generalizar comportamentos a partir de dados históricos, reduzindo a dependência de experimentos laboratoriais, processar grandes volumes de dados multivariados, como perfis temporais de concentração e propriedades reológicas (Bishop, 2006). Assim, as redes neuronais artificiais podem ser uma poderosa ferramenta para prever o comportamento da sedimentação e gerar dados sintéticos para complementar resultados experimentais.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de um modelo de rede neuronal *feedforward* capaz de estimar perfis de concentração de sólidos adensantes em fluidos de perfuração confinados. O modelo visa fornecer previsões confiáveis da evolução espacial e temporal da sedimentação de sólidos, oferecendo uma alternativa eficiente aos métodos experimentais tradicionais enquanto apoia o aprimoramento dos modelos fenomenológicos existentes.

METODOLOGIA

O estudo foi conduzido utilizando dados experimentais de sedimentação disponibilizados pela Universidade Federal de Uberlândia em parceria com o Laboratório de Escoamento de Fluidos da UFRRJ. O conjunto de dados incluiu medições temporais e espaciais de concentração de sólidos em várias composições de fluidos de perfuração sob condições controladas.

Quatro fluidos de perfuração à base de olefina foram estudados (Tabela 1), variando em razão óleo/água, presença de adensante e propriedades físicas.

Tabela 1: Dados dos fluidos de perfuração estudados.

	Razão óleo/água	Adensado com carbonato	ρ (g/cm^3) do Fluido	ρ (g/cm^3) Sólidos	Teor (%) inicial de sólidos
Fluido 1	60/40	Sim	1,4083	2,4934	29,82
Fluido 2	60/40	Não	1,0568	2,1373	11,83
Fluido 3	80/20	Sim	1,2902	2,5253	25,19
Fluido 4	80/20	Não	0,9437	2,2251	6,88

Neste trabalho, a geração de dados sintéticos pode ser vantajosa, pois habilita a possibilidade de obtenção de mais informações a partir de ajustes de dados experimentais, os quais poderão suprir as demandas de dados para treinamento e validação de modelos de redes neuronais para gerar dados virtuais, os quais são usados na validação dos modelos fenomenológicos. Assim, foram feitos ajustes dos dados experimentais, gerando equações customizadas, as quais servirão para a geração dos pontos sintéticos. Adicionalmente, devido ao comportamento complexo de alguns dos fluidos, em alturas específicas da coluna experimental, foi necessário dividir a curva de concentração versus tempo em duas ou mais regiões, para facilitar e possibilitar o melhor ajuste, gerando uma equação para cada região delimitada.

Foi implementada uma arquitetura de rede neuronal do tipo *feedforward*, consistindo em uma camada de entrada (com 7 neurônios, sendo 1 neurônio para cada variável informada: a razão óleo/água, a presença de adensante, a densidade da suspensão, a densidade dos sólidos constituintes do fluido, o teor inicial de sólidos no fluido, a altura da coluna experimental e o tempo experimental. A rede possui 3 camadas ocultas, com 15 neurônios na primeira

ISBN: 978-65-5222-057-8

camada oculta, 12 na segunda, e 8 na terceira. Na saída, a rede possui uma camada com 1 neurônio, em que se tem a concentração de sólidos desejada. Foram utilizadas funções de ativação ReLU. A rede foi treinada usando o algoritmo de otimização Adam com taxa de aprendizado de 0,001 e parada antecipada para evitar sobreajuste. Os dados sintéticos foram gerados com 300 pontos a partir de interpolações suaves entre os dados experimentais. Foi feita a normalização (escalonando entradas para a faixa [0,1]) e randomização (70% treinamento, 15% validação, 15% teste). Na sequência, a rede foi treinada com essas informações, e o desempenho do modelo foi avaliado usando métricas de erro quadrático médio (MSE) e coeficiente de determinação (R^2). O modelo foi implementado e executado no *software* Matlab, versão R2024b.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os ajustes realizados nos dados experimentais para gerar dados sintéticos mostraram-se adequados para descrever o processo de sedimentação, apresentando erro quadrático médio (MSE) igual a $2{,}15\times10^{-8}$, e coeficiente de determinação (R^2) superior a 0,99. A arquitetura da rede implementada pode ser observada na Figura 1. A rede é do tipo *Feedforward Neural Network*, e possui 1 camada na entrada (Inputs), com 7 neurônios, sendo 1 neurônio para cada variável informada: a razão óleo/água (ROA), a presença de adensante (adensante), a densidade da suspensão (Densid.$_{susp}$), a densidade dos sólidos constituintes do fluido (Densid.$_{sól}$), o teor inicial de sólidos no fluido (Teor.$_{sól}$), a altura da interface clarificado-suspensão (Altura) e o tempo experimental (tempo). A rede possui 3 camadas ocultas (hidden layer), com 15 neurônios na primeira camada oculta, 12 na segunda, e 8 na terceira. Na saída, a rede possui uma camada (Outputs) com 1 neurônio, em que se tem a concentração de sólidos desejada (Cs).

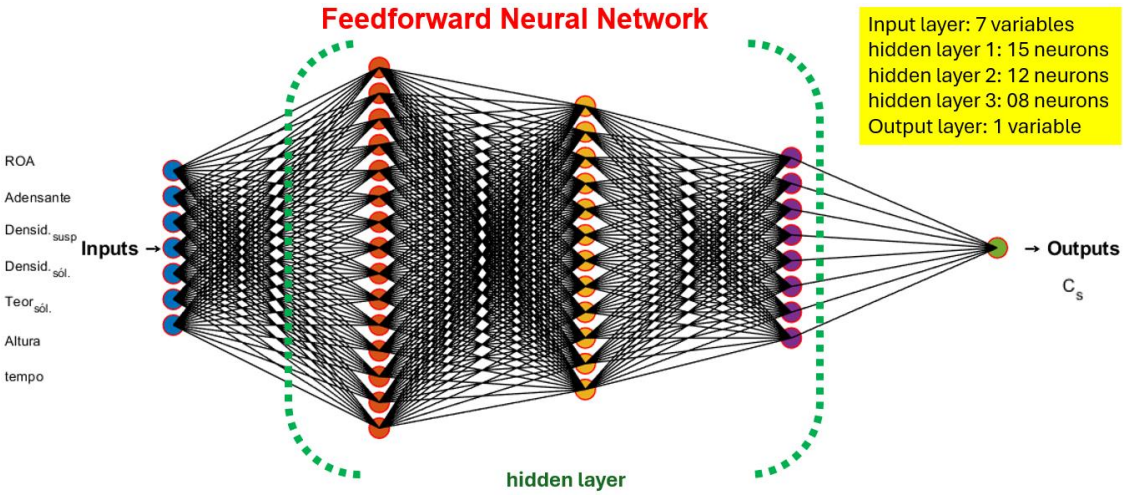


Figura 1: Estrutura da rede neuronal implementada, e informações de entrada, de saída e da camada oculta.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A rede foi treinada utilizando os dados sintéticos normalizados e com randomização (70% treinamento, 15% validação, 15% teste). A Figura 2 apresenta o histograma dos erros (diferença entre os valores-alvo e as saídas da rede) utilizando 20 classes no eixo X (20 bins), enquanto o eixo Y indica a quantidade de instâncias que se enquadram em cada intervalo de erro. O gráfico detalha a distribuição dos erros para os subconjuntos de treinamento (em azul), validação (em verde) e teste (em vermelho), com a linha laranja representando o erro zero. Observa-se que a grande maioria dos erros está concentrada em torno de zero, com distribuição simétrica e baixa dispersão. Esse padrão é consistente nos três subconjuntos (treinamento, validação e teste), o que indica que o modelo apresenta alta precisão e generalização adequada, sem sinais de overfitting ou underfitting. Além disso, a ausência de assimetria acentuada na distribuição reforça que a rede não apresenta viés sistemático para superestimar ou subestimar os valores preditos.

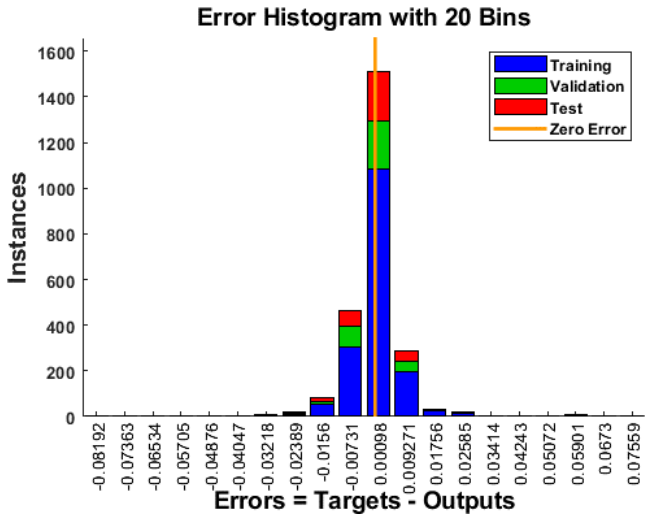


Figura 2: Histograma - distribuição dos erros de predição - treinamento da rede.

A Figura 3 apresenta os gráficos de regressão entre os valores preditos (outputs) e os valores-alvo (targets) para os subconjuntos de treinamento, validação, teste e para o conjunto completo. Em todos os quadros, observa-se que o coeficiente de correlação (R) é superior a 0,997, indicando excelente desempenho preditivo da rede neural. O alto grau de correlação linear, evidenciado pela forte aderência dos pontos à linha de referência (linha pontilhada onde saída = alvo), demonstra que o modelo foi capaz de aprender de forma eficaz a relação entre as variáveis de entrada e saída. A pequena dispersão em torno da linha ideal e a proximidade entre os coeficientes R para os três subconjuntos sugerem não apenas alta acurácia, mas também boa capacidade de generalização, sem sinais evidentes de sobreajuste (overfitting). Esses resultados indicam que o modelo conseguiu capturar adequadamente a dinâmica do processo de sedimentação representado pelos dados, explicando mais de 99% da variabilidade observada dentro dos limites considerados para o treinamento e a validação.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A rede neuronal desenvolvida foi testada e validada, alcançando bom desempenho na estimativa de perfis de concentração de sólidos, com erro quadrático médio de $3{,}38\times10^{-6}$% no conjunto de teste (Figuras 4 a 7). Essa precisão indica uma boa capacidade do modelo de capturar não apenas a tendência geral da sedimentação, mas também variações sutis ao longo do tempo, como evidenciado pela aderência às curvas experimentais em todos os fluidos estudados.

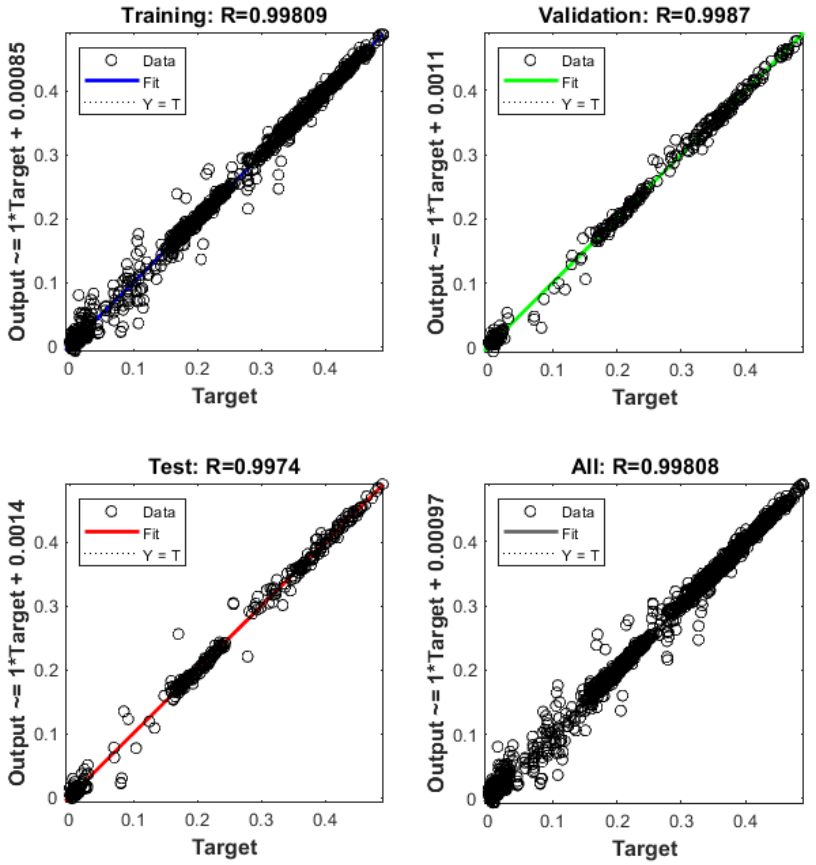


Figura 3: Coeficiente de determinação (R^2) para o treinamento da rede.

A Figura 4 mostra a comparação entre os dados experimentais e as previsões da rede neural para o Fluido 1, em diferentes alturas de amostragem ao longo do tempo.

ISBN: 978-65-5222-057-8

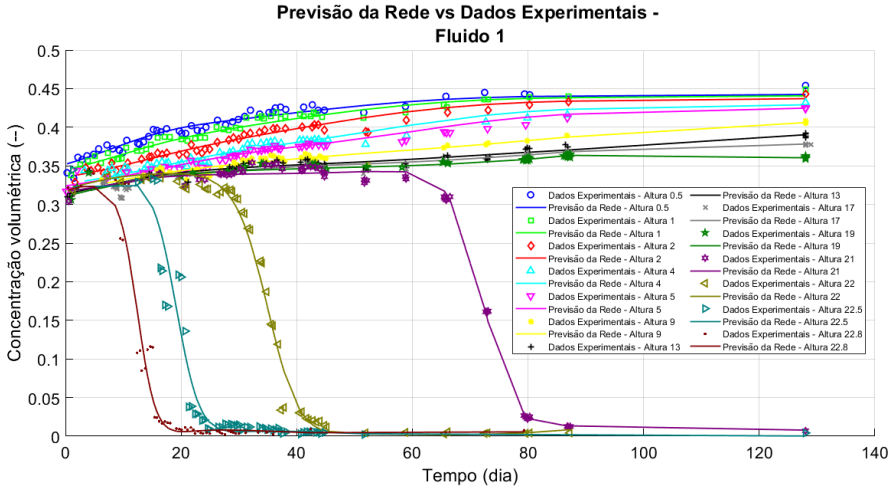


Figura 4: Comparação entre os dados experimentais e as previsões da rede neural para o Fluido 1 - concentração volumétrica de sólidos (% v/v) na saída da rede versus o tempo experimental (dia) para cada altura selecionada (cm).

Observa-se que o modelo neural foi capaz de estimar com elevada precisão tanto a fase dinâmica inicial da sedimentação — caracterizada por variações acentuadas nas concentrações — quanto a fase de estabilização, marcada por uma aproximação assintótica da concentração ao longo do tempo. A capacidade da rede neural em capturar com fidelidade não apenas os perfis suaves de decaimento, mas também as transições abruptas observadas em determinadas alturas (como 21cm, 22cm, 22,5cm e 22,8cm), indica sua competência em modelar padrões dinâmicos altamente não lineares, típicos de sistemas de sedimentação de suspensões concentradas. Além disso, a rede demonstrou sensibilidade suficiente para reproduzir variações sutis — inferiores a 0,5% em volume — o que reforça a robustez da arquitetura empregada e sua capacidade de generalização mesmo diante de flutuações experimentais. Resultados semelhantes foram observados para os demais fluidos estudados, sugerindo a consistência do desempenho do modelo em diferentes condições operacionais.

Os resultados para o Fluido 2 podem ser observados na Figura 5, com a previsão da rede em comparação com os dados experimentais reais. Assim como para o Fluido 1, a rede foi capaz de reproduzir com elevada fidelidade tanto a fase inicial de sedimentação — caracterizada por variações acentuadas e rápidas nos perfis de concentração — quanto a fase posterior de estabilização. O modelo também conseguiu prever adequadamente os comportamentos mais complexos, como as quedas abruptas nas concentrações observadas em determinadas alturas, evidenciando sua capacidade de modelar fenômenos dinâmicos fortemente não lineares. A boa aderência entre os dados experimentais e os valores previstos em todas as regiões do perfil vertical do sistema demonstra que a rede neural apresenta desempenho robusto e generalizável.

ISBN: 978-65-5222-057-8

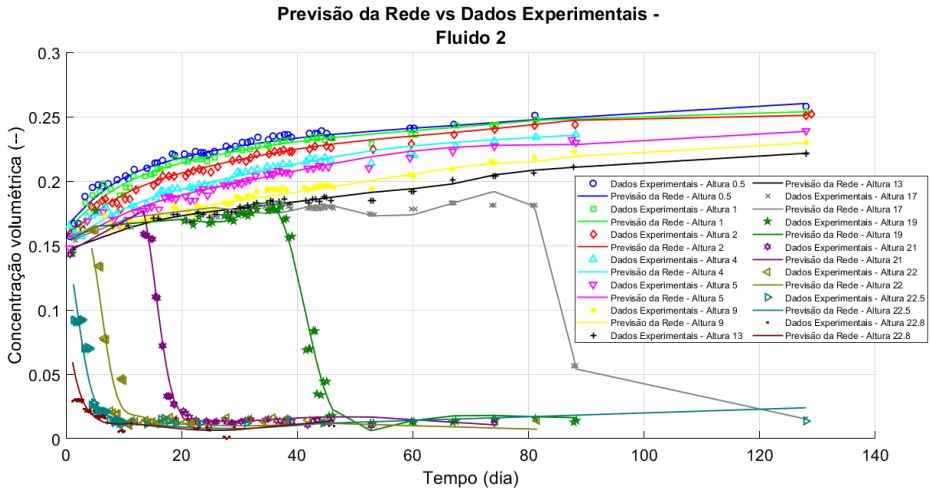


Figura 5: Comparação entre os dados experimentais e as previsões da rede neural para o Fluido 2 - concentração volumétrica de sólidos (% v/v) na saída da rede versus o tempo experimental (dia) para cada altura selecionada (cm).

A Figura 6 apresenta os resultados obtidos para o Fluido 3, comparando as previsões da rede neural com os dados experimentais em diferentes alturas de amostragem ao longo do tempo. Observa-se que, em todas as posições avaliadas, a rede foi capaz de prever com elevada precisão os perfis de concentração volumétrica, tanto durante a fase inicial da sedimentação quanto no regime de estabilização.

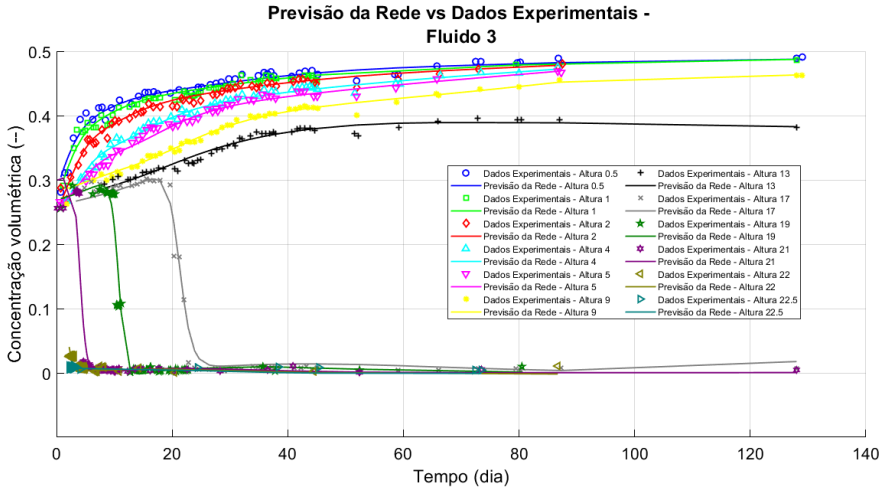


Figura 6 Comparação entre os dados experimentais e as previsões da rede neural para o Fluido 3 - concentração volumétrica de sólidos (% v/v) na saída da rede versus o tempo experimental (dia) para cada altura selecionada (cm).

A Figura 7 apresenta os resultados da comparação entre os dados experimentais e as previsões da rede neural para o Fluido 4. Assim como nos casos anteriores, a rede demonstrou desempenho satisfatório na predição dos perfis de concentração volumétrica, tanto durante a fase inicial de sedimentação acelerada quanto nas etapas subsequentes de estabilização.

ISBN: 978-65-5222-057-8

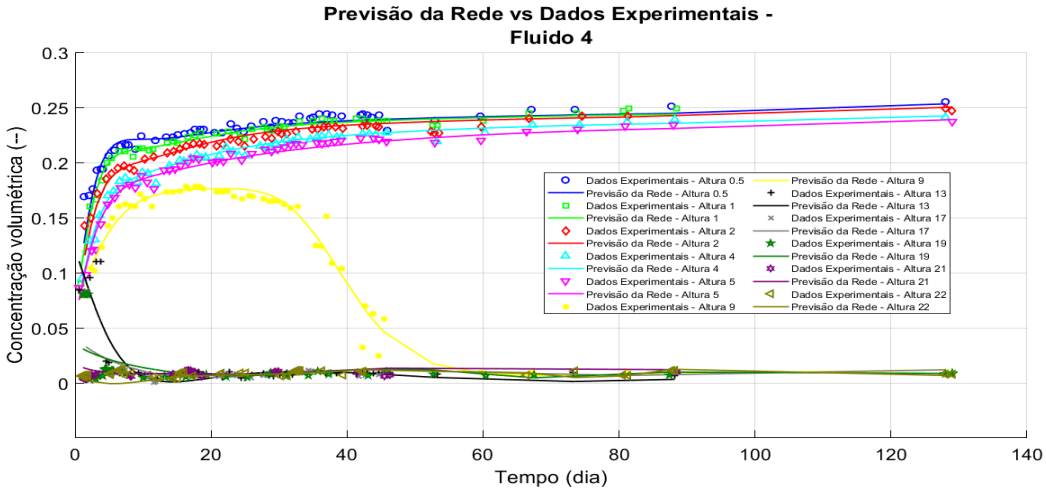


Figura 7: Comparação entre os dados experimentais e as previsões da rede neural para o Fluido 4 - concentração volumétrica de sólidos (% v/v) na saída da rede versus o tempo experimental (dia) para cada altura selecionada (cm).

A boa concordância entre os dados experimentais e as previsões da rede em todas as alturas analisadas indica que o modelo foi capaz de capturar adequadamente a dinâmica vertical da sedimentação. Mesmo em regiões com maior variação temporal, o comportamento não linear do sistema foi representado com precisão.

CONCLUSÕES

Foi proposto um modelo de rede neuronal para estimativa de perfis de sedimentação de sólidos adensantes em fluidos de perfuração. O modelo apresentou desempenho com de MSE = $3{,}38\times10^{-6}$%.

Os perfis de concentração de sólidos ao longo da altura da coluna de teste em função do tempo foram reproduzidos pelo modelo, inclusive nas zonas de transição entre as camadas de sedimento e sobrenadante. As previsões de evolução temporal coincidiram com observações experimentais, incluindo as curvas características em forma de S dos processos de sedimentação. A RNA demonstrou robustez ao lidar com dados de diferentes composições de fluidos, sugerindo boa capacidade de generalização. Os dados sintéticos gerados podem contribuir com a validação dos modelos fenomenológicos utilizados em simuladores industriais, particularmente aqueles desenvolvidos pelo LEF/PETROBRAS. Adicionalmente, a possibilidade de expansão do conjunto de dados de treinamento, a partir da geração desses dados sintéticos, para incluir composições de fluidos e condições operacionais mais diversas pode aprimorar ainda mais a robustez e aplicabilidade do modelo. A abordagem proposta permite que dados virtuais sejam gerados pelo modelo de RNA proposto, podendo ser utilizado na expansão do domínio de ajuste dos parâmetros dos modelos fenomenológicos desenvolvidos pelo LEF. Esta abordagem pode ser aplicada como uma metodologia significativa complementar na obtenção de

ISBN: 978-65-5222-057-8

dados para validar modelos fenomenológicos. O modelo desenvolvido pode ser utilizado para explorar a integração deste modelo de rede neuronal com abordagens fenomenológicas existentes, criando modelos híbridos que combinem as vantagens de ambas metodologias.

AGRADECIMENTOS

A PETROBRAS pelo apoio financeiro SAP (4600669323) e a equipe parceira na UFU pelos dados experimentais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arvanitis, T. N.; White, S.; Harrison, S.; Chaplin, R.; Despotou, G. *A method for machine learning generation of realistic synthetic datasets for validating healthcare applications*. Health Informatics Journal, 28(2). 2022. https://doi.org/10.1177/14604582221077000

Bishop, C. M. *Pattern recognition and machine learning*. Springer. 2006.

Chhabra, R. P. *Non-Newtonian Fluids: An Introduction*. In: Krishnan, J.M., Deshpande, A.P. and Kumar, P.B.S., Eds., Rheology of Complex Fluids, Springer, Berlin, 3-34. 2010. https://doi.org/10.1007/978-1-4419-6494-6_1

Darby, R. *Chemical engineering fluid mechanics* (3rd ed.). CRC Press. 2022.

Fagundes, F. M. *Estudo da sedimentação de partículas em fluidos de perfuração pelo uso da técnica de atenuação de raios gama*. Tese (Doutorado em Engenharia Química). UFU, Uberlândia - MG, 2019.

Fagundes, F. M.; Santos, N. B. C.; Basilio, A.; Souza, E. A.; Damasceno, J. J. R.; Arouca, F. O. *Evaluation of low-gravity-solids sedimentation in non-Newtonian syntheticbased drilling fluids monitored by gamma-ray attenuation technique*. Separation Science and Technology. 2022. https://doi.org/10.1080/01496395.2022.2136576

Fagundes, F. M.; Santos, N. B. C.; Martins, A. L.; Damasceno, J. J. R.; Arouca, F. O. *Gravitational solid-liquid separation of water-based drilling fluids weighted with hematite through the gamma-ray attenuation technique*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.054

Haykin, S. *Neural networks and learning machines* (3rd ed). Pearson Edu. 2009.

Ionescu, C. M.; Birs, I. R.; Copot, D.; Muresan, C. I.; Caponetto, R. *Mathematical modelling with experimental validation of viscoelastic properties in non-Newtonian fluids*. Philosophical Transactions of the Royal Society A, v. 378, 20190284, 2020. DOI: https://doi.org/10.1098/rsta.2019.0284

Oliveira, G. M. *Modelagem matemática de fenômenos transitórios em fluidos não-newtonianos*. Tese (Doutorado Eng.Mecânica). UTFPR, Curitiba - PR, 2018.

ISBN: 978-65-5222-057-8

BLOW TANK DISCHARGE AND DENSE-PHASE PNEUMATIC CONVEYING OF DRILL CUTTINGS: EFFECTS OF OPERATIONAL CONDITIONS AND OPTIMIZATION

Heitor Otacílio Nogueira Altino[1], Claudio Roberto Duarte[1]

Federal University of Uberlandia, Faculty of Chemical Engineering, Av. João Naves de Ávila, 2121, Block 1K, 38408-100 Uberlândia, MG, Brazil, heitor.engquimica@gmail.com

RESUMO

Blow tank discharge and dense-phase pneumatic conveying of drill cuttings from the drill rig to the conveying vessel face challenges such as blockages, irregular discharge, and high-pressure drops. These challenges are intensified in bottom-discharge blow tanks with non-mechanical discharge valves, where both material properties and operational conditions influence discharge efficiency. The primary objective of this study was to investigate how operational conditions affect the discharge and dense-phase pneumatic conveying behavior of drill cuttings in bottom-discharge blow tanks with non-mechanical discharge valves. Specifically, the study aimed to evaluate the effects of airflow rates for pressurization, fluidization, and discharge valve operation, as well as the mass of material in the blow tank, on key response variables such as discharge flow rate, discharge pressure, and line pressure drop in an industrial-scale system. Additionally, the research sought to identify optimal operational conditions to maximize blow tank discharge efficiency while minimizing the risks of blockages and excessive pressure drops during conveying. The results showed that airflow rates and material mass significantly influenced discharge and conveying behavior. Increasing pressurization airflow boosted discharge flow and pressure but also increased pressure drops. Discharge valve airflow had a parabolic effect on the discharge flow rate and pressure but reduced pressure drops as it increased. Fluidization airflow enhanced discharge flow up to its maximum, after which it primarily reduced pressure drops. Material mass improved discharge efficiency up to the point where the conical section of the blow tank was filled, but decreased it at higher loads. Two optimal conditions were identified: one that maximized flow rate but required higher pressure and posed a greater risk of blockages, and another that balanced high flow rates with lower pressure and minimal blockage risk. These findings can help optimize the handling of drill cuttings in drilling operations.

Palavras-chave: cohesive particles; airflow distribution; pressure drop analysis; material handling efficiency; conveying system design.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Efficient discharge from blow tanks and subsequent dense-phase pneumatic conveying are critical in offshore oil and gas operations, particularly for the handling of drill cuttings. These particles are generated during drilling and transported back to the platform via drilling fluids before being conveyed to disposal, storage or onshore treatment units (IOGP, 2016; Morris; Seaton, 2005). Due to their irregular shapes, rough surfaces, wide size distributions, and variable moisture contents, drill cuttings often exhibit cohesive behavior, resulting in low flowability, high internal friction, and poor fluidization.

These characteristics cause operational challenges such as blockages, unstable discharge patterns, and high pressure drops during conveying (IOGP, 2016; Mills, 2004). To address these issues, systems like air injection, vibrapads, and air boosters are commonly used, though their effectiveness is often limited. As a result, dry cuttings with moisture content below 5% are typically conveyed in dilute phase, requiring high velocities (around 30 m/s) and low pressures (1.5–2.0 bar) (Burnett et al., 2004, 2011). Even so, achieving stable dense-phase conveying of dry cuttings remains a major challenge.

Among the available technologies, bottom-discharge blow tanks equipped with non-mechanical valves (Fig. 1, 5g) offer promising results for providing dense-phase conveying of Geldart group B materials, such as cuttings (Klinzing et al., 2010). These tanks use air injection for pressurization and fluidization, and rely on the natural resistance of the material to control discharge. This reduces mechanical complexity and allows pressure to accumulate until discharge initiates. The overall system performance depends on the interaction of several parameters, including material mass, pressurization airflow, fluidization airflow, and discharge valve airflow. These parameters influence discharge rate, internal pressure, and pipeline pressure drop (Mills, 2004).

Previous studies have examined blow tank performance focusing on other materials and system configurations (Alkassar et al., 2019; Freitas et al., 2021; Guiling et al., 2018; Mills, 2001; Ratnayake et al., 2008; Xu et al., 2022; Zhu et al., 2021). However, only a few have investigated drill cuttings, and those focus exclusively on dilute-phase systems using rotary feeders (Malagalage, et al., 2017; Malagalage, 2018; Manjula et al., 2017). To the authors' best knowledge, stable dense-phase conveying of dry cuttings has not been achieved in previous studies. Achieving this mode of transport at low air velocities and high solids loading is particularly desirable, as it reduces the volume of material to be handled, minimizes pipeline wear, and enhances system efficiency (Morris; Seaton, 2005).

This study quantifies and models the effects of pressurization airflow, fluidization airflow, discharge valve airflow, and loaded cuttings mass on discharge flow rate, internal pressure, and pipeline pressure drop in bottom-discharge blow tanks equipped with non-mechanical discharge valves. Four parameters were systematically evaluated through a central composite design (CCD) applied to an industrial-scale system. The research defines operating windows that maximize discharge efficiency while minimizing blockage risks and excessive pressure losses during conveying. The core contributions of this study are as follows: (i) the isolation and quantification of the effects of airflow distribution and material mass on blow tank discharge and dense-phase

ISBN: 978-65-5222-057-8

conveying performance; (ii) the experimental validation of optimal operating conditions for dry drill cuttings enabling dense-phase conveying at low air velocities and without the use of air boosters; and (iii) the construction of a state diagram that maps distinct flow regimes and supports the practical design of systems handling dry cuttings.

METHODOLOGY

Dry drill cuttings

The cuttings were provided by Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras®). The material was sampled from the drilling of carbonate rocks in the Campos Basin, Campos, Rio de Janeiro, Brazil. A polymeric water-based drilling fluid was used during the drilling process. The characteristics of the dry material are presented in Table 1.

Table 1 – Characteristics of the dry drill cuttings.

	Geldart group	B
	Sphericity	0.77 ± 0.01
	Sauter mean diameter (μm)	161.73 ± 20.56
	Real density (g.cm^{-3})	2.6990 ± 0.0061
	Particle porosity	0.0355
Composition content	Water content (% g.g^{-1})	0.45 ± 0.08
	Oil content (% g.g^{-1})	0.86 ± 0.22
	Solid content (% g.g^{-1})	98.70 ± 0.24

Experimental apparatus

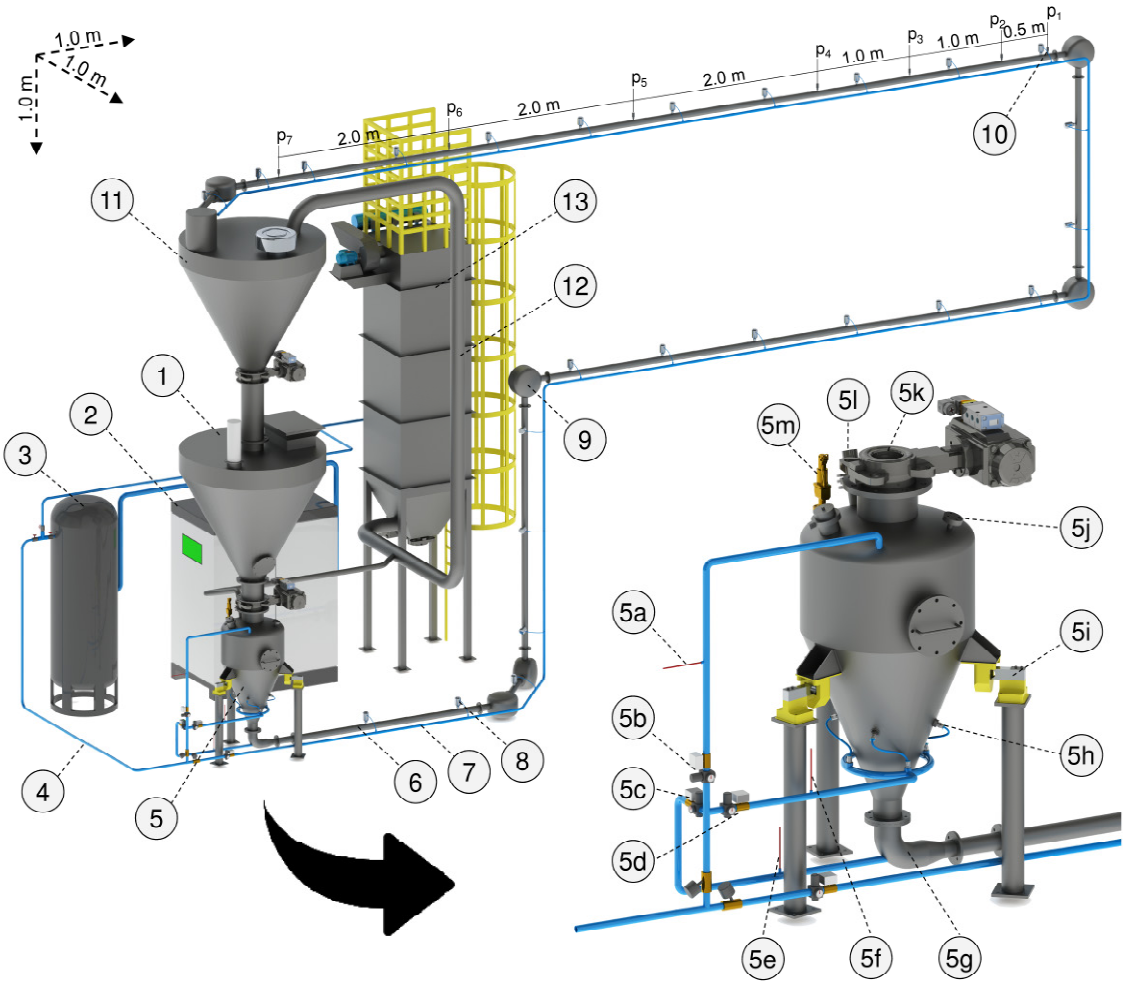
Fig. 1 shows the industrial-scale setup (6.0 × 12.0 × 3.0 m) with a 130 kg capacity per cycle. Operation was automated via a supervisory system (Weintek®, EasyBuilder Pro) linked to a PLC (WEG®, TPW04) and data acquisition unit (NI®, USB-6212).

Drill cuttings were loaded into the feeding hopper (1). With the bag filter (13) on, valves (5k) and (5l) opened, allowing transfer to the blow tank (5), monitored by the weighing system (5i). Once the target mass was reached, both valves closed. The non-mechanical discharge valve (5g) relied on the material to seal the outlet.

Air from the compressor (2) and receiver tank (3) was distributed through a pipeline (4) to the blow tank (5). The pressurization (5b), discharge (5c), and fluidization (5d) airflows were regulated by electronic globe valves. A vibrapad (5h) assisted fluidization. Air velocities (5a, 5e, 5f) were measured using hot-wire anemometers, and the internal pressure of the blow tank was monitored by a pressure transmitter (5j).

Discharge occurred naturally through the pipeline (6), with the flow rate monitored by a weighing system (5i). Air injectors (boosters) (8) were not used. Pressure drop was measured by seven transducers (10) distributed along 8.5 m of the conveying line. After conveying, solids were collected in the receiver hopper (11), while fines were directed to the bag filter (13) via the dust pipeline (12). The material was then recycled back to the feed hopper (1).

ISBN: 978-65-5222-057-8



Captions	5j – Pressure transducer (Hilitand®, BX052218)
1 – Feeding Hopper	5k – Material feeding entrance
2 – Screw compressor (Gardner Denver®, ESM 26)	5l – Venting valve
3 – Air receiver tank (Schulz®, SCS 500)	5m – Safety valve
4 – Compressed air pipeline	6 – Pneumatic conveying pipeline
5 – Blow tank	7 – Auxiliary compressed air pipeline
5a – Air velocity transmitter (Dwyer®, 641)	8 – Compressed air injector (booster)
5b, c, d – Assembly of globe valve and pressure regulator	9 – Ball bend (90°)
5e, f – Air velocity sensor (Newsigar®, MKD820)	10 – Pressure transducer (Hilitand®, BX052218)
5g – Non-mechanical discharge valve	11 – Receiver hopper
5h – Vibrapad	12 – Dirty air pipeline
5i – Load cell (L-2T/R4 703) and transmitter (Alfa®, 3107C)	13 – Bag filter

Fig. 1 – Experimental system for blow tank discharge and pneumatic conveying.

Experimental design

The effects of airflow and material mass on discharge and conveying performance were evaluated using a central composite design (CCD) with three central point replicates (Table 2). Four independent variables were tested: valve openings for tank pressurization (od_1), discharge valve actuation (od_2), and bed fluidization (od_3) (Fig. 1: 5b, 5c, 5d), along with the mass of solids loaded (m). Valve openings and material mass were normalized into dimensionless coded variables (x_1 to x_4) using linear transformations (Eqs. (1)–(4)).

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$x_1 = \frac{od_1 - 41.00(\%)}{9.05(\%)} \quad (1)$$

$$x_2 = \frac{od_2 - 41.00(\%)}{9.05(\%)} \quad (2)$$

$$x_3 = \frac{od_3 - 40.00(\%)}{6.47(\%)} \quad (3)$$

$$x_4 = \frac{m - 80.00(kg)}{32.33(kg)} \quad (4)$$

Three response variables were analyzed: discharge flow rate (W), average internal pressure during discharge (P), and pressure drop per unit length (ΔP/L). W was determined from the linear slope of mass in function of time curves. P was obtained from tank pressure data during discharge, and ΔP/L was calculated from average pressure readings at seven locations (p_1–p_7, Fig. 1), following the Tripathi et al., (2018) procedure. The response variables were correlated with the coded inputs through nonlinear multiple regression (Box et al., 2005).

RESULTS AND DISCUSSION

Statistical analysis of results of experimental design

Table 2 presents the CCD results for drill cuttings, including additional parameters such as solids loading (C), superficial air velocity (U), and the fraction of airflow directed to the blow tank (F_{bt}).

Table 2 – Results of central composite design and additional information.

#	Operational Conditions				Response Variables			Additional Information		
	x_1 (od_1 %)	x_2 (od_2 %)	x_3 (od_3 %)	x_4 (m kg)	W ($kg.s^{-1}$)	P (bar)	ΔP/L (Pa/m)	C (-)	U (m/s)	F_{bt} (%)
1	-1 (31.9)	-1 (31.9)	-1 (33.5)	-1 (47.7)	2.87	0.36	107.4	286.6	2.4	64.2
2	-1 (31.9)	-1 (31.9)	-1 (33.5)	1 (112.3)	1.83	0.58	796.5	188.4	2.3	58.4
3	-1 (31.9)	-1 (31.9)	1 (46.5)	-1 (47.7)	4.61	0.66	518.2	269.9	4.0	80.2
4	-1 (31.9)	-1 (31.9)	1 (46.5)	1 (112.3)	4.57	0.99	702.3	280.0	3.8	78.9
5	-1 (31.9)	1 (50.1)	-1 (33.5)	-1 (47.7)	2.18	0.34	194.9	35.3	14.6	9.4
6	-1 (31.9)	1 (50.1)	-1 (33.5)	1 (112.3)	1.71	0.56	494.7	27.1	14.2	8.9
7	-1 (31.9)	1 (50.1)	1 (46.5)	-1 (47.7)	3.28	0.65	1031.4	46.2	16.7	19.1
8	-1 (31.9)	1 (50.1)	1 (46.5)	1 (112.3)	3.24	0.88	1280.7	47.7	16.0	18.4
9	1 (50.1)	-1 (31.9)	-1 (33.5)	-1 (47.7)	4.47	0.76	801.1	128.5	8.2	92.0
10	1 (50.1)	-1 (31.9)	-1 (33.5)	1 (112.3)	3.87	0.97	1265.8	99.2	9.2	91.7
11	1 (50.1)	-1 (31.9)	1 (46.5)	-1 (47.7)	5.12	0.93	888.6	115.8	10.4	93.8
12	1 (50.1)	-1 (31.9)	1 (46.5)	1 (112.3)	5.02	1.10	1286.9	123.2	9.6	93.8
13	1 (50.1)	1 (50.1)	-1 (33.5)	-1 (47.7)	3.80	0.68	376.9	42.7	21.0	45.8
14	1 (50.1)	1 (50.1)	-1 (33.5)	1 (112.3)	3.41	0.94	635.0	38.6	20.8	44.4
15	1 (50.1)	1 (50.1)	1 (46.5)	-1 (47.7)	3.79	0.90	568.4	42.0	21.2	44.8
16	1 (50.1)	1 (50.1)	1 (46.5)	1 (112.3)	4.02	1.02	941.0	45.9	20.0	45.8
17	-1.547	0 (41.0)	0 (40.0)	0 (80.0)	2.45	0.60	817.8	65.4	8.8	21.9
18	1.547	0 (41.0)	0 (40.0)	0 (80.0)	3.85	1.03	1082.4	51.7	18.6	69.7
19	0 (41.0)	-1.547	0 (40.0)	0 (80.0)	7.47	1.42	1483.0	383.1	4.6	99.9
20	0 (41.0)	1.547	0 (40.0)	0 (80.0)	4.63	0.87	1245.9	50.4	21.7	25.6
21	0 (41.0)	0 (41.0)	-1.547	0 (80.0)	2.15	0.48	661.0	52.2	9.7	40.9
22	0 (41.0)	0 (41.0)	1.547	0 (80.0)	3.80	0.95	1345.4	75.0	11.9	51.5
23	0 (41.0)	0 (41.0)	0 (40.0)	-1.547	2.87	0.37	208.2	59.4	11.4	46.8
24	0 (41.0)	0 (41.0)	0 (40.0)	1.547	2.31	0.72	752.9	47.0	11.6	45.6
25	0 (41.0)	0 (41.0)	0 (40.0)	0 (80.0)	3.63	0.79	1259.2	75.9	11.3	47.7
26	0 (41.0)	0 (41.0)	0 (40.0)	0 (80.0)	3.62	0.78	1258.0	77.3	11.1	46.6
27	0 (41.0)	0 (41.0)	0 (40.0)	0 (80.0)	3.62	0.81	1244.9	76.5	11.1	46.1

ISBN: 978-65-5222-057-8

Based on these results, three models were fitted for W, P, and ΔP/L (Eqs. (5)–(7)), including only statistically significant terms ($p < 0.05$, Student's t-test). The coefficient of determination (R^2) values were 0.970, 0.931, and 0.953, respectively.

$$W\,(kg/s) = 3.679 + x'b + x'Bx \tag{5}$$

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \end{bmatrix}; b = \begin{bmatrix} 0.547 \\ -0.545 \\ 0.580 \\ -0.160 \end{bmatrix}; B = \begin{bmatrix} -0.237 & 0 & -0.294 & 0 \\ 0 & 0.974 & -0.191 & 0 \\ -0.294 & -0.191 & -0.312 & 0.160 \\ 0 & 0 & 0.16 & -0.474 \end{bmatrix}$$

$$P(bar) = 0.808 + x'b + x'Bx \tag{6}$$

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \end{bmatrix}; b = \begin{bmatrix} 0.142 \\ -0.060 \\ 0.128 \\ 0.112 \end{bmatrix}; B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -0.046 & 0 \\ 0 & 0.132 & 0 & 0 \\ -0.046 & 0 & -0.048 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0.117 \end{bmatrix}$$

$$\Delta P / L(Pa/m) = 1289.85 + x'b + x'Bx \tag{7}$$

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \end{bmatrix}; b = \begin{bmatrix} 98.48 \\ -58.24 \\ 173.38 \\ 180.83 \end{bmatrix}; B = \begin{bmatrix} -127.65 & -162.40 & -83.32 & 0 \\ -162.40 & 0 & 105.93 & 0 \\ -83.32 & 105.93 & -105.45 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -323.93 \end{bmatrix}$$

Optimization of blow tank discharge and pneumatic conveying

To identify optimal operating conditions, a canonical analysis of Eq. (5) was applied following the methodology described by Box et al., 2005. This revealed a direction (w_4) along which W increases, while P and ΔP/L remains within acceptable limits. By exploring this direction, two optimal conditions were identified: OC_1, with x_2 = 27%, corresponding to full airflow directed into the blow tank, and OC_2, with x_2 = 55%, representing the maximum opening of the discharge valve. In both cases, the other variables remained near their mean values: $x_1 \approx$ 49.3% for pressurization, $x_3 \approx$ 42.6% for fluidization, and $x_4 \approx$ 76.6 kg for material mass. These optimal conditions are presented in Table 3. Model predictions were validated experimentally under both optimal conditions, with deviations below 5%. A comparison of OC_1 and OC_2 shows that OC_1 had higher discharge rates and lower airflow demand (Q_T) but was more prone to clogging due to single-plug flow. OC_2 produced smaller plugs, more stable pressure behavior, and lower pressure drops, offering a better balance between efficiency and reliability.

Table 3 – Experimental validation of the predicted optimal conditions.

Description	Variable	Optimal Condition 1 (OC_1)	Optimal Condition 2 (OC_2)
Optimal operational conditions	w_4	1.87	-1.23
	x_1 (%)	49.2	49.5
	x_2 (%)	27.0	55.0
	x_3 (%)	43.3	41.8
	x_4 (kg)	76.8	76.4
	Q_T (m^3/h)	154.9	285.9
Experimental results	W (kg/s)	7.43 ± 0.14	5.66 ± 0.20
	P (bar)	1.43 ± 0.59	1.12 ± 0.02
	ΔP/L (Pa/m)	1456.70 ± 191.28	945.74 ± 21.37
Error between predicted and observed data	Error (W) (%)	0.59	3.82
	Error (P) (%)	4.34	4.57
	Error (ΔP/L) (%)	3.67	4.28

ISBN: 978-65-5222-057-8

Operational effects on blow tank discharge and conveying

The original models (Eqs. (5)–(7)) were reformulated by introducing polynomial correlations that relate the valve openings (od_1, od_2, od_3) to the corresponding measured airflows (q_1, q_2, q_3) in each pipeline. These correlations were obtained experimentally and incorporated into the equations, yielding fully dimensional models. The resulting expressions generated the response surfaces shown in Fig. 2 and enhanced the practical applicability of the results. In each response surface, two variables varied while others were fixed at optimal values of Table 3.

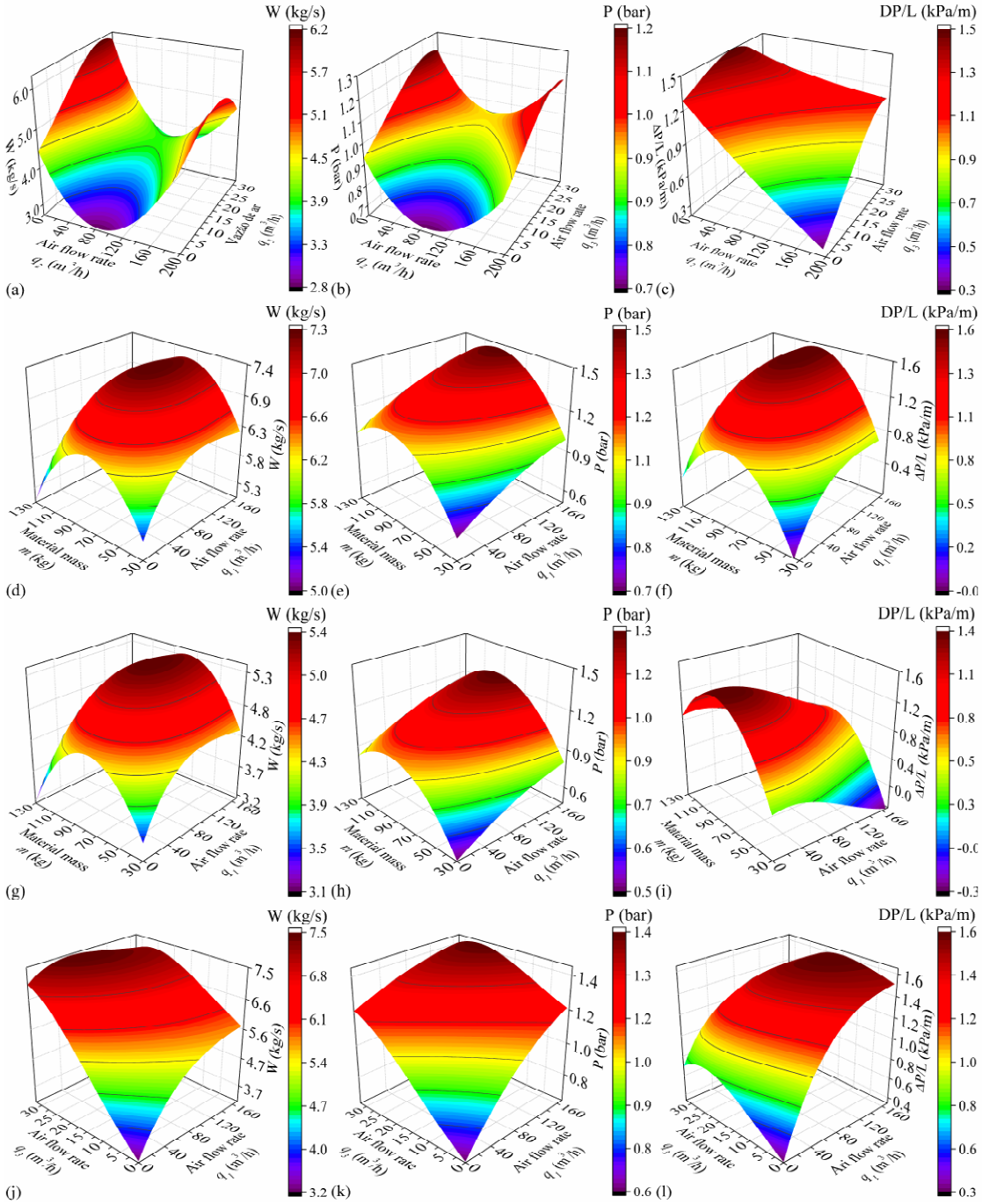


Fig. 2 – Response surfaces showing the relationships between discharge flow rate (W), average discharge pressure (P), and pressure drop (ΔP/L) with: (a–c) q2 and q3; (d–f) q1 and m at q2 = 0 m³/h; (g–i) q1 and m at q2 = 195 m³/h; and (j–l) q3 and q1.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Effect of discharge valve airflow (q_2)

Discharge flow rate and internal pressure followed a parabolic trend with q_2 (Fig. 2a–b). At low q_2 (<40 m³/h), high internal pressures were required to initiate flow, resulting in high discharge rates and pressure drops, consistent with Wypych et al. (2006). At intermediate q_2 (~40–160 m³/h), pressure and flow decreased, likely due to partial aeration reducing the sealing effect of the material at the non-mechanical valve. At high q_2 (>160 m³/h), both variables increased again, possibly due to air entering the blow tank and raising internal pressure. Despite higher discharge flow, the reduced solid load led to a decrease in line pressure drop (Fig. 2c), as observed in experiment 20 compared to experiments 25, 26, and 27.

Effect of pressurization airflow (q_1)

Raising q_1 increased both discharge flow and internal pressure, until reaching a plateau (Fig. 2d–e and 8g–h). This highlights q_1's role in building internal pressure to initiate and sustain material discharge, as evidenced by the comparison between experiments 17 and 18. When q_2 was zero (Fig. 2f), increasing q_1 led to higher pressure drop due to greater solid load. However, with q_2 at 195 m³/h (Fig. 2i), pressure drop decreased as q_1 increased, suggesting improved aeration. This was confirmed by comparing similar conditions (e.g., experiments 7 and 8 vs. 15 and 16 in Table 2), where higher q_1 increased flow but reduced solid load and friction.

Effect of material mass (m)

Increasing the loaded mass up to ~77kg raised internal pressure and discharge flow (Fig. 2d–e and 2g–h), likely due to greater frictional resistance during plug flow (Mills, 2001; Woodcock, Mason, 1987). Beyond this point, flow rate, pressure, and ΔP/L decreased (Fig. 2d–i), probably due to geometric limitations and reduced fluidization efficiency. While the conical section favors vibrapad performance, higher fill levels reduce aeration, increasing resistance and impairing discharge performance.

Effect of fluidization airflow (q_3)

Rising q_3 increased discharge flow and internal pressure until reaching a plateau near 25m³/h (Fig. 2j–k), which corresponds to the material's minimum fluidization velocity. Above this value, fluidization improved aeration but did not further increase flow rate. Initially, ΔP/L increased with q_3, but began to decline beyond 25m³/h as better aeration reduced solid loading and friction (Fig. 2l).

State diagram analysis and conveying regimes

A state diagram (Fig. 3) was built using the experiments results with material masses above 80 kg and two average solids flow ranges (2.1 ± 0.3 and 3.7 ± 0.4 kg/s). Pressure drop data from air-only flow were included to help define regime boundaries. The diagram confirms dense-phase conveying, as pressure drop increased with decreasing air velocity, a behavior typical of this regime (Klinzing et al., 2010; Wypych et al., 2006). A dashed line connects the minimum pressure drop points, showing increasing pressure with higher solid loads (Woodcock; Mason, 1987). Beyond this, moderate pressure rise indicates slug or dune flow (Wypych et al., 2006). Optimal conditions OC_1 and OC_2 were also plotted. OC_1

ISBN: 978-65-5222-057-8

appeared in a region of low velocity and high pressure drop, consistent with continuous plug flow. OC_2 was near the minimum pressure drop curve, reflecting a more stable operating condition.

A comparison with prior patents (Burnett et al., 2004, 2011) reveals meaningful advances. These patents describe dry cuttings being conveyed suspended in the air at velocities around 30 m/s and pressures of 1.5–2.0 bar, without reference to dense-phase transport. The present study, however, demonstrates that high solid loads (6.9 tons/hour) can be conveyed in dense phase at velocities below 7 m/s (OC_1), with pressure drops under 2000 Pa/m and without the use of air boosters. These findings confirm that the identified optimal conditions ensure efficient, low-wear, and safe conveying of dry cuttings under dense-phase regimes, without the use of air boosters, a result not previously demonstrated in the literature or patents reviewed. Furthermore, no blockages were observed, confirming the safety and reliability of the identified conditions.

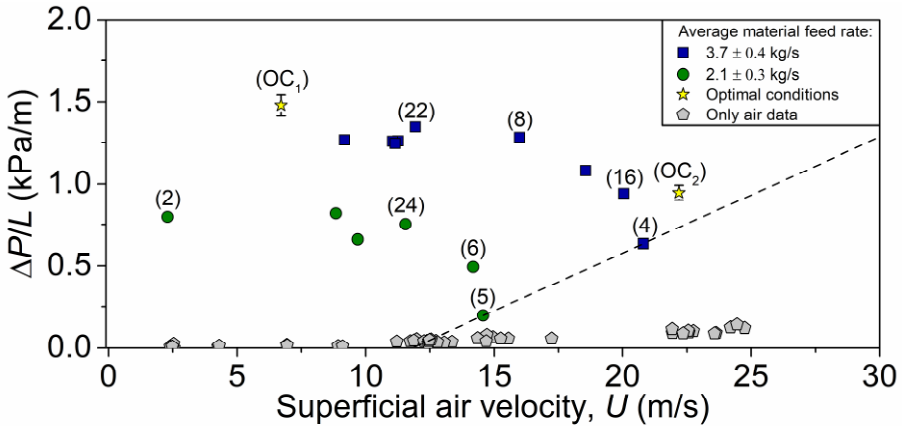


Fig. 3 – State diagram of pneumatic conveying of drill cuttings.

CONCLUSIONS

This study evaluated how operational variables affect blow tank discharge and dense-phase pneumatic conveying of drill cuttings using a bottom-discharge system with a non-mechanical valve. The main findings are:

- Pressurization airflow (q_1) increased discharge flow and internal pressure but also raised pressure drop.
- Discharge valve airflow (q_2) had a non-linear effect: low values caused compact plug flow and high pressure; intermediate values improved aeration and reduced flow; high values raised flow again with lower pressure drop.
- Fluidization airflow (q_3) enhanced discharge up to 25 m³/h; above this, discharge stabilized and pressure drop decreased.
- Material mass improved performance up to 77 kg; higher loads reduced fluidization and increased resistance.
- Two optimal conditions were found: OC_1 had higher discharge but less stable flow; OC_2 showed better balance with lower pressure and clogging risk.
- Dry drill cuttings can be conveyed efficiently and safely in dense phase at low velocities, without air boosters.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors are grateful for financial and technical support from the Coordination for the Improvement of Higher Education Personnel (CAPES) and Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras®).

REFERENCES

Alkassar, Y. et al. Powder Technology, v. 343, p. 629–643, 2019.

Box, G.E.P.; et al. Statistics for Experiments. 2. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2005.

Burnett, G. A. et al. United States: EP1766181B1. 2011

Burnett, G. A. et al. United States: WO2005/124096Al. 2004

Freitas, A. et al. Particulate Science and Technology, v. 39, n. 7, 2021.

Guiling, Xu et al. Chemical Engineering Communications, v. 205, n. 11, 2018.

IOGP. Drilling waste management technology review. . The International Association of Oil & Gas Producer, 2016.

Klinzing, G.E. et al. Pneumatic Conveying of Solids: A Theoretical and Practical Approach. 3. ed. New York: Springer, 2010.

Malagalage, A. et al. Pneumatic Conveying of Model Drill Cuttings - Pilot Scale Experiments and Simulations. SPE, 2017.

Malagalage, A. Pneumatic conveying and storage of wet particles to illustrate offshore drill cutting handling. University of South-Eastern Norway, 2018.

Manjula, E.V.P.J. et al. Powder Technology, v. 305, p. 782–793, 2017.

Mills, D. Pneumatic Conveying Design Guide. Oxford: Elsevier, 2004.

Mills, D. Handbook of Powder Technology. Elsevier B.V., v. 10, 2001.

Morris, R.; Seaton, S. Unique Drilling Waste Handling and Transport System Offers Advantages to Drilling Operations and Assists Operators in Acheiving Safety and Environmental Compliance. SPE, 2005. p. 157–164.

Ratnayake, C. et al. Particulate Science and Technology, v. 26, n. 5, 2008.

Tripathi, N. M.; et al. Powder Technology, v. 327, p. 43–56, 2018.

Woodcock, C. R.; Mason, J. S. Bulk solids handling: an introduction to the practice and technology. Glasgow: Blackie Academic & Professional, 1987.

Wypych, P. W. et al. Particulate Science and Technology, v. 24, n. 2, 2006.

Xu, H. et al. Advanced Powder Technology, v. 33, n. 1, p. 103372, 2022.

Zhu, H. et al. Powder Technology, v. 379, p. 335–344, 2021.

ISBN: 978-65-5222-057-8

NUMERICAL MODELING AND SIMULATION OF SCALE FORMATION IN INTELLIGENT COMPLETION VALVES

João Vitor Faidiga Silva[1], Vinicius Gustavo Poletto[2],
Thiago Machado Neubauer[3], Fernando César de Lai[4],
Silvio Luiz de Mello Junqueira[5], Helga Elisabeth Pinheiro Schluter[6]

Research Center for Rheology and Non-Newtonian Fluid (CERNN)/ Federal University of Technology – Parana (UTFPR), [1]joao.2021@alunos.utfpr.edu.br, [2]vpoletto@utfpr.edu.br, [3]thiagoneubaureq@gmail.com, [4]fernandodelai@utfpr.edu.br, [5]silvio@utfpr.edu.br
[6]Centro de Pesq., Des. e Inov. L. A. M. de Mello - CENPES, helga@petrobras.com.br,

ABSTRACT

In the context of cableless intelligent well completions and fully electrified downhole equipment, understanding the hydrodynamics within interval control valves (ICVs) has become critical for analyzing flow-related phenomena. Due to the geometric complexity of these valves, key flow control regions are particularly prone to the nucleation and deposition of inorganic scale. This study aimed to model and numerically simulate scale formation through particle deposition in a biphasic flow, using a simplified geometry of an ICV and a hybrid Euler–Lagrange approach. Simulations were conducted using a four-way coupling between Computational Fluid Dynamics (CFD), solved via the Finite Volume Method, and the Discrete Element Method (DEM). Inorganic crystals were modeled as monodisperse spherical particles capable of interacting with both the fluid and other particles. Deposition was governed by contact, friction, and especially adhesion mechanisms between particles and the valve walls. To characterize scale formation, the methodology integrated hydrodynamic simulations with a thermodynamic and kinetic model. Each simulation incorporated operational and environmental parameters, including production flow rate, average crystal size, mass flow rate, polymorph type, and geometric features. The adhered mass was used to modify the valve geometry, updating the flow domain iteratively. The simulations provided deposition rates, along with velocity and pressure fields within the valve at each time step of the process. This work offered a comprehensive approach to understanding scale deposition in operational conditions relevant to intelligent completion systems. The findings contributed to improving predictive capabilities for scale management, enabling more efficient and reliable operation of modern downhole flow control technologies.

Keywords: CFD-DEM, scale formation, numerical simulation, adhesion, ICV

ISBN: 978-65-5222-057-8

1 INTRODUCTION

The oil and gas industry continuously seeks to enhance production efficiency and optimize reservoir management. Intelligent Well Completions (IWCs) represent a significant technological advancement, enabling real-time monitoring and remote control of production from different reservoir zones. A critical component within IWCs is the Inflow Control Valve (ICV), which allows for selective adjustment of flow from various production or injection intervals.

Despite their advantages, ICVs operate under conditions that can promote inorganic scale formation, such as abrupt pressure drops and complex flow patterns. Calcium carbonate (CaCO3) is one of the most common and problematic scales, whose precipitation and deposition can obstruct flow paths, seize valve components, and necessitate costly interventions.(Aberdeen et al., 2000) The formation of CaCO3 involves intricate physical phenomena including supersaturation, nucleation, crystal growth, and agglomeration, influenced by factors like pressure, temperature, pH, and CO2 content.(Cheong et al., 2013; Hoang, 2015; MacAdam; Jarvis, 2015;Vazirian et al., 2016; Neubauer et al., 2022)

While various models (thermodynamic, kinetic, mechanistic, numerical) exist to characterize scaling, there is a growing need for integrated, multiphysics approaches that capture the dynamic interplay between fluid hydrodynamics, particle transport, and deposition mechanics over time (Santos et al., 2017; Zhang et al., 2019; Guan et al., 2018). This study aims to address this by proposing a numerical model that simulates the time-dependent formation of inorganic scale in a simplified ICV geometry. The core of the methodology is a hybrid Euler-Lagrange approach, coupling Computational Fluid Dynamics (CFD) for the fluid phase with the Discrete Element Method (DEM) for the solid particles (crystals). A key innovation is the incorporation of a feedback loop where results from CFD-DEM simulations (e.g., deposition rates, altered flow fields) dynamically update a thermodynamic and kinetic model, which in turn provides updated particle characteristics for subsequent CFD-DEM steps. This allows for the simulation of how scale buildup progressively alters the valve's internal geometry and flow conditions.

This paper details the proposed modeling framework. Section 2 outlines the methodology, including the geometrical model, governing equations for the coupled fluid and particulate phases and the thermo-kinetic feedback mechanism. Section 3 presents results from preliminary verification tests and discusses the outcomes from ICV simulations. Section 4 concludes with the main contributions and potential impact of this research.

2 METHODOLOGY

The methodology for simulating inorganic scale formation in an ICV integrates fluid dynamics, particle dynamics, and thermo-kinetic calculations within a feedback-driven framework.

ISBN: 978-65-5222-057-8

2.1 Governing CFD-DEM Equations

The fluid phase (assumed a homogeneous oil-water emulsion with equivalent properties) is modeled using an Eulerian approach within the Finite Volume Method (FVM). Key assumptions include isothermal and incompressible flow. The equations solved for mass and momentum conservation by Ansys Fluent 2024 R2 solver are presented in Eq.(1) and *(2)* respectively:

$$\frac{\partial(\alpha_{\mathrm{f}}\rho_{\mathrm{f}})}{\partial t} = -\nabla\cdot(\alpha_{\mathrm{f}}\rho_{\mathrm{f}}\mathbf{v}_{\mathrm{f}}) \tag{1}$$

$$\frac{\partial(\alpha_{\mathrm{f}}\rho_{\mathrm{f}}\mathbf{v}_{\mathrm{f}})}{\partial t} + \nabla\cdot(\alpha_{\mathrm{f}}\rho_{\mathrm{f}}\mathbf{v}_{\mathrm{f}}\mathbf{v}_{\mathrm{f}}) = -(\alpha_f\nabla p) + \nabla\cdot(\alpha_f\boldsymbol{\tau}_f) + \alpha_f\rho_f\mathbf{g} + \mathbf{F}_{pf} \tag{2}$$

where $\mathbf{v}_{\mathrm{f}}$ [m/s] represents the velocity field and ∇p [Pa/m] the pressure gradient. The fluid properties are presented by the density ρ_{f} [kg/m^3] and in the viscous stress tensor $\boldsymbol{\tau}_{\mathrm{f}}$ [Pa]. The presence of the dispersed solid phase are imputed in fluid equations by the phase coupling term $\mathbf{F}_{pf}$ [N/m^3] (specifications in Table 1) and the fluid volumetric fraction α_{f} [-]. Turbulent effects are modelled by k-ε Realizable (Shih et al., 1995) derived from Reynolds-Average Navier Stokes equation.

CaCO3 crystals are treated as discrete, spherical, monodisperse particles using a Lagrangian approach via DEM (Cundall and Strack, 1979). Newton's second law (Eq. (3)) and Euler's equation for angular motion (Eq. (4)) govern the translational and rotational motion of each particle *j*. The implementation of DEM governing equations are evaluated by Ansys Rocky 2024 R2 commercial software.

$$m_{[j]}\frac{d\mathbf{v}_{p[j]}}{dt} = m_{[j]}\frac{d^2\boldsymbol{x}_{p[j]}}{dt^2} = \sum(\mathbf{F}_{bp[j]} + \mathbf{F}_{fp[j]} + \mathbf{F}_{p[i][j]}) \tag{5}$$

$$I_{[j]}\frac{d\boldsymbol{\omega}_{p[j]}}{dt} = I_{[j]}\frac{d^2\boldsymbol{\theta}_{p[j]}}{dt^2} = \sum(\mathbf{M}^c_{p[i][j]} + \mathbf{M}_{fp[j]}) \tag{6}$$

where the state variables (position - $\boldsymbol{x}_{p[j]}$[m], orientation - $\boldsymbol{\theta}_{p[j]}$[rad], linear velocity - $\mathbf{v}_{p[j]}$[m/s] and angular velocity - $\boldsymbol{\omega}_{p[j]}$[rad/s]) for the particle motion can be established by explicit integration and interaction forces and toques calculations.

Table 1- Mainly forces comprises in coupled simulations for fluid-particles interactions

Forces	Equation		Correlation
Drag	$\mathbf{F}^D_{fp[j]} = 0.5C_D\rho_f A'\lvert\mathbf{v}_f - \mathrm{v}_{p[j]}\rvert(\mathbf{v}_f - \mathrm{v}_{p[j]})$	(7)	(Morsi; Alexander, 1972)
Pressure gradient	$\mathbf{F}^{PG}_{fp[j]} = \forall_{p[j]}\nabla p$	(8)	-
Virtual mass	$\mathbf{F}^{VM}_{fp[j]} = 0.5\rho_f\forall_{p[j]}(\frac{D\mathbf{v}_f}{Dt} - \frac{\mathrm{v}_{p[j]}}{dt})$	(9)	-
Lift	$\mathbf{F}^{L}_{fp[j]} = C_L\rho_\beta\forall_{p[j]}(\mathbf{v}_f - \mathrm{v}_{p[j]}) \times (\nabla\times\mathbf{v}_\beta)$	(10)	(Mei, 1992)

ISBN: 978-65-5222-057-8

Turbulent dispersion	$\mathbf{F}_{fp[j]}^{TD} = \mathbf{F}_{d[j]}(\mathbf{v'}_{\boldsymbol{\beta}})$	(11)	-
Torque			
Drag	$\mathbf{M}_{fp[j]} = C_{\omega}\left[0.5\nabla\mathbf{v}_f - \boldsymbol{\omega}_{p[j]}\right]$	(12)	(Dennis et al, 1980)

A robust four-way coupling scheme is employed. This means that the fluid flow influences particle motion and particles presence influences the fluid flow (via the source term $\mathbf{F}_{pf}$ in Eq. 2 and volume fraction α_f). The fluid flow disturbances caused by particles affects the carriage of others particles. Collision and friction between the solid domains contacts (valve walls and particles) are also computed and essential for accurately capturing particle deposition, especially in regions where particle concentration becomes high.

2.2 Thermodynamic and Kinetic Integration (Feedback Loop)

The simulation integrates hydrodynamic insights with thermo-kinetic calculations of CaCO3 formation, based on the model by (Neubauer, 2022) and the scale formation fit used by Poletto et al., (2023) to segregate the dispersed and deposed crystal population in the domain.

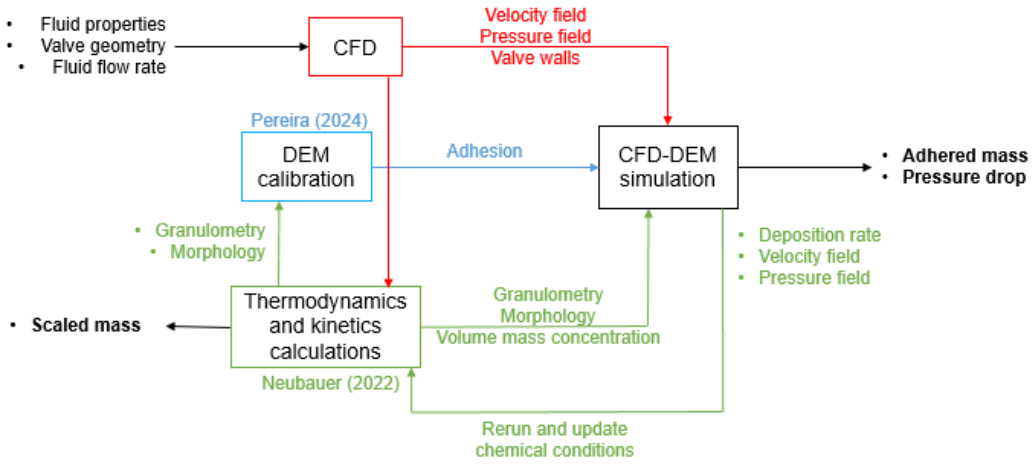


Figure 1 – Multiphysics integration and feedback loop

As Figure 1 shows, the CFD-DEM approach for the feedback loop are grounded by three dependent process:

- **Inputs to CFD-DEM:** The thermo-kinetic model calculates parameters like super saturation (SS), and uses a population balance approach to predict average crystal size and mass concentration/flow rate of solids. These serve as inputs for the particle phase in the CFD-DEM simulation.
- **CFD-DEM Simulations:** The coupled simulation runs for a defined period, calculating particle trajectories, deposition rates, and changes in fluid velocity and pressure fields.

ISBN: 978-65-5222-057-8

- **Feedback:** The outputs from the CFD-DEM simulation (e.g., local deposition rates, pressure drop, velocity changes) are fed back to the thermo-kinetic model. The deposited mass is used to update the valve's internal geometry (e.g., by modifying the mesh to represent scale buildup), effectively changing flow conditions for the next iteration. The hydrodynamic conditions can also influence the kinetic parameters in Neubauer's model. This iterative process allows for a dynamic simulation of scale formation over time.

2.3 Geometrical Model and Fluid Domain

The study utilizes a simplified, yet representative, geometry of an ICV, designed to retain key features of commercial valves while facilitating numerical analysis. These features include an outer casing, an inner jacket, a flow trim with ports for flow regulation, and inlet/outlet sections. The fluid domain is derived from this geometry, considering flow being produced only through the bottom inlet annulus, choked in the flow trim, and then going upward in the production column. A 90° radial symmetry is employed to reduce computational cost. Figure 2 shows the main parts of the numerical domain and boundary for the ICV geometry.

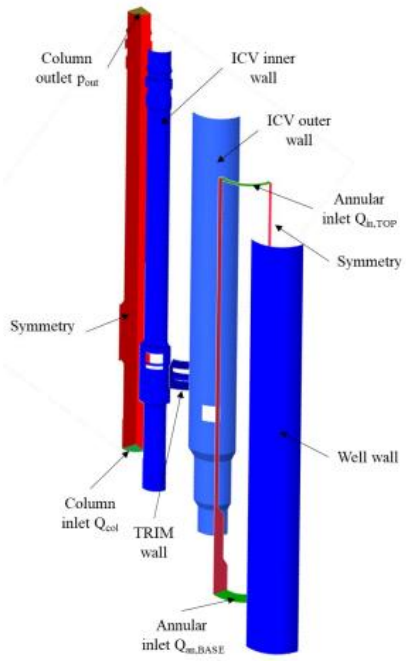


Figure 2 – Fluid domain of the Internal Control Valve assembled in a 8 ½" well with 90º axial symmetry

The boundary and initial conditions associated of the fluid flow numerical resolution are summarized in Table 1. Particles initial condition comprises an annular injection surface, positioned near the first ICV inner wall ledge with a distance of 0.4 m of the flow trim. The particles are dropped initially at rest, with a mass flow rate obtained from thermos-kinetics inputs calculations, and are carried by the fluid flow path on valve.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 2 – Boundary and initial conditions for the continuous phase.

Region	Quantity		
Annular base cross section	Velocity	$\mathbf{v}_f = \mathrm{v}_{av}\mathbf{e}_z$	[m/s]
	Turbulent intensity	$k_f = f(Re, D_h)$	[m/s^2]
	Turbulent dissipation	$\varepsilon_f = 0$	[m^2/s^3]
Annular top and column inlet cross section	Velocity	$\mathbf{v}_f = 0$	[m/s]
	Turbulent intensity	$k_f = f(Re, D_h)$	[m^2/s^2]
	Turbulent dissipation	$\varepsilon_f = 0$	[m^2/s^3]
Valve wall	Velocity	$\mathbf{v}_f = 0$	[-]
	Turbulent intensity	$k_f = 0$	[m^2/s^2]
	Turbulent dissipation	$\varepsilon_f = f(y^+, \mathbf{v}_f)$	[m^2/s^3]
Longitudinal planes	Fluid associated properties	$\partial\phi/\partial\theta = 0$	[-]
Initial conditions for fluid domain	Fluid associated properties	$\phi_f(\mathbf{x}_f, t = 0) = 0$	[-]
	Fluid volumetric fraction	$\alpha_f(\mathbf{x}_f, t = 0) = 1$	[-]

3 RESULTS AND DISCUSSION

The ICV simulation requires a widely number of parameters to characterize each phase and conditions associate with the modelling of a complex physical phenomenon. Table 3 summarize the mainly properties and parameters used in the simulation, obtained by thermo-kinetic calculations, tribology tests and field data. A critical simulation parameter is the solid concentration, calculated via a population balance model, which is essential for determining the particle mass flow rate required for the coupled CFD-DEM simulation.

Table 3 – Summary of parametes for ICV particles deposition simulation by CFD-DEM

Fluid properties and flow parameters			
Specific mass	ρ_f	695.0	kg/m^3
Dynamic viscosity	μ_f	$8.66 \cdot 10^{-4}$	Pa.s
Flow rate in inferior zone	$Q_{inferior}$	$1.29 \cdot 10^{4}$	bbl/d
Oil and water well output	Q_{total}	$3.37 \cdot 10^{4}$	bbl/d
Annular surface-averaged velocity	$\lvert\mathbf{v}_{f,anular}\rvert$	1.40	m/s
Particles properties			
Diameter	$d_{p[j]}$	$1.86 \cdot 10^{-5}$	m
Specific mass	ρ_p	2710	kg/m^3
Solid concentration	$m_{p,inj}$	$1.67 \cdot 10^{-7}$	kg/m^3
Young's modulus	E	$70 \cdot 10^{9}$	Pa
Particle-particle interactions			
Adhesive force fraction	f_{ad}	10^{6}	[-]
Adhesive distance	δ_{ad}	10^{-9}	m
Restitution coefficient	e	0.3	[-]
Stick friction coefficient	μ_s	0.25	[-]
Sliding friction coefficient	μ_g	0.15	[-]

Prior to implementing the multiphysics feedback methodology by particles deposition simulation, the single-phase turbulent flow within the studied geometry

ISBN: 978-65-5222-057-8

must be carefully evaluated. This evaluation was performed through a rigorous mesh study to ensure the suitability of the k-ε Realizable turbulence model for the flow conditions. Additionally, the study verified that the mesh element size is compatible with the requirements for unresolved CFD-DEM coupling. Table 4 presents a pressure differential sensibility results for district mesh tested. With the pressure differential variation for different mesh elements numbers, the analysis was expanded for wall y^+ range evaluating, a crucial parameter for turbulence near wall treatment, shown in Figure 3.

Table 4 – Pressure difference sensitivity test in terms of mesh characteristics

Mesh	Quality	# elements	Δp [Pa]	Relative error
#1	>0.25	121219	15602.36	0
#2	>0.4	132846	15793.36	-1.224%
#3	>0.4	220281	16223.65	-3.982%

The y+ distribution in Mesh 2 is close to lower limit, while the thickening of elements in Mesh 3 resulted in a more evenly y^+ fields, which reflects in a lower maximum velocity of 5.400 m/s and an increase in pressure difference. It is assumed that Mesh 3 is able to capture the fluid dynamics.

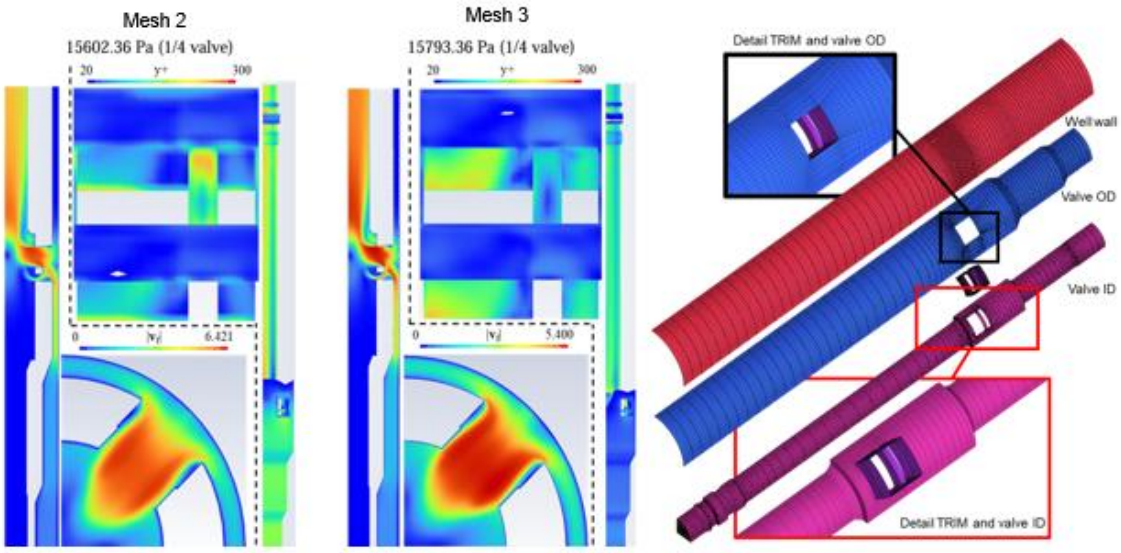


Figure 3 – Effects of y^+ field over the velocity field for reference parameters and the resulting non-uniform structured mesh

In sequence of mesh test, coupled CFD-DEM simulations are conducted and the influence of fluid flow in particles motion are perceived, resulting in an expected deposition prone zones.

ISBN: 978-65-5222-057-8

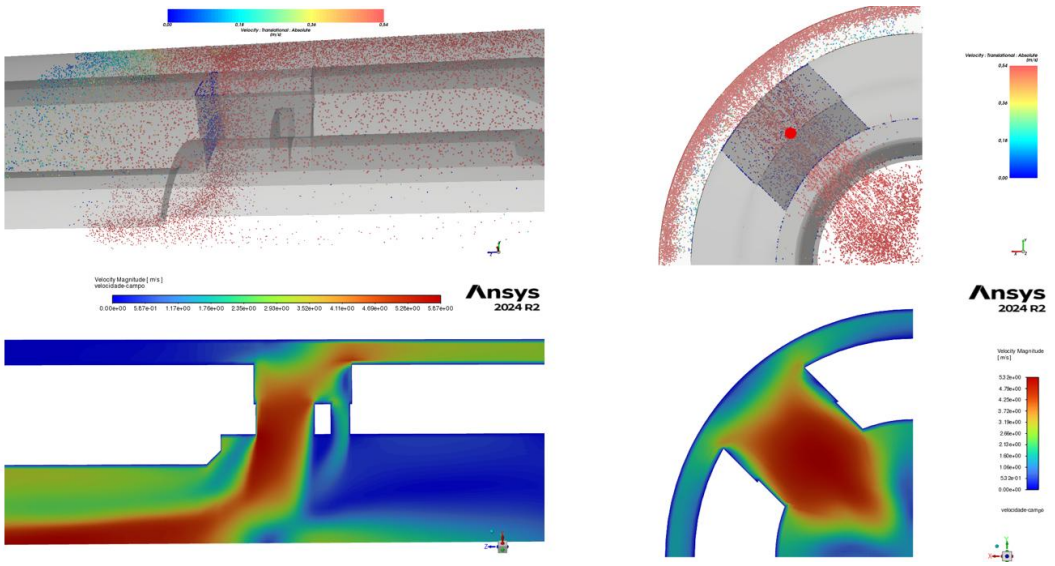


Figure 4 – Visual results for particles carriage and deposition and its influence over the velocity field for t= 1s simulated

As illustrated in Figure 4, particles tend to follow the primary fluid flow paths. However, in regions of high fluid acceleration, such as the constriction caused by the Flow Trim, the particles' inertia prevents them from adapting to the fluid's rapid changes in direction. This behavior leads to localized areas with increased deposition of dispersed particles. Furthermore, this region does not present significant particle agglomeration. Therefore, the observed effects on the velocity and pressure fields are primarily attributed to the geometric constriction itself, rather than to particle accumulation. The evolution of the instantaneous deposition rate over each simulated time interval is presented in Table 5 below.

Table 5 – Results for adhered mass and instantaneous deposition rate in selected time intervals simulated

Time [s]	Injected mass[-]	Adhered mass[-]	Deposition rate [%]
0.2	$2.77.10^{-6}$	0	0
0.4	$5.53.10^{-6}$	$1.10.10^{-9}$	0.02
0.6	$8.3.10^{-6}$	$3.99.10^{-9}$	0.05
0.8	$1.11.10^{-5}$	$8.27.10^{-9}$	0.075
1	$1.38.10^{-5}$	$1.31.10^{-8}$	0.1
1.2	$1.66.10^{-5}$	$2.02.10^{-8}$	0.122

The quantitative results indicate a low deposition rate within the simulated period. Consequently, the data is insufficient to reliably extrapolate the long-term deposition behavior or to effectively utilize the feedback process for computing new thermodynamic and kinetic conditions.

4 CONCLUDING REMARKS

This study introduced a methodology for a holistic, multiphysics characterization of inorganic scale formation. By implementing this framework on

ISBN: 978-65-5222-057-8

an ICV valve geometry, we have obtained significant quantitative insights, identifying critical deposition zones and the CFD-DEM method's sensitivity to numerical discretization, even with short simulation times. While these preliminary results are promising, the model's feedback loop requires further development to address its dependence on simulation time and to validate the extrapolation of its findings.

Future work will focus on simplifying fluid-particle interaction models to relax the demanding time-step constraints of the transient simulations. Such improvements will be crucial for fully validating the dynamic exchange of information between the integrated thermodynamic, kinetic, hydrodynamic, and particle dynamics models presented in this work. Implementing the feedback process is expected to show a decrease in the concentration of dispersed solids used as input for subsequent time steps. Compared to the initial clean valve simulation, the scaled surfaces in later stages should promote deposition directly onto the walls, thereby lowering the concentration of new particles nucleating in the bulk fluid

ACKONWLEDGES

Financial support from the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels – ANP, the Financier of Studies and Projects – FINEP, and the Ministry of Science and Technology – MCT through the ANP Human Resources Program for the Oil and Gas Sector – PRH-ANP/MCT – and the PETROBRAS Human Resources Training Program - PRH10-UTFPR.

REFERENCES

ABERDEEN, Mike Crabtree *et al.* Fighting Scale — Removal and Prevention. 2000.

CHEONG, W. C.; GASKELL, P. H.; NEVILLE, A. Substrate effect on surface adhesion/crystallisation of calcium carbonate. **Journal of Crystal Growth**, v. 363, p. 7–21, 15 jan. 2013.

CUNDALL, P. A.; STRACK, O. D. L. A discrete numerical model for granular assemblies. **Geotechnique**, v. 29, n. 1, p. 47–65, 1 mar. 1979.

DENNIS, S. C. R.; SINGH, S. N.; INGHAM, D. B. The steady flow due to a rotating sphere at low and moderate Reynolds numbers. Journal of Fluid Mechanics, v. 101, n. 2, p. 257–279, 1980.

GUAN, Hua *et al.* Scale Risk Assessment and Novel Coating for Smart Completion: Scale Simulation and CFD Modelling Approach. **Society of Petroleum Engineers - SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition 2018**, 20 jun. 2018.

HOANG, Tung A. Mechanisms of Scale Formation and Inhibition. **Mineral Scales and Deposits: Scientific and Technological Approaches**, p. 47–83, 1 jan. 2015.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MACADAM, Jitka; JARVIS, Peter. Water-Formed Scales and Deposits: Types, Characteristics, and Relevant Industries. **Mineral Scales and Deposits: Scientific and Technological Approaches**, p. 3–23, 1 jan. 2015.

NEUBAUER, Thiago *et al.* Crystallization of Calcium Carbonate: Modeling Thermodynamic Equilibrium, Pathway, Nucleation, Growth, Agglomeration, and Dissolution Kinetics with the Presence of Mg2+, Ba2+, and Sr2+. **Industrial and Engineering Chemistry Research**, v. 61, n. 37, 2022.

NEUBAUER, Thiago. **Crystallization of calcium carbonate: Modelling thermodynamic equilibrium, pathway, nucleation, growth, agglomeration, and dissolution kinetics for the calcium carbonate polymorphs formation.** PhD— Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2022.

MACIEL, Rodrigo Simões *et al.* Enhancing Scale Prediction in Pre-Salt Wells Using Numerical Simulation. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, v. 2019- September, 23 set. 2019.

MEI, R. An approximate expression for the shear lift force on a spherical particle at finite reynolds number. International Journal of Multiphase Flow, v. 18, n. 1, p. 145–147, 1 jan. 1992.

MORSI, S. A.; ALEXANDER, A. J. An investigation of particle trajectories in two-phase flow systems. Journal of Fluid Mechanics, v. 55, n. 2, p. 193–208, 26 set. 1972.

POLETTO, V. G. *et al.* Calcium Carbonate Formation within the Oil and Gas Workflow: A Combined Thermodynamic, Kinetic and CFD Modeling Approach. **Offshore Technology Conference Brasil, OTCB 2023**, 2023.

SANTOS, H. F. L. *et al.* A Physical Model for Scale Growth during the Dynamic Tube Blocking Test. **OTC Brasil 2017**, p. 161–180, 24 out. 2017.

SHIH, Tsan Hsing *et al.* A new k-ϵ eddy viscosity model for high reynolds number turbulent flows. Computers & Fluids, v. 24, n. 3, p. 227–238, 1 mar. 1995.

VAZIRIAN, Mohammad Mohsen *et al.* Surface inorganic scale formation in oil and gas industry: As adhesion and deposition processes. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 137, p. 22–32, 1 jan. 2016.

ZHANG, Ping *et al.* Development of modeling approaches to describe mineral scale deposition kinetics in porous medium and pipe flow system. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 178, p. 594–601, 1 jul. 2019.

ISBN: 978-65-5222-057-8

TWO-DIMENSIONAL DISCRETE ELEMENT MODELING OF MONODISPERSE SEDIMENTATION IN DRILLING FLUIDS

Roberto Fontes de Almeida Cordeiro, Allan Barbosa Geoffroy Motta*, Luiz Augusto da Cruz Meleiro, Luís Américo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

*Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, *allanbgmotta@ufrrj.br*

ABSTRACT

After the cementing of a well, a portion of the drilling fluid remains confined in the annular region between the rock formation and the casing. With the increase in temperature during fluid production or injection and given that the fluid is trapped in a rigidly confined volume, a significant pressure rise occurs — a phenomenon known as Annular Pressure Build-Up (APB). As a solution, keeping the shoe open can be an effective strategy to mitigate this phenomenon by connecting the fluid present in the annulus with the surrounding rock formation. However, this approach may be limited by the accumulation of sediments in the annular region, which can obstruct drainage and prevent pressure relief into the formation. An important factor in evaluating pressure relief mitigation is understanding the porosity of the formed sediment. Within this context, this work aims to contribute to the assessment of the heterogeneity of the bed formed at the bottom of the annulus—a crucial factor in sedimentation and the progression of APB—to mitigate its consequences. The adopted approach involves the development of a model for two-dimensional simulations, with the objective of analyzing the interactions of monodisperse solid particles in fluid during sedimentation, using the Discrete Element Method (DEM). The simulations were carried out in Fortran and Python, allowing for implementation in free-access interfaces, and optimizations were made to reduce processing time.

Keywords: sedimentation, computational simulation, Discrete Element Method (DEM), annular pressure buildup.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

The basic physical principle of sedimentation involves using the effect of gravity as a driving force to cause suspended solids, which are typically denser than the fluid, to move toward the bottom of the container. This promotes separation and leads to the formation of a particle bed known as a sediment (SVAROVSKY, 2000).

To investigate the sedimentation process, the Discrete Element Method (DEM) has been frequently used in literature. In this technique, Newton's equations of motion are applied to track the trajectory of each individual particle over time. Particles are described individually, following a Lagrangian approach, which contrasts with the classical phenomenological approach of continuum theory. As a result, DEM provides detailed information on the microdynamic behavior of the solid phase, which is extremely important for understanding the sedimentation process (DONG *et al*., 2006; ZHU *et al*., 2007; ALVIM *et al*., 2019).

The objective of this work was to develop numerical simulations based on the Discrete Element Method (DEM) to model sediment formation, considering the dynamic properties of the fluid, the particles, and their interactions, which influence the growth and final structure of the formed sediment. To achieve this, two-dimensional simulations were conducted to evaluate the algorithm's capability in representing the sedimentation process. Key properties, including porosity and sediment column height, were compared against laboratory experimental data and literature values, successfully validating the proposed model.

METHODOLOGY

The proposed model was based on the Discrete Element Method (DEM), which was employed to describe a finite set of spherical particles interacting with their surroundings, including walls and/or the surrounding fluid. Based on Newton's Second Law of Motion, particles exhibit two fundamental behaviors: translation and rotation, governed by sets of forces and torques (ZHU *et al*., 2005; 2007; ALVIM *et al*., 2019). For a generic particle i within a system of N discrete elements, its translational and rotational motions are described by Equations (1) and (2), respectively (ALVIM *et al*., 2019):

$$m_i = \frac{d^2 r_i}{dt^2} = F_i\left(r_j, v_j, \varphi_j, \omega_j\right); \quad (1)$$

$$I_i = \frac{d^2 \varphi_i}{dt^2} = T_i = \left(r_j, v_j, \varphi_j, \omega_j\right), \ \mathrm{j} = 1, \ldots, \mathrm{N}; \quad (2)$$

where r_i e φ_i are the position vectors of the center of mass and angular orientation of particle i, respectably, F_i e T_i represent the resultant forces and torques acting on the particle. The mass m_i and moment of inertia, I_i, of a perfect spherical particle with density ρ_i can be obtained through the following relations: $m_i = (4/3)\pi R_i^3 \rho_i$ and $I_i = (2/5)\, m_i R_i^2$, respectively (YANG *et al*., 2000).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Given the initial velocities and positions, along with appropriate models to compute resultant forces and torques, Equations (1) and (2) are numerically integrated. This yields a model that provides time-stepped trajectories, instantaneous velocities, and transient forces acting on particles (ALVIM *et al.*, 2019).

Forces such as gravitational, mechanical contact, repulsive and/or cohesive (e.g., van der Waals), and fluid-particle interactions are present during sedimentation. Thus, the resultant force on any element is calculated by the vector sum of all contributing forces, as shown below (ZHU *et al.*, 2007):

$$F_i = \sum_{j=1,j\neq i}^{N} F_{ij}^{c} + \sum_{j=1,j\neq i}^{N} F_{ij}^{nc} + F_i^{f} + m_i g; \quad (3)$$

where F_{ij}^{c} is the contact force between particles i and j, exerted by particle j on i. F_{ij}^{nc} is the non-contact force acting on particle i, exerted by particle j. F_i^{f} represents the fluid-particle interaction on particle i, with g denoting gravitational acceleration.

Similarly, the torque acting on a particle can be calculated by summing all interaction torques with other elements in the system. In this case, the most common contributions include torque generated by tangential forces and torque due to rolling friction (YANG *et al.*, 2000). In this work, only torque from tangential forces was considered to reduce computational simulation time, as described below:

$$T_i = \sum_{j=1,j\neq i}^{N} T_{ij}^{T}; \quad (4)$$

where T_{ij}^{T} is the tangential torque acting on particle i through particle j.

Table 1: Parameters of the forces and torque used.

Parameter	Equation	
Normal contact force[1]	$F_{ij}^{c,n} = K_n \xi_n n_{ij} - C_n (v_{ij} \cdot n_{ij}) n_{ij}$	(5)
Tangential contact force (Haff-Werner model) [2]	$F_{ij}^{c,t} = -min(y_t \lvert v_{ij}^{t} \rvert, \mu_c \lvert F_{ij}^{c,n} \rvert) \frac{v_{ij}^{t}}{\lvert v_{ij}^{t} \rvert}$	(6)
Buoyancy force[3]	$F_i^{b} = -(1/6)\pi d_i^3 \rho_f g$	(7)
Drag Force[4]	$F_i^{d} = (1/8) f(\varepsilon_i) C_D \pi \rho_f d_i^2 \lvert u \rvert u$	(8)
Tangential torque[5]	$T_{ij}^{t} = R_i \times F_{ij}^{c,t}$	(9)

[1]Cundall-Strack, 1979; [2]Pöschel & Schwager, 2005; [3]Cremasco, 2012; [4]Di felice, 1994; [5]Yang *et al.*, 2000. Table adapted from (ALVIM, 2016).

ISBN: 978-65-5222-057-8

The force models employed were defined based on interactions calculated from normal contact, tangential contact, buoyancy, drag, and—combined with these—tangential torque. All forces implemented in the simulation are listed in Table 1, along with their references.

Table 2 references the coefficients used for calculating the Di Felice drag coefficient. The code treats porosity as a constant function, computed from an average value derived from the volume fraction occupied by solids relative to the volume occupied by liquid.

Table 2: Parameters related to the Drag Coefficient.

Parameter	Equation	
Drag Coefficient (C_D) for Re_p<1000	$C_D = \frac{24(1+0.15Re_p^{0.687})}{Re_p}$	(10)
Drag Coefficient (C_D) for Re_p>1000	$C_D = 0{,}44$	(11)
Calculation of Re_p	$Re_p = \frac{\rho_f d_i \varepsilon_i \lvert u \rvert}{\mu_f}$	(12)

The presented model requires high computational time, approximately on the order of N^2 for the discrete elements in the simulation, where N is the number of elements simulated within the defined time interval. This significant computational demand represents one of DEM's primary drawbacks.

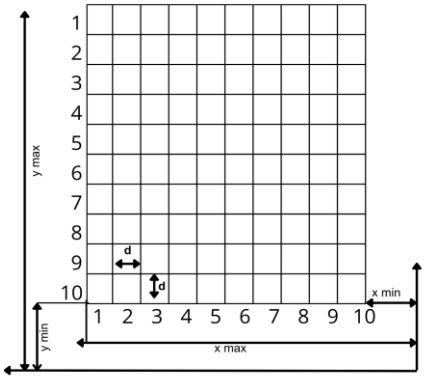


Figure 1: Schematic of contact detection methodology using No Binary Search mapping. Assuming confining boundaries are given by (x_{min}, x_{max}, y_{min} and y_{max}). With points allocated from the center of mass of each particle. *Source: Adapted from Munjiza (2004).*

To address this limitation, the "No Binary Search" detection algorithm proposed by Munjiza & Andrews (1998) was implemented. This approach utilizes a grid composed of individual cells that restrict neighbor verification exclusively

ISBN: 978-65-5222-057-8

to nearby particle pairs. The cell size is determined based on the particle diameter, ensuring each particle fits within a single cell as illustrated in Figure 1.

Thus, with only one particle allocated per cell, interactions are verified exclusively between adjacent cells and their particle counterparts, as demonstrated in Figure 2.

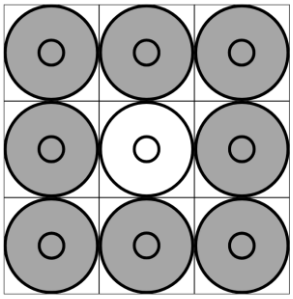


Figure 2: Schematic demonstrating the NBS algorithm sweep. Since the method is restricted exclusively to pairs mapped to immediately adjacent cells (8 in 2D). *Source: Adapted from Munjiza (2004).*

The use of this model anticipates a reduction in the estimated time for an approximate order of N simulated discrete elements, which lowers the computational cost for simulations involving large numbers of elements.

To solve the system of differential equations of motion, an appropriate integration method is required. For this purpose, considering the calculation with large numbers of particles, the Verlet model (SWOPE *et al*., 1982) was used due to its fast integration for systems with dense particles. Since it does not involve nonlinear systems, it allows for easier parallelization. A conservative time step was used to perform the simulation.

Interactions with boundaries were modeled based on interactions with rigid, stationary points, all sharing the same set of properties as the simulated particles. Other ways to specify boundary conditions in DEM modeling can also be found in the literature, notably the so-called “periodic conditions,” which are frequently used to avoid edge effects in simulation results (YANG *et a*l., 2000; ALVIM *et al*., 2019).

To initiate the numerical solution, initial conditions are defined for the positions and velocities of the particles, with the latter initially set to zero. In the subsequent step, accelerations are calculated from a multifaceted set of forces. Gravitational force is adjusted by buoyancy, considering the fluid’s density and the geometry of the particles. Mechanical interactions are modeled by viscoelastic forces, which combine elastic and damping contributions, and by Coulomb friction to account for tangential resistance. Hydrodynamic drag is dynamically determined, depending on the Reynolds number and local porosity, which modulate the fluid’s influence on the granular medium. Additionally, contact

ISBN: 978-65-5222-057-8

forces with walls—treated as rigid surfaces—and torque effects generated by tangential components of interactions are included.

Collision detection is optimized using cell mapping (NBS), which groups nearby particles spatially to reduce computational cost. During time integration, accelerations are updated interactively: at each step, the resultant forces are recalculated based on instantaneous positions and velocities, followed by an explicit update of the dynamic variables. This process considers both particle–particle interactions and the influence of the surrounding fluid, with iterative corrections to ensure consistency in contact geometry and relative velocity. The system's evolution is thus guided by continuous equilibration between conservative and dissipative forces, ensuring accurate capture of sedimentation.

To ensure that the simulations accurately represented what occured in experiments, it was essential to match the conditions used in the numerical model to those observed in the laboratory. Therefore, factors such as the shape of the test tube, the mixture proportions, and the fluid and particle properties were carefully implemented in the algorithm, analogously to their two-dimensional area. This correspondence between physical parameters and simulated data enabled a direct comparison between the two scenarios, helping validate the model and better understand how sedimentation occurs in the studied system. A direct relationship between height and inner radius used in the experiment was applied for area calculations so that the experimental region could be delimited by a rectangular area analogous to it.

The laboratory experiments were carried out in triplicate to ensure reproducibility of results under ambient temperature conditions (approximately 25°C) and atmospheric pressure (1 atm). To enable comparison with numerical simulations, a test tube of specific dimensions was used: 82.5 mm in height, external radius of 16.1 mm, and internal radius of 12.25 mm, filled with suspension up to a height of 21.5 mm. This reduced geometry was strategically adopted to limit the spatial complexity of the system and optimize computational time for simulations while maintaining the physical representativeness of the phenomenon studied. The suspension used consisted of a mixture with 15% solids (Glass beads, ρ_{solid}=2.41g/cm³, with 0.150mm<d<180mm) and 85% fluid ρ_{fluid}=1182g/cm³, μ = 20.5 mPa.s. The rheological properties and mixture proportions were carefully replicated in the algorithm, allowing a direct match between experimental data and simulation results.

Table 3 presents the experimental and numerical conditions used, including information on geometric parameters, suspension composition, and boundary conditions. This level of detail aimed to ensure a good correspondence between the computational model and the laboratory tests. The combined use of experimental and numerical approaches was intended to provide a more comprehensive basis for analysis, allowing the observed macroscopic behaviors to be related to the simulated processes at the microscopic level.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 3: Parameters used in the simulation.

Simulated conditions:	Value:	Unit:
Number of particles:	1839	—
Average diameter:	0.165	mm
Simulation Time:	40	s
Total simulated area:	263.38	mm²
Area occupied by Particles:	40.46	mm²
Gravity:	9.81	m/s
Normal stiffness coefficient:	$3*10^6$	N/m
Tangential friction coefficient:	0.25	—
Normal damping coefficient:	6.23	Ns/m

The value of the normal stiffness coefficient used was obtained through correlations with data presented in previous studies, adjusted according to the modification of the fluid used in the experiment, to account for the influence of its properties within the defined interference zone. Moreover, the value of the normal damping coefficient is given as a direct function of the stiffness coefficient, along with the use of a restitution coefficient (ε) of 0.3 (ALVIM, 2016).

RESULTS AND DISCUSSION

Conducting the experiment in triplicate enabled a detailed analysis of the suspension's sedimentation dynamics over time, ensuring the reliability and reproducibility of the data obtained. It was possible to observe consistent patterns in the behavior of the sedimentary system.

During the first third of the test, an initial sedimentation phase with approximately constant velocity was observed, reflecting minimal interference among the dispersed particles. As the particle concentration increased in the lower region of the test tube, the system transitioned into an intermediate phase

ISBN: 978-65-5222-057-8

in which the sedimentation rate gradually decreased, due to the intensification of particle–particle interactions. In the final stage, the movement of the particles became increasingly slow, indicating the depletion of active sedimentation processes and the approach to a dynamic equilibrium state in the system.

Numerical simulations were implemented with the aim of reproducing the behavior observed experimentally. To achieve this, representative data from three key moments of the experiment were extracted and compared: the beginning, the intermediate phase, and the end of the process. Figure 3 illustrates the strong agreement between the results obtained through computational simulation and the experimental data, highlighting the model's ability to reproduce the sedimentary behavior observed in the laboratory. For instance, at the 5-second mark, the simulation yielded a sediment height of 13 mm compared to approximately 15 mm in the experiment, and at the final stage, 4 mm in the simulation versus approximately 4.2 mm in the experiment.

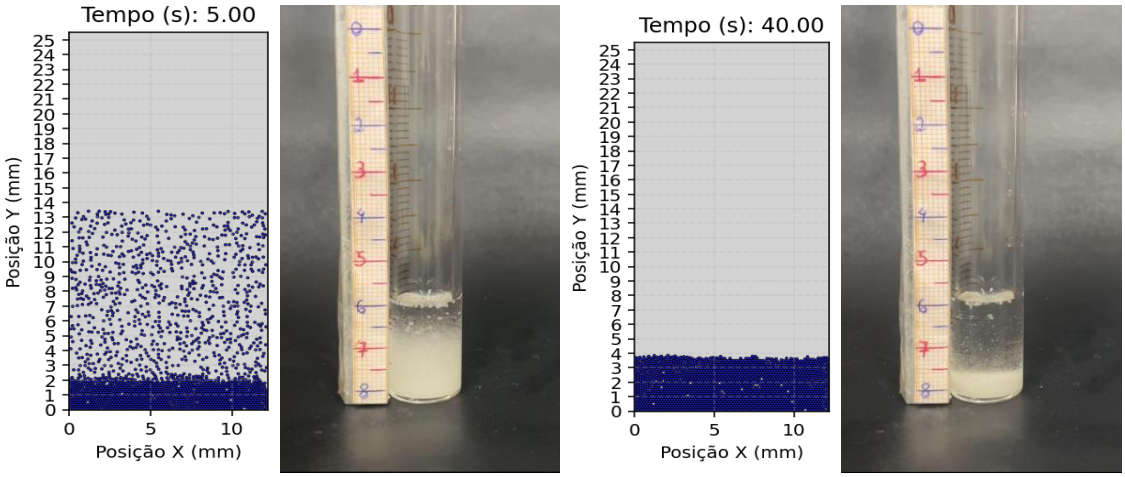


Figure 3: Comparison between simulation and experiment. On the left, at the time corresponding to 5 seconds; on the right, at the time corresponding to 40 seconds.

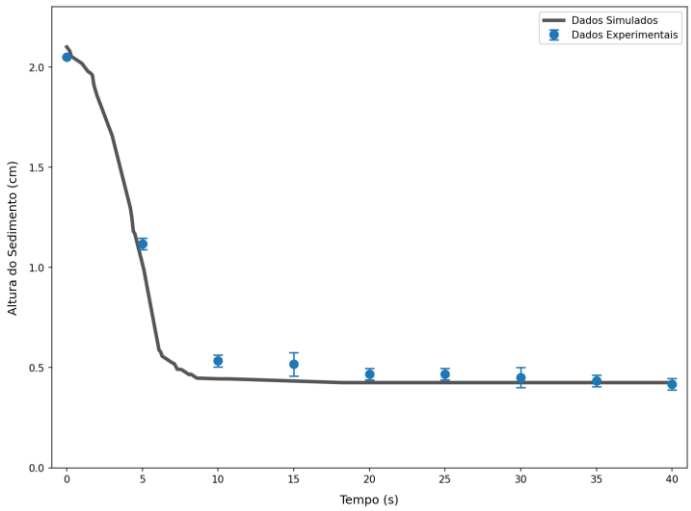


Figure 4: Comparison between experimentally collected data and simulation results over 40 seconds.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figure 4 presents a more comprehensive comparative analysis, showing the temporal evolution of the solid–fluid interface height over 40 seconds. A direct correlation between the simulated and experimentally measured values can be observed, reinforcing the robustness of the methodology adopted.

CONCLUSIONS

The results show that the proposed numerical model accurately reproduces the sedimentation behavior observed in controlled experiments. The choice of a reduced geometry and the use of realistic rheological properties allowed for a comprehensive analysis of the process.

For future work, it is intended to expand the simulated domain to better capture spatial effects and their evolution over time. More robust numerical integrators will also be tested, aiming for greater accuracy and stability, especially in complex scenarios. The approach will be extended to polydisperse systems, with particles of different sizes and properties, making the modeling more realistic. Finally, the interaction models between particles and the fluid will be refined, with emphasis on contact forces and hydrodynamic effects.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors acknowledge the funding and support from Petrobras (Project SAP 4600669323) and UFRRJ, as well as the support from the Fluid Flow Laboratory in the development of this work.

REFERENCES

ALVIM, João Márcio Sutana. Modelagem e simulação da sedimentação e filtração utilizando o método de elementos discretos. 2016. 93 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Instituto de Tecnologia, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica-RJ, 2016.

ALVIM, J. M. S. et al. Particle-scale simulation of the sedimentation and filtration of drilling fluids using the discrete element method. Brazilian Journal of Petroleum and Gas, v. 13, n. 4, p. 287-300, 20 dez. 2019.

DONG, K.J.; YANG, R.Y.; ZOU, R.P.; YU, A.B. Role of Interparticle Forces in the Formation of Random Loose Packing. Physical Review Letters 96, 145505, 2006.

DONG, K.J.; ZOU, R.P.; YANG, R.Y.; YU, A.B.; ROACH, G. DEM simulation of cake formation in sedimentation and filtration. Minerals Engineering, vol. 22, pp. 921- 930, 2009.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MUNJIZA, A.; ANDREWS, K.R.F. NBS Contact Detection Algorithm for Bodies of Similar Size. International Journal for Numerical Methods in Engineering, vol 43, pp. 131-149, 1998.

MUNJIZA, A. The Combined Finite-Discrete Element Method. John Wiley & Sons, 2004.

SVAROVSKY, L. Solid-Liquid Separation. Butterworth Heinemann, 2000.

SWOPE, W. C. et al. A computer simulation method for the calculation of equilibrium constants for the formation of physical clusters of molecules: Application to small water clusters. The Journal of Chemical Physics, v. 76, n. 1, p. 637–649, jan. 1982.

YANG, R.Y.; ZOU, R.P.; YU, A.B. Computer simulation of the packing of fine particles. Physical Review E 62 (3), 3900-3908, 2000.

ZHU, H.P.; WU, Y.H.; YU, A.B. Discrete and Continuum Modeling of Granular Flow. China Particuology, vol. 6, pp. 354-363, 2005.

ZHU, H.P.; ZHOU, Z.Y.; YANG, R.Y.; YU, A.B. Discrete Particle Simulation of Particulate Systems: Theoretical Developments. Chemical Engineering Science, vol. 62, pp. 3378-3396, 2007.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RHEOLOGICAL ANALYSIS OF E-CSB FLUID WITH DIFFERENT CALCIUM CARBONATE CONCENTRATIONS IN THE CONTEXT OF WELL DECOMMISSIONING

Matheus Rufino Pereira[1], Christian de Araujo[2], Roque Martins Duarte Junior[3], Cezar Otaviano Ribeiro Negrão[4]

Federal Technological University of Parana - UTFPR and Research Center of Rheology and Non-Newtonian Fluids - CERNN.

[1]matheusrufino@alunos.utfpr.edu.br, [2]eng.chrisaraujo@gmail.com, [3]roquemdjunior@gmail.com, [4]negrao@utfpr.edu.br

ABSTRACT

Oil exploration in ultra-deep waters has increased the complexity of well abandonment operations. Decommissioning, a crucial stage in the production cycle, requires techniques that ensure formation isolation and the prevention of environmental damage. As the number of mature wells rises globally, the demand for efficient and safe decommissioning solutions becomes increasingly relevant, especially given the operational challenges and high costs associated with temporary or permanent well closure. A key step in the decommissioning process is well sealing, which involves specialized materials and continuous environmental monitoring to prevent fluid leakage. For temporary abandonment, the e-CSB fluid is employed as a physical barrier to block undesired fluid migration. In the field, the fluid undergoes sedimentation over time, which alters its rheological properties. In laboratory conditions, this sedimentation is simulated by increasing calcium carbonate concentration to 10%, 20% and 30% by weight, relative to the base fluid, leading to increased viscosity and density. This study aims to analyze and compare the shear stresses obtained from both experimental tests and rheological flow curves for each fluid concentration. The experimental data were collected by vertically displacing a column with an external radius of 0.038 m, inside a well with radius of 0.07 m and a depth of 1 m, fully immersed in the e-CSB fluid. Rheological measurements were performed using a Thermo Scientific HAAKE MARS III rheometer with concentric cylinder geometry and a serrated cup, applying shear rates ranging from 0.1 to 1000 s^{-1}. The results show a direct correlation between calcium carbonate concentration and yield stress, indicating that higher concentrations significantly increase flow resistance. This trend was consistently observed in both the rheological flow curves and the experimental tests, confirming the expected alignment between the two approaches.

Keywords: Decommissioning, e-CSB, calcium carbonate, rheology, shear stress.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

In recent decades, the advancement of oil exploration and production activities in ultra-deep waters has demanded increasingly sophisticated technical solutions to meet safety and operational efficiency requirements. Within this context, well decommissioning stands out as an essential phase of the production cycle, responsible for ensuring the proper termination of operations and mitigating environmental impacts associated with fluid migration between geological zones or to the surface. Although often overlooked during the early stages of project planning, this process has gained growing importance as the number of wells reaching the end of their productive life increases worldwide, the 658 offshore pioneer wells drilled between 2000 and 2023, approximately 82% have been shut-in, returned, or decommissioned (INEEP, 2024).

The temporary or permanent abandonment of wells requires specific sealing techniques, primarily aimed at isolating formations through the creation of reliable physical barriers. These barriers must exhibit adequate mechanical strength, chemical stability, and rheological behavior compatible with well conditions (ANP, 2020). In this scenario, a fluid that is part of a select group stands out, the integrated set of barriers (Conjunto Solidáriode Barreiras - CSB), the e-CSB fluid, which is used as a physical blocking element during temporary abandonment. However, its field application is subject to sedimentation phenomena, which significantly alter its physicochemical properties over time.

The progressive sedimentation of e-CSB is associated with phase separation and an increase in the concentration of solids such as calcium carbonate, which acts as the primary weighting agent in the formulation. This process results in increased viscosity, density, and yield stress of the fluid, directly impacting its performance as both a temporary and permanent barrier. Understanding these effects, especially under field-like conditions, is crucial for improving sealing strategies and ensuring well integrity over time.

In this regard, the present study aims to analyze and compare both the rheological and experimental test behavior of e-CSB fluid with different calcium carbonate concentrations under controlled laboratory conditions that simulate the fluid's behavior during temporary well abandonment.

METHODOLOGY

The fluid used in this study is the e-CSB fluid, a water-based formulation composed of a mixture of bentonite and polyanionic cellulose (PAC) as rheological agents, limestone and sodium chloride as thickening and weighting agents, along with additional additives (MUHLSTEDT et al., 2024). The fluid was prepared with varying concentrations of calcium carbonate to simulate the

ISBN: 978-65-5222-057-8

physical changes resulting from sedimentation observed in the field during the temporary abandonment of oil wells.

The adopted methodology involves experimental tests using the vertical displacement of a cylindrical column inside a container filled with the fluid, as well as the acquisition of rheological curves using a precision rheometer. The analyzed concentrations range from base to 30% $CaCO_3$, as shown in Fig. 1, allowing for direct comparison between flow parameters.



(a) (b) (c) (d)

Figure 1 - e-CSB fluid at concentrations of (a) base, (b) 10%, (c) 20%, and (d) 30%.

First, the samples were properly homogenized using a glass rod for 1 minute prior to testing, to ensure fluid uniformity. The rheological tests were conducted using a Thermo Scientific HAAKE MARS III rheometer, equipped with a concentric cylinder geometry and serrated cup. This configuration was chosen for its improved adhesion and accuracy in measuring non-Newtonian fluids. The measurements were performed at controlled room temperature, lasting 15 minutes, with shear rates ranging from 0.1 to 1000 s^{-1} applied individually, allowing for a complete characterization of the flow behavior of the different formulations. After homogenization, the fluid was transferred to the rheometer geometry using a syringe to avoid any contamination or alteration of the fluid properties during the transfer. Additionally, to ensure more accurate and reliable results, tests were repeated until three measurements were obtained within the acceptable error margin, which was set at 5% over the final 300 seconds of the test. The geometries and the aforementioned rheometer can be seen in Fig. 2.

ISBN: 978-65-5222-057-8



(a) (b) (c)

Figure 2 - (a) Thermo Scientific HAAKE MARS III rheometer, (b) inner cylinder, (c) serrated cup.

After obtaining the individual flow curves, the Herschel-Bulkley and Power Law model was applied to plot the flow curve Eq. 1 and 2, where each point on the graph represents the average shear stress from the last 50 seconds for each applied shear rate, ranging from 0.1 to 1000 s^{-1} during the step tests. This type of test enables the analysis of the fluid's behavior under steady-state flow conditions, minimizing transient effects and ensuring measurement accuracy. The choice of 50 seconds for shear stress averaging aims to eliminate possible initial fluctuations in the system, providing a more representative reading of the fluid under steady flow.

$$\tau = \tau_0 + K \times \dot{\gamma}^n \quad (1)$$

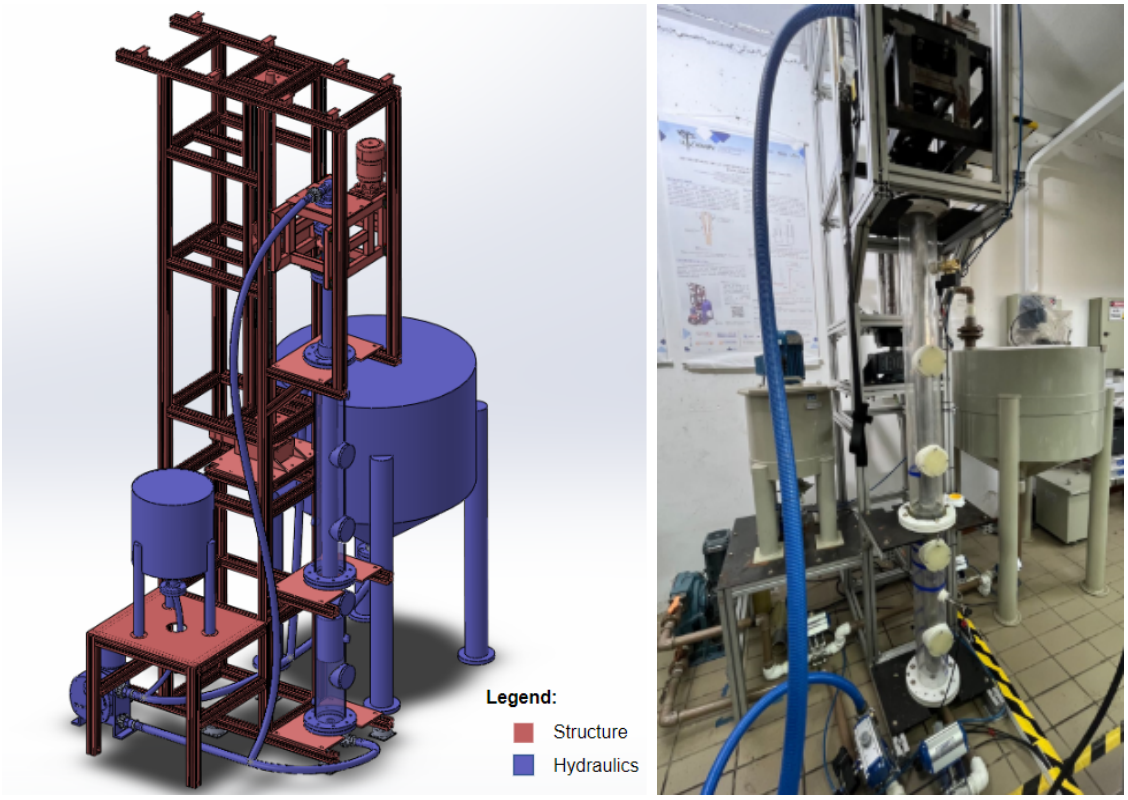
$$\tau = K \times \dot{\gamma}^n \quad (2)$$

In the Eq. 1 and 2, "τ" represents the shear stress (Pa), "τ_0" is the yield stress (Pa), which corresponds to the minimum stress required for the fluid to start flowing. "K" is the consistency index ($Pa \cdot s^n$), indicating the viscosity of the fluid, "$\dot{\gamma}$" is the shear rate (s^{-1}), and "n" is the flow behavior index, which defines whether the fluid is pseudoplastic, dilatant, or exhibits linear behavior.

In parallel with the rheometric tests, simulated field experiments were carried out to validate the data obtained in the laboratory. These tests consisted of the vertical displacement of a cylindrical column, with an external radius of 0.038 m, inside an artificial well with a radius of 0.07 m and a depth of 1 meter, fully filled with the fluid under analysis. The column was moved upward, experiencing

ISBN: 978-65-5222-057-8

resistance characterized by drag force following the methodology of MAESTRO et al. (2024). During the displacement, shear force measurements were collected, allowing for direct comparison with the values obtained from the flow curves, Fig. 3.



(a) (b)

Figure 3 - (a) Experimental unit modeling, (b) Experimental unit (MAESTRO et al., 2024).

RESULTS AND DISCUSSION

The results obtained from the rheological tests and displacement experiments, combined with the fits provided by the Herschel-Bulkley and Power Law models, served as the basis for the construction of the graphs, which enabled comparison and correlation between the datasets.

Table 1 presents the data points from the flow curve graph, where each point represents the average shear stress over the last 50 seconds for each applied shear rate, ranging from 0.1 to 1000 s^{-1} during the step tests, Fig 4.

ISBN: 978-65-5222-057-8

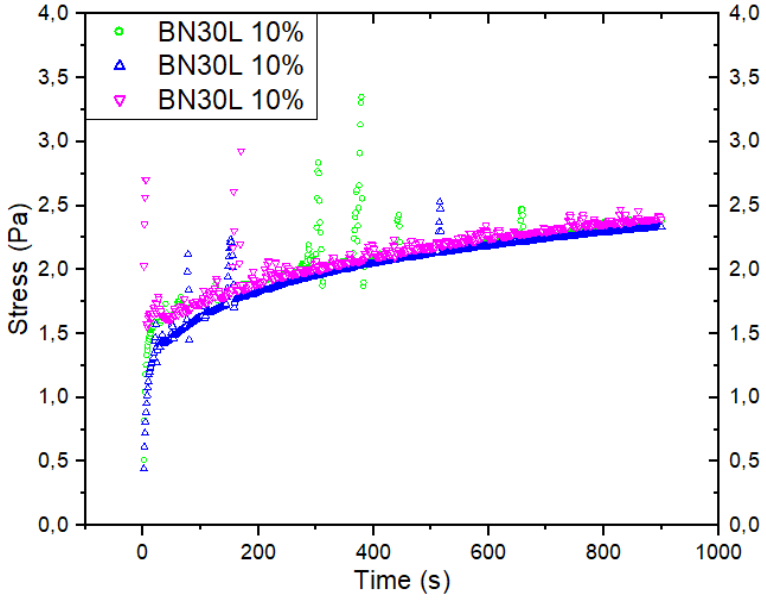


Figure 4 - Isolated Step Test for e-CSB 10% at 0.1 s^{-1}.

Table 1 - Rheological data for different e-CSB concentrations.

Shear Rate (s^{-1})	Shear Stress (Pa)			
	Base	**10%**	**20%**	**30%**
1000	109.52	160.43	262.05	434.46
100	30.34	41.55	92.82	177.43
10	7.99	12.25	33.75	60.02
1	3.50	4.33	21.10	30.23
0.1	2.59	2.36	27.15	38.82

The flow curves obtained from the isolated tests and the fitting using the Herschel–Bulkley and Power Law model proved suitable for describing the non-Newtonian behavior of the samples and revealed a systematic increase in yield stress and apparent viscosity with the increase in $CaCO_3$ concentration. These fittings can be seen in Eq. 1 and 2.

Table 2 and 3 summarizes the parameters obtained for the Herschel–Bulkley and Power Law model at the different tested concentrations.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 2 - Herschel–Bulkley fit data for different concentrations.

$CaCO_3$ Concentration	Yield Stress (τ_0) [Pa]	Consistency Index (K) [Pa·s^n]	Flow Behavior Index (n)	R^2
Base	1.53	1.95	0.58	0.9998
10%	1.89	2.51	0.60	0.9999
20%	12.31	7.34	0.511	0.9998
30%	4.96	22.73	0.428	0.9995

Table 3 - Power Law fit data for different concentrations.

$CaCO_3$ Concentration	Consistency Index (K) [Pa·s^n]	Power law index (n)	R^2
Base	2.37	0.555	0.999
10%	2.98	0.577	0.999
20%	12.14	0.444	0.997
30%	25.06	0.415	0.9994

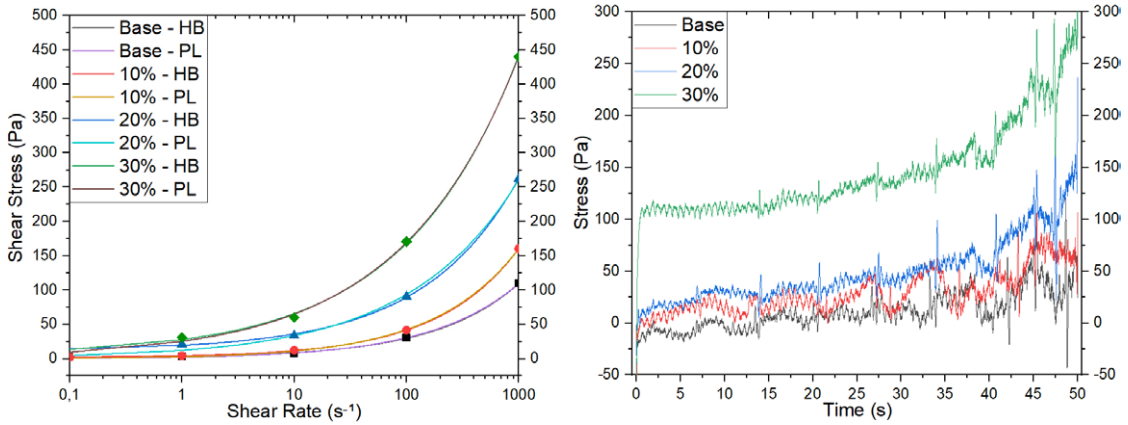
In evaluating various rheological models, the Herschel–Bulkley model distinguished itself by yielding the highest coefficient of determination "R^2", indicating a superior fit to the experimental data. The power-law model demonstrated remarkably similar performance, confirming its relevance in describing rheological behavior.

The sharp increase in yield stress observed from the 20% and 30% concentrations onward indicates a significant transition in the fluid's behavior, which becomes more resistant to flow. This effect confirms that the densification caused by $CaCO_3$ leads the fluid to assume a more rigid internal structure, hindering the initiation of flow. Furthermore, it is important to highlight that during tests conducted at low shear rates (particularly at 0.1 s^{-1}), the phenomenon of shear banding was observed, which is characteristic of complex fluids. Under these conditions, the fluid organizes into regions with distinct deformation rates, compromising flow homogeneity and leading to data dispersion, as evidenced by the rise in the final values of Table 1 (OVARLEZ et al., 2009). This is illustrated in the graph presented in Fig. 5.

Complementary to the rheometric analysis, experimental tests involving the displacement of a cylindrical column within an artificial well were conducted, as illustrated in Fig. 6. This assay aimed to simulate the extraction

ISBN: 978-65-5222-057-8

of a production string in a controlled environment. The stress was determined from the force required to extract the production column immersed in the e-CSB fluid. It's important to note that the test was performed in an annular region with a 1 meter height, and the column was displaced at a constant velocity of 0.01 m/s. It was observed that as the column was withdrawn, the contact area between the fluid and the column decreased. This reduction in contact area explains the increase in force values observed at the end of the extraction curves. These tests were conducted for different e-CSB fluid concentrations: base, 10%, 20%, and 30%, allowing for a comprehensive evaluation of the fluid's behavior under varying conditions.



(a) (b)

Figure 5 - (a) Herschel-Bulkley and Power Law Flow curves, (b) Stress for e-CSB fluid at base, 10%, 20%, and 30% concentrations within its annular region with a 1m height and 0.01m/s displacement velocity.

By applying the fitting equations of the Herschel-Bulkley and Power Law models using the parameters for each fluid concentration (Fig. 5a), and combining them with the shear stress values obtained from the average of the first 15 seconds of the experimental tests (Fig. 5b), a procedure was adopted to minimize noise and the final upward trend, it was possible to develop Table 4 using the stress values in Pa: 2.07, 12.92, 24.56, and 110.19. This table presents the operational shear rate values for the production column corresponding to each concentration.

Table 4 - CaCO3 Concentration and Shear Rates.

$CaCO_3$ Concentration	**Shear Rate (s^{-1})**	
	Herschel-Bulkley	**Power Law**
base	0.077	0.756
10%	15.9	16.6
20%	16.2	17.0
30%	34.2	33.8

ISBN: 978-65-5222-057-8

Based on all the collected data, it is possible to establish a comparison between the rheological and experimental tests. The fitting Equations 1 and 2, along with Table 4, which presents the specific shear rate values corresponding to the operation of the production column, enable a direct correlation between the two sets of tests. The analysis can begin with Figure 5, which illustrates the flow curves. It is observed that as the $CaCO_3$ concentration increases, base fluid, 10%, 20%, and 30%, the shear stress required to initiate and maintain flow also increases, as shown by the values in Table 1. The curves for the 20% and 30% concentrations exhibit the highest stress amplitudes compared to the lower concentrations, indicating a clear densification effect caused by the addition of $CaCO_3$. This behavior is also confirmed in Figure 6 (despite the intrinsic noise inherent to the measurement process), which presents the experimental shear stress over time for different concentrations. It was observed that increasing the $CaCO_3$ concentration is associated with higher shear stress, as all samples must flow through the same annular area at the same flow rate. The corresponding shear stress values are: 2.07, 12.92, 24.56, and 110.19 Pa, with densities of 1175, 1290, 1450, and 1600 kg/m³, respectively. The curves for the 20% and 30% concentrations show greater amplitude compared to the others, a pattern consistent with what was observed in Figure 5 for the same concentrations. Table 4 is essential in this analysis, as it allows for the identification of the experimental operational shear rate range corresponding to each concentration, serving as a key link between the experimental and rheological data.

CONCLUSIONS

The present study consistently demonstrated the rheological and experimental behavior of the e-CSB fluid under different calcium carbonate ($CaCO_3$) concentrations, simulating the effects of sedimentation. Through the application of the Herschel-Bulkley and Power Law models, a clear correlation was established between the increase in $CaCO_3$ concentration and the rise in yield stress and viscosity. The rheological results indicated that both shear stress and the consistency index (K) progressively increased with the higher solid concentration, reflecting a greater resistance to flow caused by fluid densification.

The experimental column displacement tests corroborated the rheological data, reinforcing the understanding that higher concentrations result in greater shear stress requirements due to the increase in density and structural rigidity of the fluid. Notably, the fluid with 30% $CaCO_3$ exhibited the highest shear stress values, being approximately 53.2 times greater than the base fluid, 8.5 times higher than the 10% fluid, and about 4.5 times greater than the 20% fluid. This increase was consistent with the rheological data, clearly evidencing the effect of densification induced by simulated sedimentation. Furthermore, it was observed that the fluid response during column extraction within the annular region was strongly dependent on the solid concentration, with greater

ISBN: 978-65-5222-057-8

amplitude and resistance in the curves corresponding to the most concentrated formulations.

Additionally the specific shear rate values corresponding to the production column operation enabled a direct correlation between the experimental and rheological data. The operational shear rate values determined for each concentration provide essential information for field applications, allowing for more accurate predictions of fluid behavior during well abandonment procedures.

ACKONWLEDGMENTS

Acknowledgements for the financial support from Petrobras/CENPES.

REFERENCES

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Dispõe sobre o descomissionamento de instalações. Resolution ANP No. 817. Official Gazette of the Union, Brasília, DF, section 1, Apr. 24, 2020.

INSTITUTO DE ESTUDOS ESTRATÉGICOS DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – INEEP. Um diagnóstico do segmento de exploração de petróleo e gás no Brasil (2000–2023). Diagnóstico Setorial nº 2, Sep. 2024.

MAESTRO, P. H.; ARAUJO, C.; JUNIOR, R. M. D.; NEGRÃO, C. O. R. Experimental unit for evaluation of drag force in the removal of offshore oil production column. In: **20th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering – ENCIT**, ABCM, Foz do Iguaçu – PR, Brazil, 2024.

MUHLSTEDT, G.; NETO, AU. C.; ARAUJO, O.; JUNIOR, R. M. D.; NEGRÃO, C. O. R. Rheological analysis of e-CSB fluid to simulate a sedimented bed. In: **20th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering – ENCIT**, ABCM, Foz do Iguaçu – PR, Brazil, 2024.

OVARLEZ, G.; RODTS, S.; CHATEAU, X.; et al. Phenomenology and physical origin of shear localization and shear banding in complex fluids. Rheologica Acta v. 48, p. 831–844, 2009.

ISBN: 978-65-5222-057-8

COMPARISON OF TRANSIENT SIMULATION RESULTS FOR A SIMPLIFIED INJECTION WELL USING DIFFERENT SOFTWARE TOOLS

Marcus V. de S. Crispim[1], Bernardo P. Vieira[1], Simon Koenig[1], Fábio P. Fortkamp[1,2], Jader R. Barbosa Jr.[1,3]

[1]POLO – Research Laboratories for Emerging Technologies in Cooling and Thermophysics, Department of Mechanical Engineering, Federal University of Santa Catarina Florianópolis, SC, 88040-900, Brazil,

[2]Technical University of Denmark, Department of Energy Conversion and Storage, Anker Engelunds Vej, Building 301, 2800 Kongens Lyngby, Denmark,

[3]Craft & Hawkins Department of Petroleum Engineering, Louisiana State University Baton Rouge, LA 70803, USA

e-mails: marcus.crispim@polo.ufsc.br, bernardo.vieira@polo.ufsc.br,simon.koenig@polo.ufsc.br, fapfor@dtu.dk, jbarbosa@lsu.edu

ABSTRACT

Numerical simulation is an essential tool in petroleum well engineering due to the complexity of the phenomena involved and the inherent difficulties of physical prototyping. In this context, different kinds of commercial software have been widely adopted to model thermal and mechanical processes in injection wells, such as internal heat exchanges and deformations of the casing, cement, and rock layers. However, the lack of transparency inherent to such proprietary software leads to several uncertainties in the results obtained, as underlying factors such as the properties of the fluids involved, the choice of correlations for heat transfer and pressure drop, boundary conditions in the radial heat exchange, and deformation models applied are not fully known. To clarify these differences and validate the developed transient model, transient simulation results of a simplified cold water injection well obtained with a commercial software (WELLCAT), an in-house transient model (SAFEST), a CFD-developed model, and a semi-analytical model were compared. Due to the simple structure of the well, the main variables analyzed were the temperature profiles both along the injection tubing and radially across the formation. Considering its fewer simplifications, the CFD model was taken as a reference for accuracy analysis of the results. The results showed that all models obtained higher temperature profiles than the CFD, indicating a tendency to overestimate the heat exchange between the injection tubing and the formation. At all analyzed time instances, the model that best agreed with the CFD was SAFEST, followed by WELLCAT, and lastly the semi-analytical model. It was also observed that the difference between the WELLCAT and CFD results decreased with the increase in total simulated time, suggesting that WELLCAT is more suitable for steady-state applications.

Keywords: transient simulation, commercial software, model comparison

ISBN: 978-65-5222-057-8

1 INTRODUCTION

Petroleum exploration presents significant safety challenges, especially in modern wells that often extend several kilometers into the subsurface, where both temperatures and pressures are exceptionally high (Martins et al., 2022; da Veiga et al., 2022). One common failure mode in wellbore operations is the development of pressure differences between two concentric annuli, known as the Annular Pressure Change (APC) phenomenon (Mitchell, 2006). Annular Pressure Buildup (APB), a specific case of APC, occurs when a temperature increase in the fluid trapped within the annulus causes a substantial pressure difference between the two annuli. This pressure differential can result in mechanical failures due to induced stresses, many of which have been documented in the literature (Bradford et al., 2004; Ellis et al., 2004; Pattillo; Cocales; Morey, 2006; Pattillo et al., 2007).

Accurately predicting the thermo-mechanical behavior of the wellbore under harsh conditions, including the occurrence of Annular Pressure Buildup (APB), is a complex task. It involves the interplay of heat transfer, fluid flow, and mechanical deformation processes. Due to this complexity, numerical simulation has become a key tool in the petroleum industry, particularly through commercial simulators, which enable engineers to analyze the thermal behavior of the wellbore under various operational conditions. A major drawback of these simulators is their lack of transparency regarding the underlying models and assumptions. Their “black box” approach, while simple and efficient, introduces uncertainty into the numerical results, and consequently, the wellbore integrity calculations.

To examine how each simulator handles wellbore heat transfer, this study compares four numerical tools applied to a simplified geometry: a widely used well design software (WELLCAT), a CFD model implemented in STAR-CCM+, an in-house transient simulation tool (SAFEST), and a semi-analytical model. The test well is reduced to its essentials, mainly consisting of a single-phase fluid flow in contact with the formation, without the complexities of cement or annular spaces commonly found in wellbores. This simplified geometry eliminates uncertainties related to fluid properties, natural convection, and other factors, enabling the creation of a Semi-Analytical model for comparison. The focus of the comparison is on the temperature profiles along the injection tubing and within the surrounding formation, as accurate thermal predictions are critical for ensuring well integrity. By benchmarking these tools, the study highlights key modeling differences and limitations that design engineers must carefully consider when selecting and applying simulation tools in petroleum operations.

ISBN: 978-65-5222-057-8

2 METHODOLOGY

2.1 Operation Parameters and Well Geometry

To evaluate each simulator's heat transfer performance, a test case was defined in which cold water is injected through a single tube within the rock formation, as illustrated in Figure 1. Removing the cement and the annulus from a typical wellbores removes uncertainties linked to annular heat transfer, fluid property variations, and natural convection modelling, allowing for a more focused and accurate comparison of heat transfer in the flowing fluid and formation heat conduction models. This simplified geometry also enables the creation of a semi-analytical model to be used as a reference to the other numerical models.

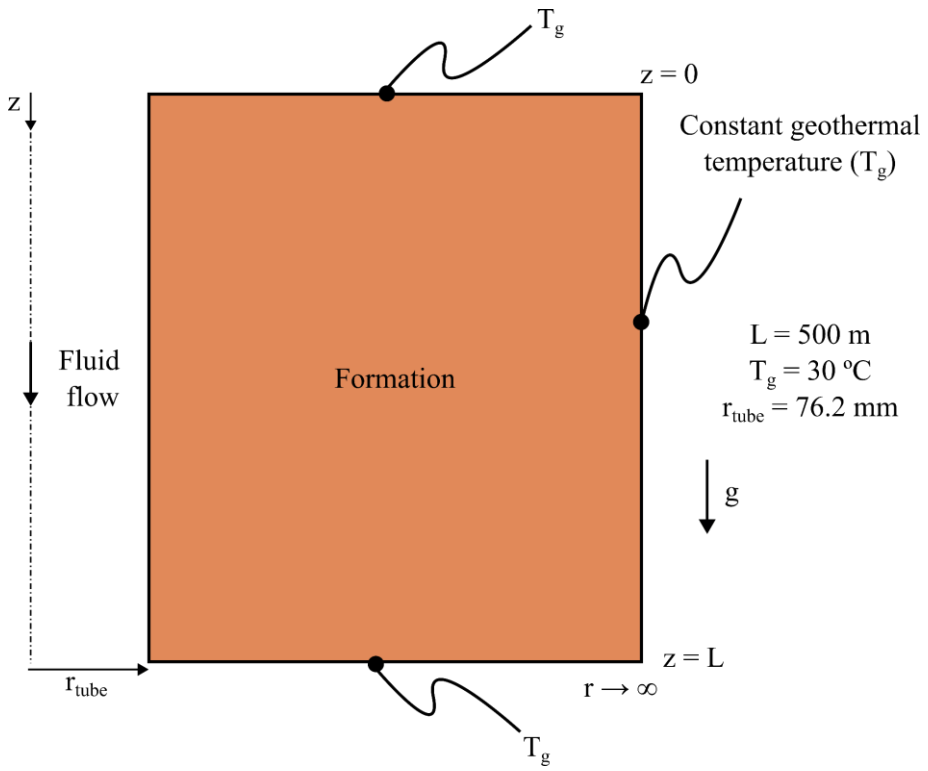


Figure 1: Geometric setup of the proposed well used to compare the models

Table 1 lists the geometry and operation parameters used in all simulations. Note that the well diameter and mass flow rate correspond to a Reynolds number of approximately 8272, indicating a turbulent flow regime.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 1: Geometric and operational parameters of the reference well.

Parameter	Value
Well depth [m]	500
Tubing inner radius (WELLCAT only) [m]	0.076
Tubing outer radius [m]	0.0889
Water thermal conductivity [W/m. K]	0.599
Water viscosity [mPa.s]	1
Water specific heat [J/kg. °C]	4189.6
Water density [kg/m³]	998
Mass flow rate [kg/s]	0.577
Formation thermal conductivity [W/m. K]	1.592
Formation specific heat [J/kg. °C]	1256.9
Formation density [kg/m³]	2242.42
Formation boundary temperature (T_g) [ºC]	30
Injection temperature [ºC]	10

2.2 Numerical Models

The numerical models used in this work solve both the energy and momentum equations, differing primarily in how each software handles the heat conduction in the formation, whether they employ steady-state or transient approaches, and how they treat boundary conditions. This section details the specifics of each model to highlight their key differences.

2.2.1 Semi-analytical model

The semi-analytical model is explained in detail in Crispim et al (2024) and summarized in this section. The model prescribes the undisturbed geothermal temperature profile at a far distance from the wellbore centerline, and uses dimensionless time functions to estimate the fluid-formation interface temperature. This qualifies the model as pseudo-transient and, since this

ISBN: 978-65-5222-057-8

approach only considers radial heat transfer in the formation, it is unable to set temperature boundary conditions at the top and the bottom of the rock formation. The use of time functions also limits the range of simulation times that can be accurately modeled, as these functions are derived based on assumptions that are only valid for specific time periods, usually larger than 7 days. In this work, the time function proposed by Hasan and Kabir (1991) was used:

$$f(t) = 1.128\sqrt{t_D}\left(1 - 0.3\sqrt{t_D}\right), \qquad t_D \leq 1.5$$

$$(0.4063 + 0.5\ ln\ ln\ (t_D))(1 + 0.6/t_D), \quad t_D > 1.5 \qquad (1)$$

To determine the heat transfer coefficient between the injection fluid and the tubing wall, the Dittus-Boelter equation was used:

$$Nu = \frac{hD}{k} = 0.023\ Re^{0.8} Pr^n \qquad (2)$$

where Re is the Reynolds number, Pr is the Prandtl number and n = 0.4 for heating and 0.3 for cooling. To obtain the temperature distribution in z, the First Law of Thermodynamics is applied to an element inside the injection column, where Q is the heat transfer rate from the injection fluid to the formation, obtained using the Hasan and Kabir time function and Dittus-Boelter correlation.

$$h_{in} - gz_{in} = h_{out} + \frac{Q}{m} \qquad (3)$$

2.2.2 WELLCAT

The commercial package WellCAT (WELLCAT, 2023) was used as a third-party tool to simulate the well operation. Since it is a commercial software, the internal correlations and assumptions are not transparent, which hampers the model-by-model comparison with the in-house codes. However, by experimentation and consulting the documentation some characteristics of the simulation can be inferred. The input geothermal temperature boundary condition is imposed 50 ft from the wellbore centerline and also at the mudline and the reservoir. In this work, all of these values were set to 30ºC. The mudline and reservoir boundary conditions cannot be turned off, and thus had to be emulated in the other models when possible. WellCAT is unable to simulate a tubing without a casing, thus an artificial casing was included solely for the purpose of running its simulations. Due to its high thermal conductivity and small thickness, the casing is expected to have little influence in the overall results. The software offers two solution modes:

- Transient mode: A simulation time is specified by the user, the solver incorporates time dependent terms in the energy equation, solving it through discrete time steps.
- Steady-State mode: No time input is required, the problem is solved assuming steady-state conditions.

ISBN: 978-65-5222-057-8

2.2.3 SAFEST

SAFEST is a transient thermal-structural simulator built in-house to predict annular pressure build-up (APB), which is detailed in Vieira et al (2024). This software solves the energy equation in its fully transient form, not requiring the use of a time function, but instead solving the transient conduction problem in the formation. This approach allows it to accurately predict wellbore behavior over any period of time, including short durations where models relying on time functions often struggle.

SAFEST solves the conduction problem in the formation by considering axial and radial heat transfer, assuming the geothermal temperature input at a far distance from the well. The disadvantage of this approach is the computational cost, which increases not only due to the complexity of the transient problem itself, but also due to the extra calculations related to the heat transfer in the formation. SAFEST couples temperature, pressure, and structural deformation calculations, and dynamically updates thermal property evaluations based on these results. Consequently, it is expected to be more precise than WELLCAT and closer in accuracy to the CFD model.

2.2.4 STAR-CCM+

For the CFD model, the STAR-CCM+ software was employed. In this model, the equations were solved fully in 2-D, increasing its precision but also its computational cost. To ensure a proper balance between efficiency and accuracy, a non-uniform temporal discretization scheme was applied, consisting of three different time steps. A time step of 0.5 seconds was used throughout the initial transient period, which lasted up to 2 days. Between day 2 and day 30, the time step was increased to 1 minute. Finally, after the initial 30 days, the timestep was further relaxed to 30 minutes. Additionally, during the first 5 minutes of operation, the momentum equations were fully solved using the k–ω turbulence and k–ω turbulent viscosity solvers. After the initial 5 minutes, the momentum equation was assumed to have reached a quasi-steady-state condition and was no longer updated, only the energy equation continued to be solved thereafter. This simulation setup is designed to balance high accuracy with lower computational cost. The main differences between the softwares were summarized in Table 2.

3. RESULTS AND DISCUSSION

3.1 Temperature Results

Figure 2 shows the temperature profiles along the fluid flow after 12 hours, 7 days, 1 month, and 2 years of operation. The CFD solution serves as the high-

ISBN: 978-65-5222-057-8

fidelity reference, as it resolves the fully-transient energy and momentum equations, including coupled axial-radial conduction in the rock.

Table 2: Comparison of the main features and differences between WELLCAT, SAFEST, and the CFD and analytical models.

Feature	WellCAT	CFD	Analytical	SAFEST
Model type	Third-party tool	Third-party tool	Internally developed	Internally developed
Dimensions	1-D	2-D	1-D	1-D
Simulation Modes	Steady-state and transient modes	Fully transient approach (energy and momentum)	Pseudo steady-state approach with dimensionless time functions	Fully transient approach (energy)
Thermal Conduction in Formation	Included	Included	Not included (time functions)	Included
Accuracy	Primarily accurate for steady-state or long-term simulations	Accurate for both shorter and longer time intervals	More accurate for longer time intervals; reduced accuracy for short intervals	Accurate for both shorter and longer time intervals
Computational Cost	Low	Very high	Low	High

SAFEST closely matches the CFD results, reproducing the CFD curve within 1% at all simulated times. It is the closest numerical simulation tool to the CFD solution, primarily because its model incorporates energy equations in transient form, similar to the CFD approach. At shorter times, the semi-analytical model deviates significantly from the numerical models. This was somewhat expected, as the model uses time functions that neglect axial heat conduction in the formation and do not account for temperature boundary conditions at the top and bottom of the formation. Additionally, the time functions are generally inaccurate for time periods shorter than 7 days. Such assumptions limit the model's accuracy during early transients, but for longer simulation times, the results align more closely with those of the other numerical simulation tools. WELLCAT also accounts for axial and radial conduction through a finite axial grid, but it differs from CFD and SAFEST by incorporating a finite-thickness tube (casing) layer between the fluid and the rock, which introduces additional thermal resistance. Although WELLCAT was run in its transient mode, it produced results in a very short computational time, suggesting the use of several simplifications.

ISBN: 978-65-5222-057-8

These simplifications, which remain unknown due to its “black box” nature, cause significant discrepancies with the CFD reference at shorter time periods, with the model only becoming more accurate over longer durations.

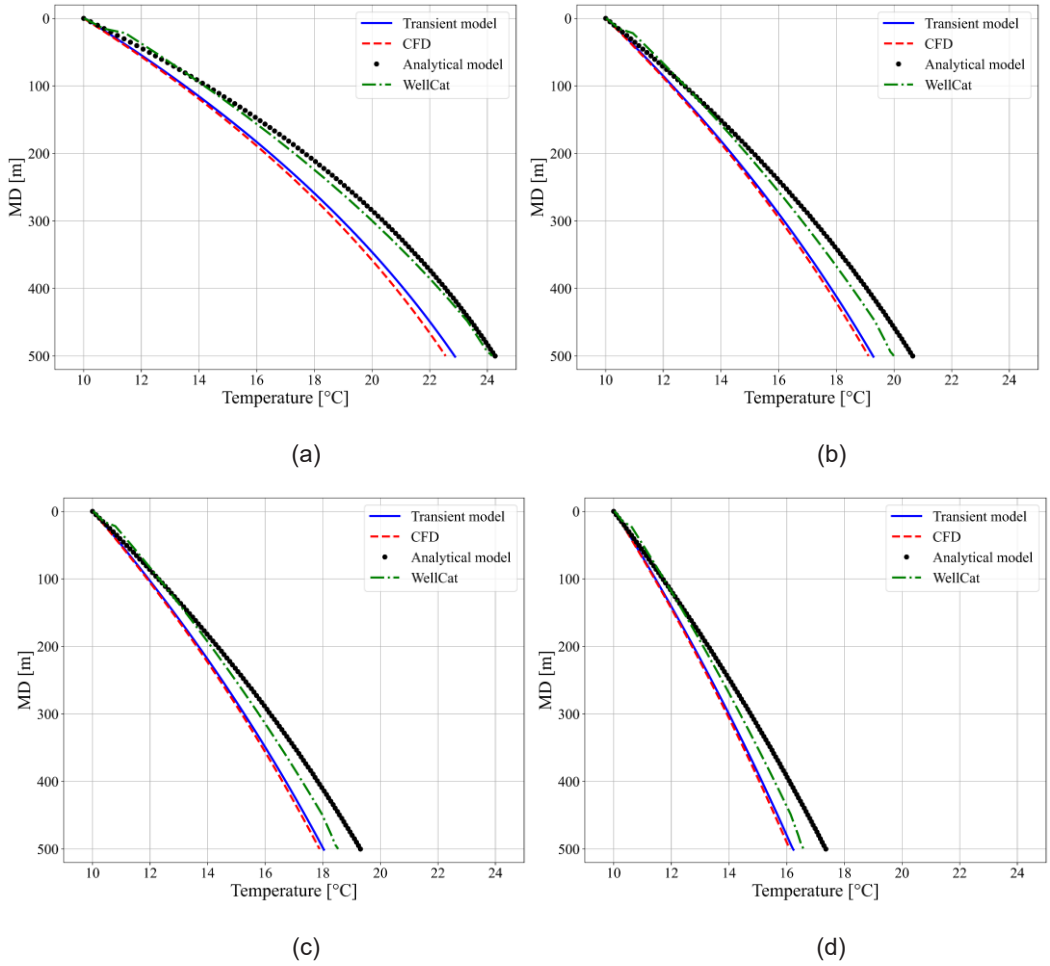


Figure 2: Comparison of the injection tubing temperature profiles for Operation time of 12h (a), 7 days (b), 30 days (c), 1 year (d).

3.2 Formation Temperature Results

Figure 3 compares the formation temperature profiles computed with CFD, SAFEST, and WELLCAT as a function of radial position at a depth of 250 meters for all simulated times. The three curves remain within 1°C of each other, despite the previously noted differences at the wellbore wall. This near-merging of results indicates that the formation model is being handled consistently across all numerical tools. The convergence of results confirms that the primary source of uncertainty lies not in the rock conduction formulation, but in how each code handles the wellbore interface during injection. For engineering tasks that depend on formation temperatures, any of the transient tools should provide equivalent

ISBN: 978-65-5222-057-8

results, assuming they use the same rock properties and boundary conditions. The analytical model is not used for formation temperature profiles because it only calculates the temperature at the fluid-formation interface, relying on the time-functions approach.

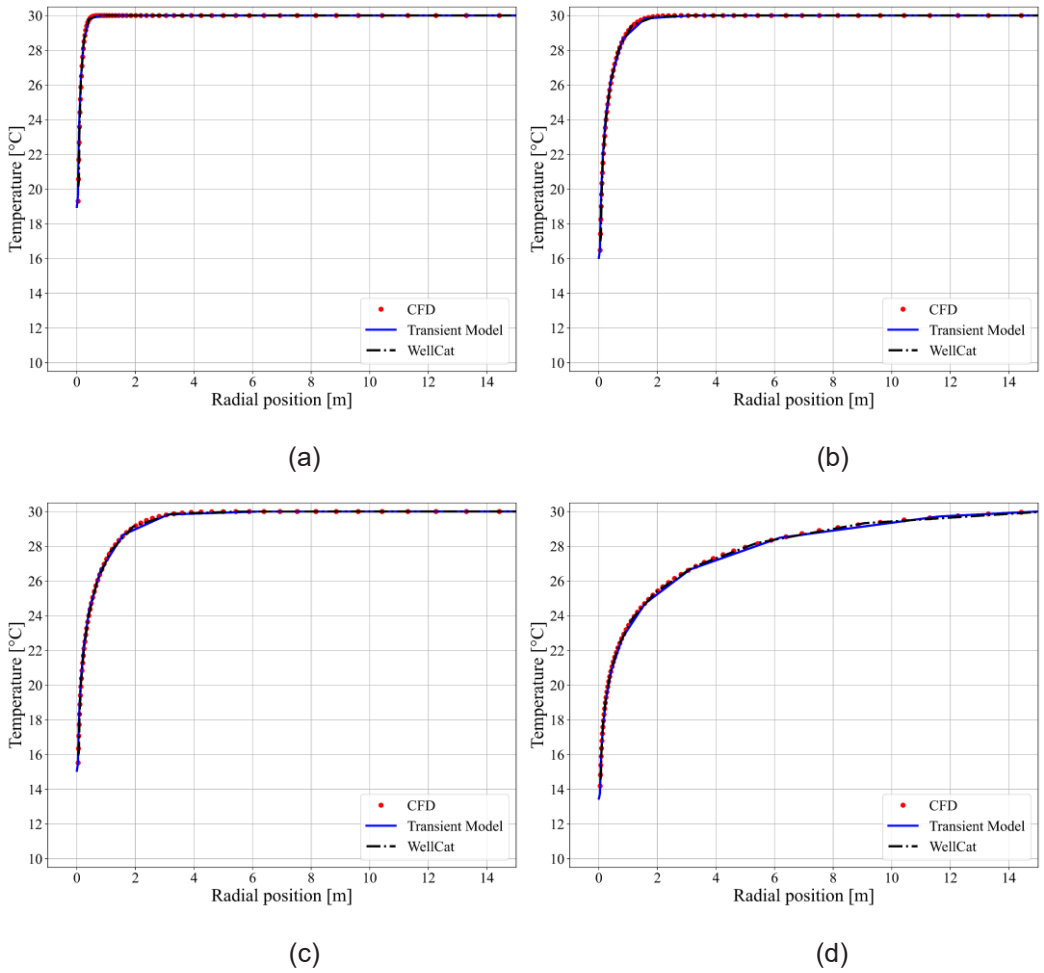


Figure 3: Comparison of the formation temperature at MD 250m for the operation times of 12h (a), 7 days (b), 30 days (c), 1 year (d).

4. CONCLUSION

This study benchmarked four simulation tools: CFD (STAR-CCM+), SAFEST, WELLCAT, and a semi-analytical model, using a cold water injection scenario in a simplified well geometry. The results demonstrated that SAFEST provides the most accurate representation of formation temperature profiles, closely matching the CFD solution with minimal error across all simulated times. This confirms that SAFEST's fully transient energy equation is robust for both short- and long-term analyses. WELLCAT, while offering a closer match to the semi-analytical model, is more suited for long-term temperature assessments but

ISBN: 978-65-5222-057-8

exhibits significant discrepancies in short-term simulations. The semi-analytical model, though efficient with its lower computational cost, shows considerable inaccuracies due to its reliance on time functions and simplified boundary conditions, making it less reliable for precise formation temperature predictions. The agreement between SAFEST and CFD supports the use of SAFEST as a reliable tool for wellbore analysis and understanding complex issues such as APB. However, the study highlights that any of the transient simulation tools, provided they use the same rock properties and boundary conditions, should yield comparable results for engineering tasks involving formation temperatures. For future work, incorporating longer tube lengths in the simulations would provide a more realistic evaluation of the impact of mudline and reservoir temperatures in actual wellbore conditions. Overall, this study emphasizes the importance of carefully selecting simulation tools based on their accuracy, computational efficiency, and suitability for the specific needs of petroleum operations, especially when considering transient thermal behaviors and wellbore integrity.

REFERENCES

BRADFORD, D. W.; FRITCHIE, D. G.; GIBSON, D. H.; GOSCH, S. W.; PATTILLO, P. D.; SHARP, J. W.; TAYLOR, C. E. Marlin failure analysis and redesign: Part 1 — description of failure. SPE Drilling & Completion, v. 19, p. 104–111, 6 2004. ISSN 1064-6671

CRISPIM, M. V. S.; FORTKAMP, F. P.; BARBOSA, J. A systematic comparison of wellbore heat transfer simulators. In: Proceedings of ENCIT- 20th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering: ABCM, 2024.

da Veiga, A. P., Martins, I. O., Barcelos, J. G. A., Ferreira, M. V. D., Alves, E. B. D. M., da Silva, A. K., Hasan, A. R., & Barbosa, J. R. (2022). Predicting thermal expansion pressure buildup in a deepwater oil well with an annulus partially filled with nitrogen. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *208*, 109275. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109275

ELLIS, R. C.; FRITCHIE, D. G.; GIBSON, D.H.; GOSCH,S.W.;PATTILLO,P.D.Marlin failure analysis and redesign: Part 2—redesign. SPE Drilling & Completion, v. 19, p. 112–119, 6 2004. ISSN 1064-6671.

Hasan, A. R., & Kabir, C. S. (1991). Heat transfer during two-phase flow in wellbores: Part I -Formation temperature. In *66th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. Dallas, TX.

MARTINS, I. O.; SILVA, A. K. da; SILVA, E. C.; HASAN, A. R.; BARBOSA, J. R. Predicting the annular pressure behavior during water injection in offshore wells with a transient, multiphysics model. Journal of Petroleum Science and Engineering, Elsevier B.V., v. 218, 11 2022. ISSN 09204105.

MITCHELL, R. F. Petroleum Engineering Handbook: Volume II Drilling Engineering. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2006.

PATTILLO, P. D.; COCALES, B. W.; MOREY, S. C. Analysis of an annular pressure buildup failure during drill ahead. SPE Drilling & Completion, v. 21, p. 242–247, 12 2006. ISSN 1064-6671.

PATTILLO, P. D.; SATHUVALLI, U. B.; RAHMAN, S. M.; PREWETT, H. H.; CARMICHAEL, S. P.; WYDRINSKI, R. Mad dog slot w1 tubing deformation failure analysis. In: All Days. [S.l.]: SPE, 2007

ISBN: 978-65-5222-057-8

EVALUATION OF REPRESENTATIVE PARTICLE DIAMETER IN POLYDISPERSE SEDIMENTATION MODELING

Ricardo Silva Fontes, Gabriel Nonato, Allan Barbosa Geoffroy Motta*, Renan de Souza Teixeira, Luís Américo Calçada, Claudia Miriam Scheid

*Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, *allanbgmotta@ufrrj.br*

ABSTRACT

Sedimentation plays a crucial role at all stages of oil and gas exploration and extraction, from drilling to well abandonment. The deposition of weighting particles at the bottom of the annular confinement region of the drilling fluid can lead to operational issues, compromising the structural stability of the well. During oil and gas extraction, an increase in the pressure of the confined fluid in the annular region occurs, known as Annular Pressure Build-up (APB). One mitigation technique is the use of an open shoe, but this technique can be impaired due to sediment accumulation formed by the weighting material. Consequently, simulation of this phenomenon has become increasingly explored, driven by the need to predict the behavior of the sediment formed in the annular region. This study aims to enhance the determination of representative particle diameters in polydisperse sedimentation models, minimizing the variation of model parameters. A polydisperse model was employed to represent the particulate system, incorporating multiple types of particles that may differ in diameter and density. Conventional parametric fitting methods can determine the parameters with relatively low errors. However, there is no clear relationship between the parameters and the representative diameters of each species. To clarify this dependency, a method for determining representative diameters from groups of average diameters obtained from granulometric analyses was evaluated, and its accuracy in batch sedimentation predictions was analyzed. It was found that the definition of parameters shows reduced variability for certain studied groups. Identifying a more accurate method for determining representative diameters can improve the predictability of sediment behavior, supporting the development of more robust models for applications in the oil and gas industry.

Key-word: sedimentation, polydisperse, monodisperse, modeling, simulation.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Oil well drilling is a critical stage in exploration engineering, requiring the use of drilling fluids to ensure process efficiency and safety. These fluids perform essential functions, such as bit lubrication, drill cuttings removal, hydrostatic pressure control, and wellbore wall stabilization until the cementing phase (ROCHA, 2018). Composed of liquid phases (water or oil-based) and various additives — including weighting agents, viscosifiers, gases, or salts — these fluids exhibit complex rheology and multiphase behavior (MOTTA *et al.*, 2023). However, the presence of solid particles may lead to undesirable phenomena, such as sedimentation over time, altering fluid performance and suspension stability.

Upon completion of drilling, a portion of the fluid remains confined in the well's annular region. During production, especially in deepwater environments, exposure of the fluid to severe temperature and pressure conditions can trigger thermal expansion, resulting in increased annular pressure, a phenomenon known as Annular Pressure Build-Up (APB) (THOMAS, 2004). APB poses a significant operational risk, potentially compromising well integrity. Mitigation strategies, such as open-shoe designs, have been adopted to relieve pressure through controlled rock formation fracturing (ROCHA, 2018).

In this context, the sedimentation of weighting particles within the confined fluid becomes a critical variable. The sedimentation process, governed by the density difference between solid and liquid phases, is commonly described in four zones: clarified, free settling, variable concentration, and compaction (COE and CLEVENGER, 1916). Understanding and predicting this behavior is essential to ensure fluid reliability throughout the well's lifecycle.

Continuous mathematical models, such as Kynch's sedimentation theory (1952), have been widely used to simulate particle kinetics in monodisperse suspensions. Later advancements, like the model proposed by Bürger *et al.* (2000), extended this approach to polydisperse suspensions, yielding systems of conservative hyperbolic equations solved by discontinuity-capturing numerical methods. This framework has proven effective in predicting sedimentation dynamics under real polydisperse conditions.

This study aims to enhance the determination of representative diameters in polydisperse sedimentation models by reducing parameter variability. The mathematical model was implemented in Fortran, based on Bürger *et al.*'s (2000) model was used to evaluate the accuracy of particle-size-averaging methods in representing the particulate system. Additionally, we investigated the impact of particle diameter variation on sedimentation kinetics, contributing to the understanding of confined fluid behavior in oil wells.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METHODOLOGY

Mathematical Model

The mathematical model was developed by Bürger *et al.* (2000) and is based on Kynch's (1952) kinematic theory, adapted for polydisperse suspensions. The formulation combines a mass balance equation, kinematic constraints, and constitutive equations, resulting in a nonlinear system of conservation laws for the volumetric concentration of each particulate species, where particles may differ in diameter (d_i) and density (ρ_s). The final form of the equation and boundary conditions are defined by Equations 1, 2 and 3.

$$\frac{\partial \phi_i}{\partial t} + \frac{\partial f(\mathbf{\Phi})}{\partial z} = 0, \qquad i = 1, \dots, N \tag{1}$$

$$f_i(\mathbf{\Phi}) = \mu V^{BLS}(\phi)\phi_i \left(d_i\big(\rho_s - \rho_s(\mathbf{\Phi})\big) - \sum_{h=1}^{N} d_h\, \phi\big(\rho_s - \rho_s(\mathbf{\Phi})\big) \right) \tag{2}$$

$$C.C.: \quad f|_{z=0} = 0, \quad f|_{z=L} = 0 \tag{3}$$

The model was implemented in Fortran, including processing and analysis of results, and assumes an ideal suspension composed of N particle species, each with a diameter $d_i (i = 1, \dots, N)$. The flux is defined by $f_i = \phi_i v_i$; the phase velocity, v_i; the concentration matrix, $\mathbf{\Phi} = (\phi_i)_{i=1,\dots,n}$; and the volumetric concentration, $\phi_i = \phi_{i(z,t)}$.

The function $V^{BLS}(\phi)$, called drag law, is used in the constitutive equation for relative velocity. In their study, Bürger *et al.* (2000) introduced an Equation (4), proposed by Barton, Li and Spencer (1992), which incorporates the maximum concentration (ϕ_{max}) and empirical parameters n and λ. Although other formulations exist for the drag law, with or without adjustable parameters, this model was selected because it allows calibration via two empirical parameters, providing greater flexibility and accuracy for sedimentation modeling.

$$V^{BLS}(\phi) = \left[\left(1 - \frac{\phi}{\phi_{max}} \right)^{n} + \lambda\phi(\phi_{max} - \phi) \right] \tag{4}$$

The numerical solution of the model is obtained through the development of second-order shock-capturing schemes for systems of conservation laws, which produce approximations for non-explicit discontinuous solutions, using jump conditions and shock-tracking techniques, a method developed by Nessyahu and Tadmor (1990).

Experimental Conditions

Batch sedimentation tests were conducted using glass spheres, selected for their incompressibility and uniformity. The material was sieved into five particle size ranges using screens with openings of 106, 150, 180, 212, 250, and 355 μm.

ISBN: 978-65-5222-057-8

The base fluid was prepared with 20% v/v water and 80% v/v glycerin, while the suspension contained 15% v/v solids and 85% v/v base fluid. Results for the upper interface settling over time were obtained through bench-scale tests using 500-milliliter graduated cylinders.

The properties of the base fluid and particulate material are: maximum suspension concentration ϕ_{max} = 0.50 v/v; solid density ρ_s = 2410 kg/m³; base fluid viscosity μ_f = 0.0497 kg/ms; base fluid density ρ_f = 1260 kg/m³; and column height L = 26 cm. Experimental procedures followed the methodology described by Oliveira et al. (2024).

The particle size characterization was performed by laser diffraction using a Malvern Mastersizer 3000 analyzer. The characteristic diameters D[3,2], Dv[10], Dv[50], and Dv[90] were determined, as presented in Table 1. Additionally, the frequency distribution data by size fraction was obtained and is shown in Figure 1.

Table 1: Particle size distribution results for characteristic diameters of sieved fractions.

Diameter (µm)	**106 - 150 µm**	**150 - 180 µm**	**180 - 212 µm**	**212 - 250 µm**	**250 - 355 µm**
D[3,2]	135	165	171	187	185
Dv[10]	101	127	128	132	122
Dv[50]	138	170	177	196	197
Dv[90]	188	227	242	288	315

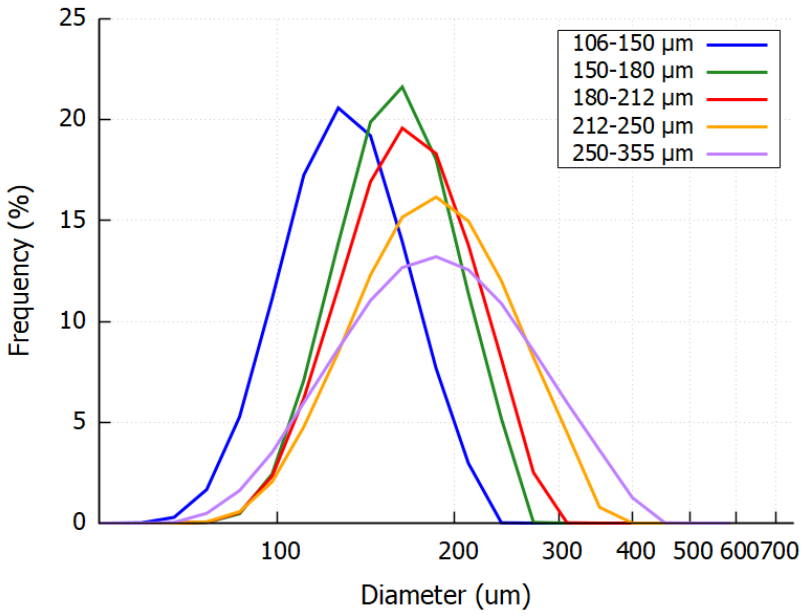


Figure 1: Frequency distribution plot for the sieved size fractions.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Computational Simulations

Computational simulations were conducted based on experimental data obtained from bench-scale tests and laboratory analyses. For each particle size range, four simulation configurations were performed: monodisperse, bidisperse, quadridisperse, and hexadisperse, involving one, two, four, and six particle species, respectively. The species in each configuration varied in both concentration and diameter.

The solid volume fractions were distributed proportionally to the number of species: 15% v/v in the monodisperse simulation, 7.5% v/v per species in the bidisperse case, 3.75% v/v per species in the quadridisperse case, and 2.5% v/v per species in the hexadisperse case, always totaling 15% v/v. The representative diameters of each species were determined through weighted averages, considering the relative frequencies of the particle size distribution for each range.

The fitting of the parameters n and λ was performed using the Monte Carlo Method, with the optimization criterion based on the minimization of the Root Mean Squared Error (RMSE), and validation conducted through the coefficient of determination (R^2), by comparison with the experimental results.

RESULTS AND DISCUSSION

Experimental Results

Figure 2 presents the experimental results of the upper interface position over time for different particle size ranges. It is observed that the range with the largest diameter (250–355 μm) exhibited the highest settling velocity, a behavior consistent with theoretical expectations, since larger particles have greater mass and, consequently, experience a stronger gravitational force, more easily

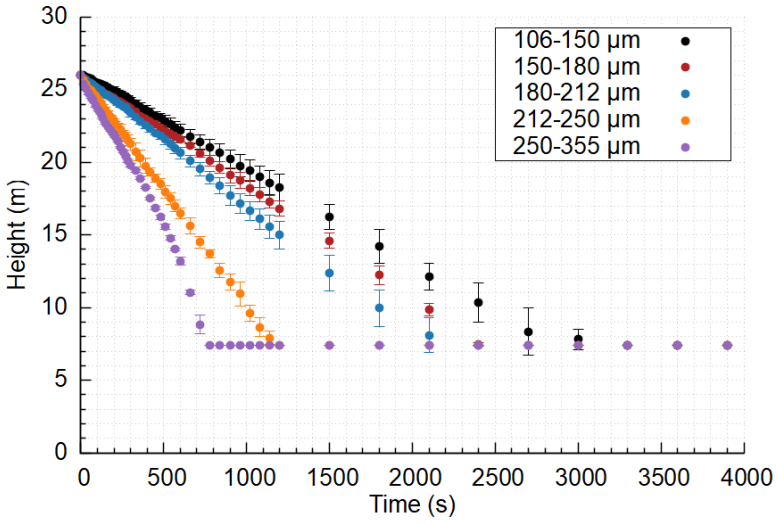


Figure 2: Experimental results of the settling of the upper interface over time for the sieved particle size ranges.

ISBN: 978-65-5222-057-8

overcoming fluid resistance. Conversely, the smallest particle size range (106–150 μm) showed the lowest settling velocity, a result compatible with its lower mass.

The settling curves show well-defined trends. Sieving enabled the isolation of the effect of mean diameter on sedimentation dynamics, clearly demonstrating the correlation between particle size and settling rate. The data analysis reinforces the importance of particle size control in the investigation of empirical parameters associated with polydisperse sedimentation. These parameters will be explored in the following stages, enabling precise model adjustments for each analyzed diameter range.

Model fitting

Figure 3 presents the results of the parametric fitting of sedimentation models for different groups of particle species. The optimal values of the empirical parameters n and λ were estimated using the Monte Carlo Method, with RMSE minimization, and coefficients of determination R^2 greater than 0.999 were obtained, evidencing the accuracy of the fits achieved. The results show that in the monodisperse and bidisperse scenarios, the parameters exhibit greater variability, with no well-defined pattern. In contrast, for the quadri- and hexadisperse cases, the values of n and λ remain notably constant, clearly

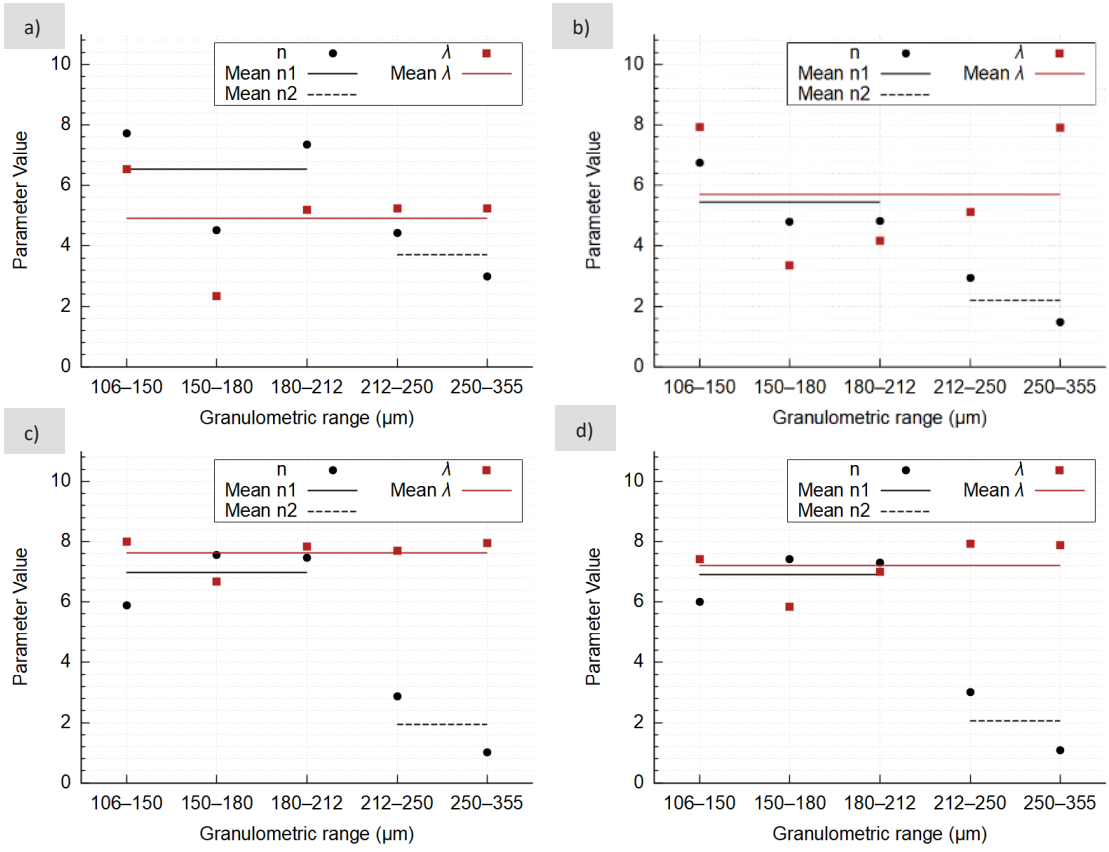


Figure 3: Adjustments of the parameters n (black dots) and λ (red dots) for each sieved size range in the mono- (a), bi- (b), quadri- (c), and hexadisperse (d) simulations.

ISBN: 978-65-5222-057-8

forming plateaus. This stabilization of parameters in polydisperse systems with more particle species suggests a homogenization of sedimentation behavior due to the interaction between particles of different sizes in the simulation.

A clear trend is observed in the distribution of n values as a function of particle diameter. For smaller diameter ranges (106–180 μm), n values presented higher plateaus, ranging from 6 to 8, whereas for larger diameter ranges (212–355 μm), n values were significantly lower, ranging from 1 to 4. This behavior indicates the existence of two distinct regimes, suggesting a dependency of parameter n on the settling velocity and, consequently, on the average particle size. That is, in suspensions with larger average diameters, n tends to be lower, whereas in suspensions with smaller diameters, n increases.

Onthe other hand, λ values did not show significant variation with granulometry. Data analysis allowed the identification of a single plateau for λ, suggesting that this parameter is more closely related to the number of species in the simulation. This independence is relevant, as it isolates the effect of the suspension structure on the compaction process. The results reinforce the importance of the polydisperse approach in sedimentation dynamics and indicate that flow models based on parametric fittings such as n and λ can be sensitive to the granulometric composition of the suspension.

Simulation Results

Based on the average plateau values of the parameters n and λ previously determined, simulations were carried out for each particle species within the different granulometric ranges, using mean diameters weighted by the relative frequencies of each granulometric class.

Figure 4 presents the results obtained for three representative ranges: the smallest diameter range (106–150 μm), the intermediate range (180–212 μm), and the largest diameter range (250–355 μm). The other ranges were omitted due to exhibiting similar behaviors. It is observed that the simulated curves, even when using average parameter values, satisfactorily reproduce the experimental behavior observed in the bench-scale sedimentation tests. This result indicates that using averaged values among the granulometric ranges is a valid approach to estimating system behavior, simplifying the modeling process without significantly compromising accuracy. Thus, this supports the use of the polydisperse model, which provides better representativeness and is less dependent on parameter fitting.

Figure 5 shows the complete simulation of the hexadisperse system for the 180–212 μm range, representing the particle concentration profile along the column height over time. A good agreement with the theory is evident, with well-defined batch sedimentation zones: clarified zone in blue; free-settling zone in green; and compaction zone in yellow. It is noteworthy that the simulated

ISBN: 978-65-5222-057-8

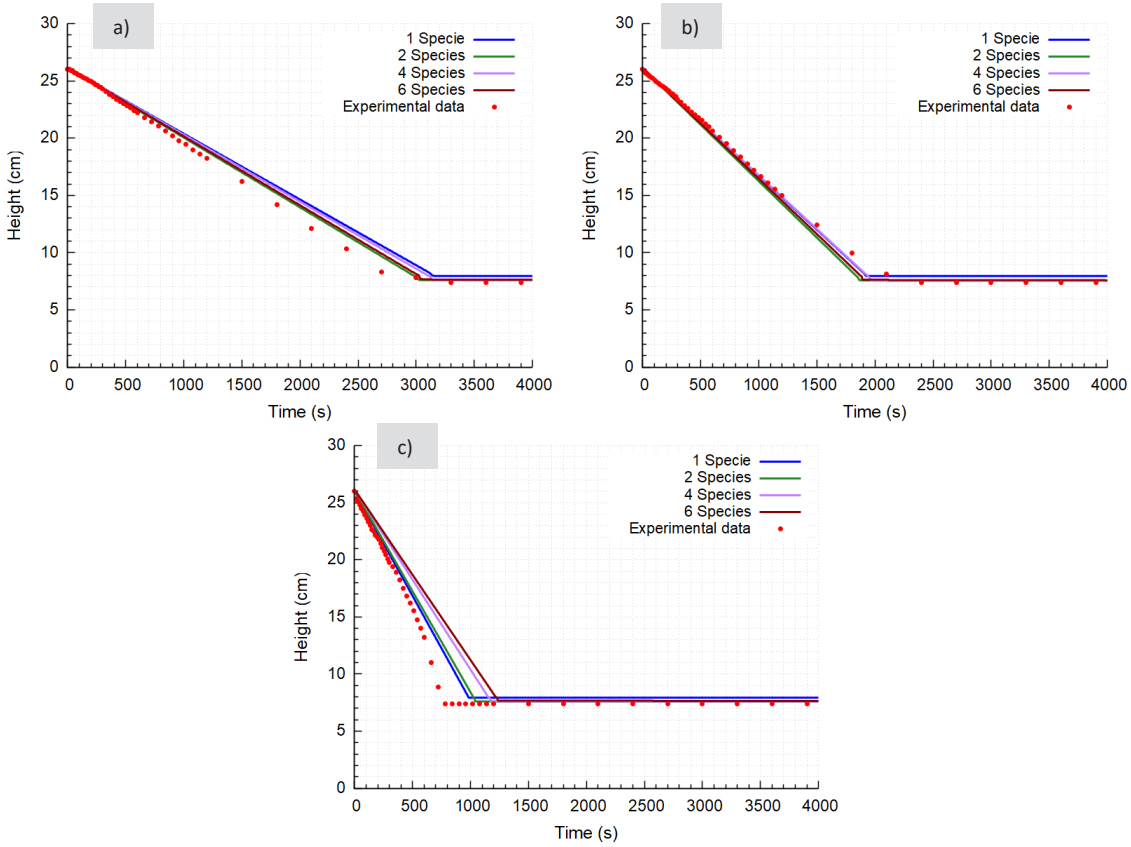


Figure 4: Settling of the upper interface over time for simulations with varying numbers of species, in the 106–150 μm (a), 180–212 μm (b), and 250–355 μm (c) size ranges.

behavior aligns well with the experimental results, showing good agreement in sedimentation times.

Furthermore, the simulations enabled a deeper understanding of the structure of the sediment bed (in yellow), revealing a heterogeneous concentration distribution along the column height. This behavior stems from the differences in sedimentation velocities among particles of different diameters: larger particles settle more rapidly, accumulating at the bottom, while smaller ones remain suspended for longer and deposit in upper layers. As a result, a higher volumetric concentration is observed just above the sediment, near the experimental points, attributed to the greater spatial occupation induced by fine particles.

Additionally, the model realistically reproduces the formation of the transition zone (between the green and blue zones), highlighting the stratified organization of smaller particles and revealing a concentration gradient between both zones. This selective packing effect reinforces the presence of heterogeneous beds, a behavior not observed in monodisperse simulations. Therefore, the polydisperse model proves to be more representative of the physical phenomenon, providing more detailed and experimentally aligned

ISBN: 978-65-5222-057-8

predictions, which enhances its applicability in real solid-liquid separation systems.

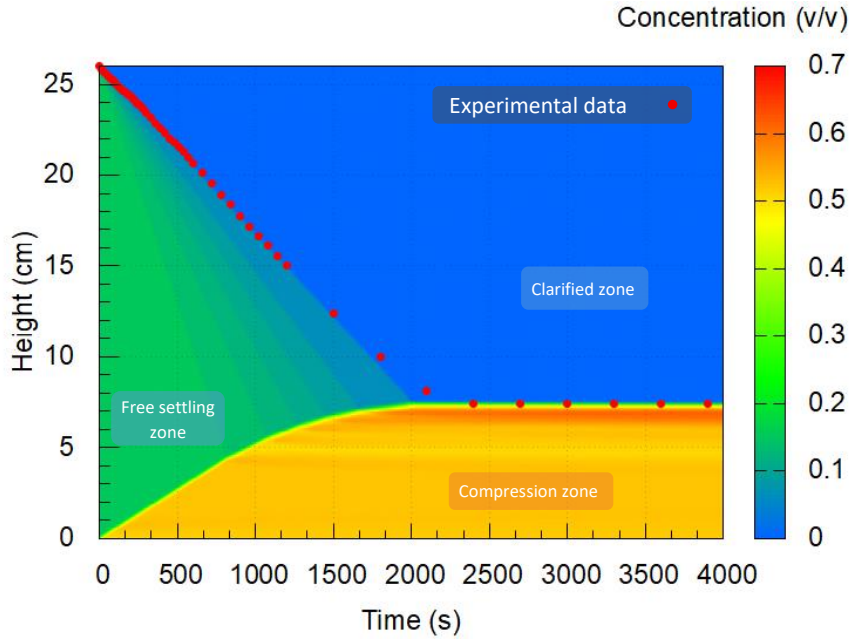


Figure 5: Concentration as a function of height and time for the 180–212 μm range, simulated in the hexadisperse case, with overlay of experimental data.

CONCLUSIONS

This study proposed a methodology for determining a representative diameter based on granulometric analysis, applied to the modeling of sedimentation of polydisperse suspensions. Parametric fittings were performed for different diameter ranges and particle species configurations, followed by simulations using the average values of the adjusted parameters.

The simulations based on average parameters reproduced the experimental sedimentation curves with good accuracy, validating the approach as an alternative to individual fitting, especially in quadri- and hexadisperse systems. It was observed that the optimal values of the parameters n and λ are strongly associated with the mean particle diameter: n presented two distinct plateaus according to the granulometry, while λ tended to stabilize from four species onward. The adoption of this strategy represents a significant methodological simplification, reducing computational and experimental effort without loss of accuracy. The concentration versus height and time graph corroborated the agreement between the model and the experiment, reinforcing the robustness of the adopted modeling approach.

From a future perspective, the results indicate a possible functional correlation between n and λ. The application of automated fitting techniques with large-scale sweeping may enable the formulation of predictive relationships between the parameters, expanding the applicability of the model in industrial contexts and reducing the dependence on empirical calibration.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ACKNOWLEDGMENTS

The authors acknowledge the funding and support provided by Petrobras (Project SPA 4600654833), CNPq, and UFRRJ, as well as the support of the Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani in the development of this work.

REFERENCES

BARTON, N. G.; LI, C. H.; SPENCER, S. J. Control of a surface of discontinuity in continuous thickeners. Journal of the Australian Mathematical Society. Series B. Applied Mathematics, v. 33, p. 269-280, 1992.

BÜRGER, R.; CONCHA, F.; FJELDE, K.; HVISTENDAHL, K. Numerical simulation of the settling of polydisperse suspensions of spheres. Powder Technology, v. 113, p. 30-54, 2000.

COE, H. S.; CLEVENGER, G. H. Methods for determining the capacities of slime-settling tank. AIME Transactions, v. 55, p. 356-384, 1916.

FONTES, R. S.; MOTTA A. B. G.; SOUZA J. M.; TEIXEIRA R. S.; CALÇADA L. A.; SCHEID C. M. Análise do efeito da distribuição de partículas do processo de sedimentação monodispersa e bidispersa. Congresso Brasileiro De Sistemas Particulados, 41., 2024.

KYNCH, G. A theory of sedimentation. Transactions of the Faraday Society, v. 48, p. 166-176, 1952.

NESSYAHU, H.; TADMOR, E. Non-oscillatory central differencing for hyperbolic conservation laws. Journal of Computational Physics, v. 87, p. 408-463, 1990.

OLIVEIRA, G. N.; FONTES, R. S.; MOTTA A. B. G.; SOUZA J. M.; TEIXEIRA R. S.; CALÇADA L. A.; SCHEID C. M. Análise experimental da sedimentação de esferas de vidro polidispersas em uma mistura de glicerina em água. Congresso Brasileiro De Engenharia Química Em Iniciação Científica, 15., 2024.

ISBN: 978-65-5222-057-8

BOYCOTT EFFECT ON PARTICLE SEDIMENTATION IN DIRECTIONAL WELLS

Vitória Maria de Melo Leite[1], Gabriel Vaz de Almeida[2],
Flávia Marques Fagundes[3], Fran Sergio Lobato[4],
João Jorge Ribeiro Damasceno[5], Fábio de Oliveira Arouca[6]

[1-6] Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Química, Av. João Naves de Ávila, 2121, Bairro Santa Mônica, CEP 38400-902, Uberlândia/MG, Brasil, [1]vitoria.leite@ufu.br, [2]gabriel.vaz@ufu.br, [3]flavia.fagundes@ufu.br, [4]fslobato@ufu.br, [5]damasceno@ufu.br e [6]arouca@ufu.br

ABSTRACT

Well drilling for oil extraction is not always limited to vertical trajectories. Directional wells — with intentional deviation — are employed to access hard-to-reach zones, drill multiple wells from a single platform, and enhance reservoir contact to optimize production. In such wells, drilling fluids must suspend solids when circulation stops. Due to inclination, the Boycott effect accelerates particle settling as a function of the deviation angle. Solid concentration also influences sedimentation; higher concentrations in vertical systems help sustain suspension longer. This study examined the impact of solid concentration on sedimentation in directional wells, using aqueous xanthan gum suspensions with calcium carbonate. Tests were performed with volumetric solid concentrations of 10% and 15% at inclinations of 0° and 45°. The Gamma Ray Attenuation Technique monitored solids' volumetric concentration profiles over time. Results revealed a cross-effect between high solid concentration and vessel inclination. In the compression zone, the concentration effect prevailed, showing higher sedimentation at 0°. In both the clear liquid and constant concentration zones, the Boycott effect prevailed, resulting in higher rates at 45°. Both 10% and 15% suspensions showed similar behavior across zones. However, the 15% suspension exhibited a smaller increase in solid concentration over time compared to the 10% suspension. For the 10% suspension, concentration rose from 10% to 17% at 0° and to 13.7% at 45°. For the 15% suspension, it increased to 21.4% at 0° and 19% at 45°. These findings indicate that higher initial concentrations hinder sedimentation due to reduced fluid mobility and increased resistance to particle movement. Such effects must be considered during drilling and shutdown operations to ensure effective solid suspension control.

Keywords: sedimentation of particles, directional wells, concentration effect, Boycott effect, gamma ray attenuation.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Directional drilling is a technique used in the drilling of wells which allows the drill bit to deviate from a vertical path, enabling operators to reach specific underground targets and navigate around obstacles. For this reason, this method has emerged as an alternative for oil extraction in challenging environments, such as hard-to-reach or inaccessible locations, salt domes or multi-target wells (Schimicoscki *et al*, 2025).

For preventing or corrective measures, operational stops may occur during oil drilling process, which leads to the interruption of drilling mud pumping, causing some particles that were moving up to the surface to begin settling through the annular space. However, sedimentation of particles is an undesired phenomenon during drilling operations, since it may result in problems and equipment damage, such as stuck pipe (Moreira *et al.,* 2017). To reduce these and other issues, drilling fluids are used to ensure the safety and efficiency of the process. To do so, viscosity-enhancing agents like xanthan gum are commonly used in these fluids, impairing shear-thinning and thixotropic characteristics to the suspension by forming gels when the fluid is stationary (Caenn *et al*., 2011).

Previous studies have shown that sedimentation occurs faster in directional wells when compared to vertical ones (Bürger *et al*., 2012). This phenomenon is known as the Boycott effect, in which particles rapidly move toward the inclined wall of the vessel, where solids concentration becomes higher, while the opposite wall becomes clearer. Due to the higher density of the concentrated area, particles then slide to the bottom of the vessel (Boycott, 1920). In addition to the Boycott effect, solid concentration also plays an important part in sedimentation. As solid concentration increases, the settling velocity decreases due to increased flow resistance and reduced particle mobility (Camenen, 2008). To study both effects, the use of non-invasive techniques to measure volume fractions without altering operating conditions is crucial. The Gamma-Ray Attenuation Technique is known to provide reliable results when quantifying the variation of volumetric solids concentration over time, successfully serving this purpose (Arouca, 2007).

This study aimed to evaluate the influence of solid concentration on sedimentation in directional wells, using aqueous suspensions of xanthan gum with calcium carbonate. To do so, experiments using suspensions with 10% and 15% volumetric solids concentration were conducted in inclinations of 0° and 45°. The Gamma-Ray Attenuation Technique was employed to monitor the volumetric concentration profile of solids over time.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MATERIALS AND METHODS

Materials

Two distinct suspensions were prepared for the tests. The first consisted of 0.1% w/w xanthan gum with 10% v/v calcium carbonate ($CaCO_3$), and the second, with 15% v/v $CaCO_3$. The $CaCO_3$ sample had a density of 2.69 g/ml. For each suspension, 1 ml of formaldehyde was added to 999 ml of distilled water for sterilization, followed by 1 g of xanthan gum. Both solutions were then stirred until completely homogenized using a RW 20D2Mn helical agitator from IkaLabortech and then allowed to hydrate for 24 hours. Subsequently, 149.45 g of $CaCO_3$ was added to 500 ml of the first solution, which was then stirred until homogenization with the same agitator. The same procedure was applied to the second solution using 237.36 g of $CaCO_3$. Although suspensions were prepared from 500 ml of solution, the same fluid height was maintained for sedimentation evaluation in the test vessels.

Rheological Tests

To characterize the xanthan gum (XG) solution as well as both the 10% and the 15% v/v $CaCO_3$ suspensions, a rheological test was performed at 25°C in triplicate. A shear rate ramp from 0 to 1021 s^{-1} was applied to capture the equivalent rotational speeds of 3, 6, 100, 200, 300, and 600 rpm, according to the API 13B-1 standard. The test lasted 200 seconds, with one data point collected per second. The Power-Law model was applied to the experimental results, as represented by Equation 1:

$$\tau = m\dot{\gamma}^n \quad (1)$$

where m and n are, respectively, consistency and behavior indices, τ is shear stress and $\dot{\gamma}$ is shear rate.

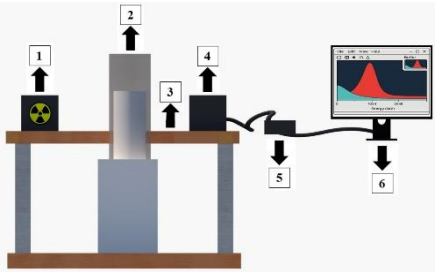
Gamma-Ray Attenuation Technique

To indirectly measure solids concentration at different points along the sedimentation vessel, the Gamma-Ray Attenuation Technique was applied. This non-invasive method allows accurate determination of local particle concentration without disturbing the system analyzed. The principle behind the technique is that when a material is placed in the path of a photon beam emitted by a gamma-ray source, the radiation is attenuated proportionally to the material's concentration (Arouca, 2007). The radioisotope Americium-241 was used as it presents good sensitivity, a long half-life time and high penetrability (Hamacher, 1978). Therefore, the equipment used during the tests is illustrated in Figure 1:

In this system, the radiation emitted by Am-241 passes through the suspension in the glassware, where it is attenuated, and is detected by the scintillator module. This occurs because the scintillator module contains sodium

ISBN: 978-65-5222-057-8

iodide crystals, whose orbital electrons interact with the radiation emitting electromagnetic radiation in the visible. The collected data is then processed by the digibase and finally displayed on the computer through the *software* Maestro as a radiation intensity versus time curve. Using the elevating platform, measurement positions are varied along the Z and X-axis, allowing the attenuated radiation intensity to be measured at different heights within the vessel over time.



1. Radioisotope (Am-241)
2. Vessel with suspension
3. Elevating platform
4. Scintillator module. (Thallium activated sodium iodide crystals)
5. Digibase
6. Computer

Figure 1: Schematic illustration of the gamma-ray attenuation equipment.

The tests commenced after the homogenization of the suspensions was completed using a RW 20D2Mn helical agitator from IkaLabortech. After pouring the suspensions into the test glassware, they were also manually stirred with a cylindrical stirrer. To adjust the glassware to the 45° inclination, additional equipment was used, as shown in Figure 2.

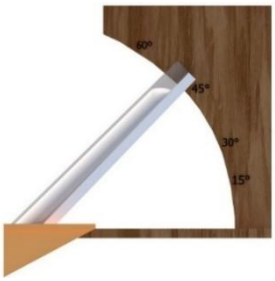


Figure 2: Supporting equipment for 45° inclination setup.

Experimental Tests

To collect results, both the 10% v/v and the 15% v/v suspensions were monitored at 0° and 45° by gamma-ray attenuation. To do so, 1000 counts, each lasting 20 seconds, were registered, which means each test lasted 20000 seconds (5.5 hours). The tests were performed in triplicate. With the elevating platform, the sedimentation process was monitored at predefined dimensionless heights (H). These dimensionless heights were derived by dividing the height of the studied point (h) by the maximum total height that the fluid reaches in the reservoir (H_{max}), as defined in Equation 2:

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$H = \frac{h}{H_{max}} \tag{2}$$

Thus, three dimensionless heights were chosen: H_1 = 0.039, close to the base of the vessel; H_2 = 0.550, around the center of the vessel; and H_3 = 0.942, close to top of the vessel. These positions were chosen to better observe three of the sedimentation zones described by Kynch (1952): the compression zone, the constant concentration zone and the clear liquid zone.

Equations

To obtain the volumetric concentration profile of solids over time, radiation intensity results (I) were converted into solid concentrations through the Lambert equation, written as Equation 3. The results were adjusted with the Resolution Time (T), which corresponds to the period in which the detection system is not able to distinguish if the radiation detected belongs to one or multiples sources (Gardner and Ely-Jr, 1967). In this study, the Resolution Time was T = 0.000197 s. Therefore, the results were adjusted by Equation 4, leading to Equation 3 being rewritten as Equation 5:

$$ln\left(\frac{I_0}{I}\right) = \beta\varepsilon_s \tag{3}$$

$$R = \frac{I}{1 - TI} \tag{4}$$

$$ln\left(\frac{R_0}{R}\right) = \beta\varepsilon_s \tag{5}$$

where ε_s represents volumetric solids concentration, β stands for the calibration constant, I and R represent the beam intensity before and after correction for Resolution Time (T). Intensities without subscript denote monitoring at any given moment and position of the fluid, while the subscript 0 refers to the reading obtained with the least attenuation of the system, specifically in the clarified liquid region. For this study, R_0 calculated corresponded to 1288.6 s^{-1}.

The constant β was calculated through linear regression of Equation 4 for each type of suspension. To do so, two points were considered: one in which both R_0 and ε_s equal to zero and the other representing the beam intensity after correction for resolution time at the beginning of sedimentation and the initial solid concentration.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTS AND DISCUSSION

To characterize the XG solution and both the 10% and the 15% v/v $CaCO_3$ suspensions, the rheological results are presented in Figure 3.

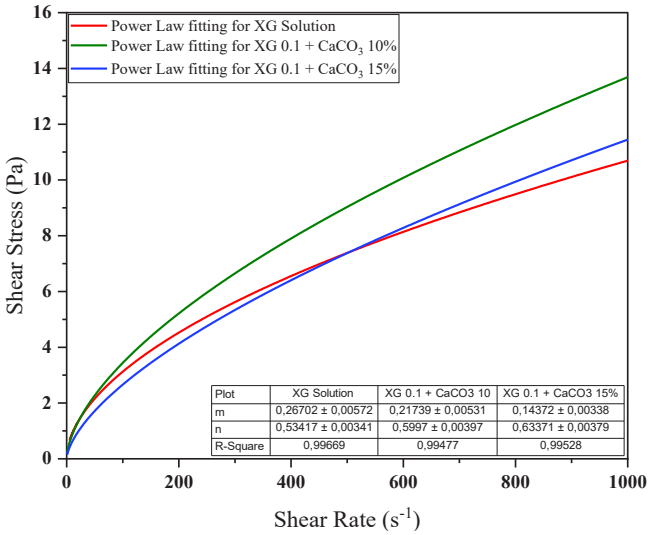


Figure 3: Rheograms of the XG solution and the 10% and 15% v/v $CaCO_3$ suspensions.

The behavior index (n) values ranged from 0 to 1, indicating the fluid's flow behavior under shear, and the consistency index (m) indicated the fluid's resistance to shear stress. Thus, the three curves in Figure 3 were well fitted to the Power-Law, presenting nonlinear behaviors, typical of shear-thinning fluids (Chhabra and Richardson, 2008).

Figure 4 presents the volumetric concentration profile of solids over time for the 10% v/v $CaCO_3$ suspension. The profiles were separated according to the vessel regions where they were monitored: base, center and top.

The results for the 10% v/v $CaCO_3$ suspension presented three different behaviors according to the positions defined by the dimensionless heights. At Figure 4 (a), there is an increase in solid concentration over time, which indicates this region of the vessel corresponds to the compression zone described by Kynch (1952). Although expected to be higher because of the Boycott effect, the sedimentation rate at 45° was lower when compared to 0°. This can be explained by the compression of sediment, which prevents particles from moving freely towards the inclined wall and sliding to the bottom of the vessel, preventing the Boycott effect. This behavior in the base of the vessel was also observed by Schimicoscki (2024) when using 10% v/v $CaCO_3$ aqueous suspensions at 0°, 30°, 45° and 60° inclinations. On the other hand, these results were opposite to the ones obtained for the same initial solid concentration when using 0.2% w/w XG suspensions in the same study, in which the Boycott effect was observed. In this

ISBN: 978-65-5222-057-8

present study, the intermediate xanthan gum concentration (0.1% w/w) can explain the prevalence of sediment compression and consequent inhibition of the Boycott effect.

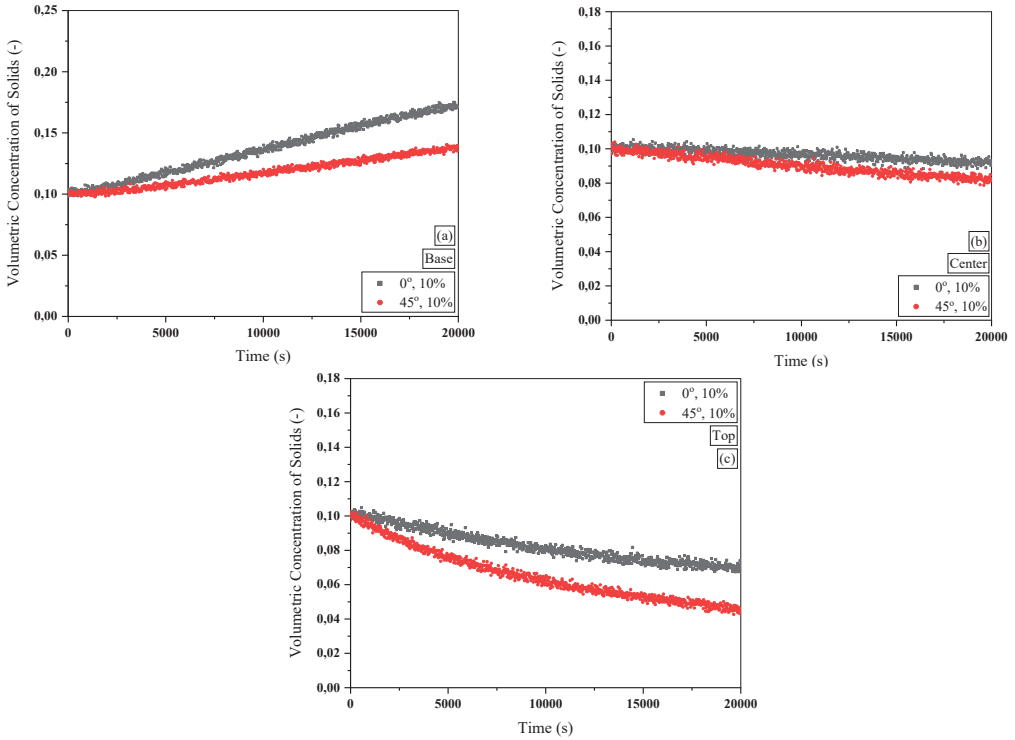


Figure 4: Volumetric concentration distribution of $CaCO_3$ over time at dimensionless heights of (a) 0.039, (b) 0.550 and (c) 0.942 at 0° and 45° inclinations for the 10% v/v $CaCO_3$ suspension.

In Figure 4 (b), solid concentration initially stays close to the initial concentration of 10%, which is a characteristic behavior of the constant concentration zone described by Kynch (1952). Then, solid concentration decreases slowly, indicating the beginning of the passage of the descending interface. Similarly, in Figure 4 (c), the region initially presents the constant concentration zone behavior until the beginning of the passage of the descending interface, which occurs faster in this region, where the clear liquid zone would be formed. However, since the sedimentation was not completed during the time of the experiment, the volumetric solid concentration did not reach 0%. For both regions, the Boycott effect was perceived, since the sedimentation rate was higher at 45° when compared to 0°. This can be explained by the absence of compression of the sediment in these regions, which allowed the particles to settle more freely and move toward the inclined wall of the vessel, increasing the sedimentation rate.

To analyze the effects of increasing solid concentration, Figure 5 presents the volumetric concentration profiles of solids of the 15% v/v $CaCO_3$ suspension.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Notably, in Figure 5, the increase in solid concentration did not alter the formation of sedimentation zones described by Kynch (1952), which are the same as those listed in Figure 4. In addition, the cross-effects of concentration and inclination were the same as those observed for the 10% $CaCO_3$ suspension. In Figure 5 (a), likewise in Figure 4 (a), the concentration effect prevailed, with the sedimentation rate being higher at 0°. In Figure 5 (c), the Boycott effect prevailed, with the sedimentation rate being higher at 45°. As in Figure 5 (b), the cross-effect of concentration and inclination was statistically similar to Figure 4 (b), since the observed variation between the inclinations is neglectable.

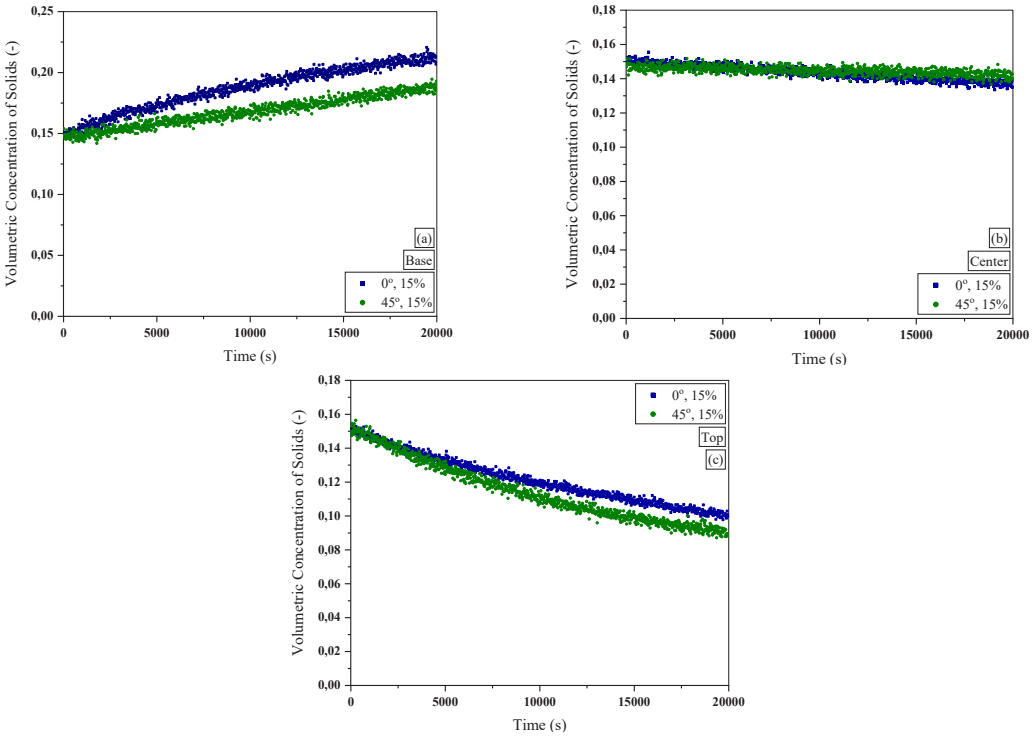


Figure 5: Volumetric concentration distribution of $CaCO_3$ over time at dimensionless heights of (a) 0.039, (b) 0.550 and (c) 0.942 at 0° and 45° inclinations for the 15% v/v $CaCO_3$ suspension.

Overall, both 10% and 15% suspensions presented the same behavior in each region. However, it is noticeable that the 15% suspension presented lower volumetric solid concentration increasement during the experiments when compared to the 10% one. For instance, in Figure 4 (a), solid concentration, initially at 10%, reaches 17% at 0° and 13.7% at 45° at the end of the test, while in Figure 5 (a) solid concentration, initially at 15%, reaches 21.4% at 0° and 19% at 45°. In other words, the higher the initial concentration, the smaller the relative increase. This shows that the concentration effect slows down sedimentation, as there is less space for the fluid to rise and there is more resistance to the movement of particles (Camenen, 2008).

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSION

The results showed that sedimentation in directional well models is influenced by both solid concentration and vessel inclination. At the base, settling was faster at 0° for both 10% and 15% v/v $CaCO_3$ suspensions, with a greater relative increase in the 10% case, indicating that higher concentrations reduce settling by limiting fluid mobility and increasing resistance. In upper regions, where sediment compression was minimal, the Boycott effect accelerated settling at 45°, as expected for inclined systems. This was not seen at the base, revealing that sedimentation behavior depends on monitoring position. The absence of significant accumulation at the bottom is advantageous, as this area is critical for equipment safety and well integrity. Although real drilling fluids are chemically and rheologically more complex, often showing sedimentation times beyond 5.5 hours, the findings still provide useful insights into how concentration and inclination affect settling. Future studies should explore more monitoring positions with real drilling fluids to deepen understanding under practical conditions.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank Petrobras S/A, Brazil; Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, Brazil; Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, Brazil; Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais, Brazil, for providing the necessary resources for the development and completion of this work. They would also like to thank Ministério da Educação (MEC), Brazil, for granting scholarships to the student authors who are part of the Programa de Educação Tutorial (PET) in Chemical Engineering at Universidade Federal de Uberlândia.

REFERENCES

AROUCA, Fábio de Oliveira. *Uma contribuição ao estudo da sedimentação gravitacional em batelada*. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2007.

BOYCOTT, A. E. Sedimentation of blood corpuscles. *Nature*, v. 104, p. 532, 1920. DOI: https://doi.org/10.1038/104532b0. Accessed on: May 16, 2025.

BÜRGER, R.; RUIZ-BAIER, R.; SCHNEIDER, K.; TORRES, H. A multiresolution method for the simulation of sedimentation in inclined channels. *International Journal of Numerical Analysis and Modeling*, v. 9, n. 3, p. 479–504, 2012. Available at: https://www.researchgate.net/publication/49461481_A_multiresolution_method_for_the_simulation_of_sedimentation_in_inclined_Channels. Accessed on: May 20, 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CAENN, Ryen; DARLEY, H. C. H.; GRAY, George R. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. 6. ed. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2011. ISBN 978-0-12-383858-2. DOI: https://doi.org/10.1016/B978-0-12-383858-2.00001-8. Accessed on: May 16, 2025.

CAMENEN, Benoît. Settling velocity of sediments at high concentrations. In: *Proceedings in Marine Science*, v. 9, p. 211–226, 2008. Elsevier. DOI: https://doi.org/10.1016/S1568-2692(08)80017-4. Accessed on: May 17, 2025.

CHHABRA, R. P.; RICHARDSON, J. F. *Non-Newtonian flow and applied rheology: engineering applications*. 2. ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2008. DOI: https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-8532-0.X0001-7. Accessed on: May 19, 2025.

GARDNER, R.; ELY-JR, R. *Radioisotope measurement applications in engineering*. New York: Reinhold Publishing Corporation, 1967.

HAMACHER, M. E. *Um estudo da sedimentação utilizando o método da atenuação de raios gama*. 1978. Dissertação (Mestrado em Engenharia Nuclear) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1978.

KYNCH, G. J. A theory of sedimentation. *Transactions of the Faraday Society*, v. 48, p. 166–176, 1952. DOI: https://doi.org/10.1039/TF9524800166. Accessed on: May 16, 2025.

MOREIRA, Bruno Arantes; AROUCA, Fábio de Oliveira; DAMASCENO, João Jorge Ribeiro. Analysis of suspension sedimentation in fluids with rheological shear-thinning properties and thixotropic effects. *Powder Technology*, v. 308, p. 290–297, 15 fev. 2017. DOI: https://doi.org/10.1016/j.powtec.2016.12.016. Accessed on: May, 17 2025.

SCHIMICOSCKI, Raquel Stavale; SOUZA, Elessandre; FAGUNDES, Flávia Marques; AROUCA, Fábio de Oliveira; DAMASCENO, João Jorge Ribeiro. Analysis of solid concentration profiles in particle sedimentation in directional reservoirs using the gamma-ray attenuation technique. *Geoenergy Science and Engineering*, v. 251, n. 3, p. 213865, abr. 2025. DOI: https://doi.org/10.1016/j.geoen.2025.213865. Accessed on: May 16, 2025.

SCHIMICOSCKI, Raquel Stavale. *Estudo da sedimentação de partículas em reservatórios inclinados utilizando a técnica de atenuação de raios gama.* 2024. 120 f. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2024. Available at: https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/41303. Accessed on: May 28, 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

PREDICTION OF DRILLING FLUID SEDIMENT HEIGHT IN OIL WELLS USING MACHINE LEARNING

Yasmin Coelho de Vasconcelos Nunes da Silva, Allan Barbosa Geoffroy Motta*, Luís Américo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

*Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, *allanbgmotta@ufrrj.br*

ABSTRACT

At the beginning of production, oil extraction at high temperatures causes the heating of the annular region. Since the drilling fluid confined in this area cannot expand, there is also an increase in pressure. This phenomenon, known as Annular Pressure Build-Up (APB), can compromise the well casing and, in extreme cases, result in accidents. To prevent this from occurring, the open-shoe strategy is employed. This approach allows the fluid to come into contact with the rock formation and be drained into it when its pressure exceeds the fracture pressure, thereby fracturing the formation and relieving excess pressure. However, the interval between well completion and the start of production can range from two to three years, during which weighting particles suspended in the fluid may settle by sedimentation, potentially covering the open shoe and preventing effective pressure relief. To ensure well integrity, prevent accidents, and avoid potential additional costs, it is crucial to determine the height of sediment accumulated in the annular space. This study was based on virtual sedimentation data obtained from SIMSAG, a software developed by LEF/UFRRJ that simulates particle sedimentation in the annular regions. Using this data, machine learning algorithms such as KNN, SVR, and Neural Networks were trained to rapidly predict sediment height within the annulus. The results obtained showed satisfactory metrics and coherent predictions, achieving good performance in most cases and contributing to a better understanding of the influence of different factors on sediment height.

keywords: sedimentation, machine learning, sediment height, drilling fluid.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

During the drilling of oil wells, drilling fluids are employed. These are complex mixtures whose efficiency depends on the control of properties such as viscosity and density. To achieve this, a mineral material known as a weighting agent is added to the fluid (SOUZA, 2024). After the well construction is completed, the fluid may remain trapped in the annular region—located between two casings or between the casing and the rock formation—for up to two or three years, until the start of production (CALÇADA *et al.*, 2016). During this period, sedimentation of the weighting agent particles occurs—a process that, according to França and Casqueira (2007), consists of the gravitational action that separates solid particles from the liquid phase.

In the production phase, oil is extracted under high-temperature conditions, transferring heat to the fluid confined in the annulus. Since this fluid cannot expand, pressure builds up, resulting in a thermal phenomenon known as Annular Pressure Build-Up (APB). This applies stress to the surrounding casings and tubing, potentially exceeding their design limits for rupture or collapse. To mitigate this issue, the open shoe strategy is employed, which allows the fluid to flow into the rock formation when its pressure exceeds the formation pressure. However, the sedimentation of weighting agent particles can lead to the formation of an impermeable structure within the annulus. If the sediment height is not properly controlled, it can block the flow through the open shoe, hindering pressure relief and potentially leading to accidents.

Machine learning is a subclass of artificial intelligence (ISMAIL *et al.*, 2021) and is divided into three categories: supervised, unsupervised, and reinforcement learning. Its main goal is to identify complex patterns in data, making it an effective tool for solving problems across various sectors. In the oil industry, machine learning has contributed to improving the accuracy and efficiency of operations while reducing costs. These models have proven effective in predicting rock and fluid properties, as well as anticipating accidents by comparing real-time data with historical records (Noshi and Schubert, 2018; Gurina *et al.*, 2020).

Within this context, the objective of this study was to understand how concentration, particle diameter, fluid consistency index, fluid behavior index, and time influence sediment height within the annulus. The present study applied virtual sedimentation data generated by SIMSAG, a LEF/UFRRJ-developed software that models particle sedimentation within annular regions. Based on virtual data generated by the SIMSAG, sediment height predictions were performed using supervised machine learning algorithms for regression: K-Nearest Neighbors (KNN), Support Vector Regression (SVR), and Neural Networks.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METHODOLOGY

Dataset

The data used in this study were generated using SimSag, a simulator developed in Fortran by LEF/UFRRJ. The mathematical model employed in the simulator describes the dynamics of particulate sedimentation through equations based on the Mixture Theory of Continuum Mechanics, in which each constituent has its own mass and momentum balance equations (MOTTA *et al.*, 2024). According to Bürger *et al*. (2004, 2000), local and convective acceleration terms are negligible compared to surface, interaction, and gravitational forces, allowing for simplifications in the momentum equation. To close the model, constitutive equations were adopted to characterize the solids' effective pressure, resistive force, and medium permeability. The fluid is considered non-Newtonian, with its apparent viscosity depending on the consistency index (k), flow behavior index (n), particle diameter (d_p), and sphericity (ϕ). Permeability was calculated using the Kozeny-Carman equation, and solid pressure was described by a modified Tiller equation.

Reference cases were simulated, including one standard case and others with two variations in each parameter of interest. These parameters included: rheological properties of the suspension (k and n), initial solids concentration (C_0), and mean particle diameter (d_p), considering a water-based fluid, an annulus height of 1680 meters, and a simulation period of 5475 days. Table 1 shows the parameters for each case, where increases in the parameter of interest are denoted by a positive sign and decreases by a negative sign. Table 2 presents the parameter values used in the test dataset.

Table 1: Variable values in the training dataset.

Variables	Standard	C_0+	C_0-	d_p+	d_p-	k+	k-	n+	n-
C_0 (%v/v)	4	6	2	4	4	4	4	4	4
d_p (μm)	50	50	50	75	25	50	50	50	50
k (Pa.s^n)	1	1	1	1	1	1.5	0.5	1	1
n (-)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.45	0.15

Table 2: Variable values in the testing dataset.

Variable	Standard	C_0+	C_0-	d_p+	d_p-	k+	k-	n+	n-
C_0 (%v/v)	4	5	3	4	4	4	4	4	4
d_p (μm)	50	50	50	60	40	50	50	50	50
k (Pa.s^n)	1	1	1	1	1	1.25	0.75	1	1
n (-)	0.3	0.3	0.3	0.3	0,3	0.3	0.3	0.4	0.2

The data for this study were stored in an Excel file, structured in two separate worksheets (Training and Testing). The separation of the datasets was carried out using the Pandas library by creating two distinct DataFrames. Following this, the input variables—solids concentration, particle diameter, fluid consistency index, fluid behavior index, and days—were separated from the output variable, which was the sediment height.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Preprocessing

To ensure the quality of the data used for training and testing the model, a data preprocessing step was necessary. This stage aims to reduce noise and improve the performance of the applied algorithms.

First, a descriptive analysis was performed using the statistical summary provided by the Pandas library, which enabled the identification of potential outliers and provided an overview of the data distribution. Table 3 presents the obtained values for the mean, standard deviation (σ), minimum, and maximum.

Table 3: Statistical summary of sediment height for each case.

Variable	Standard	C_0+	C_0-	d_p+	d_p-	k+	k-	n+	n-
Mean	2,08	2,56	1,74	9,82	0,17	0,62	15,98	40,05	0,13
σ	1,10	1,37	0,85	5,22	0,05	0,32	8,46	21,72	0,02
Minimum	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,03
Maximum	3,89	4,84	3,16	18,45	0,25	1,15	29,99	76,47	0,14

Subsequently, scatter plots and boxplots were generated for the sediment height in each case, enabling the analysis of this variable's behavior over time as each property varied. An abnormal pattern was observed in the dataset corresponding to the case with a concentration of 2% v/v (C_{0-}), where the presence of outliers was identified. Therefore, these values were removed to avoid introducing inconsistencies in the model.

K-Nearest Neighbors (KNN)

The first algorithm selected was KNN, which is known for its non-parametric nature and is widely valued for its simplicity and effectiveness in handling large datasets (SRISURADETCHAI and SUKSRIKRAN, 2024). The first step in performing regression with KNN is to determine the distance between data points, which requires the definition of a distance metric. For this study, the Euclidean metric was chosen (Equation 6). After calculating the distances, the number of nearest neighbors, *k*, is selected based on the adopted metric, and finally, the prediction of the output variable is obtained by averaging the values corresponding to those *k* neighbors.

This model is extremely sensitive to differences in the scale of variables, as it relies on distance calculations between data points. Therefore, since the dataset presented a wide variation in the magnitude of the variables, a data transformation was applied to mitigate this issue. For normalization, the MinMaxScaler method was adopted, which converts all input and output values into the [0, 1] range. This approach prevents model bias, ensuring that all variables contribute equally to distance calculations.

Uniform weights were employed, allowing all *k*-nearest neighbors to contribute equally to the prediction. The hyperparameter *k* was set to 2 neighbors, a value determined through preliminary testing and observation of the coefficient of determination (R^2). Following this, an automatic search structure selection was adopted, which chooses the most efficient strategy among available algorithms based on the characteristics of the data.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Support Vector Regression (SVR)

The second algorithm used was Support Vector Regression (SVR), which is an extension of the Support Vector Machine (SVM) method adapted for regression problems. SVR uses a tolerance margin around the prediction function and seeks to minimize the error outside that margin, keeping the model as simple as possible. The main parameters that control the performance of this model are: the regularization parameter (C), and the error tolerance margin (ε). These hyperparameters are interdependent, so changing the value of one directly influences the others (YU *et al.*, 2006). The parameter C dictates how much an error will be penalized—high values imply greater penalization and increase the model's complexity. The hyperparameter ε defines the size of the tolerance zone around the prediction function; a high value allows a larger tolerance zone.

The data used were the same as in the previous step, consisting of the same variable separation as well. However, after conducting tests, the data transformation that yielded the best result in this case was standardization with StandardScaler, which ensures that the data have zero mean and standard deviation equal to one. After that, the target variable was transformed into a one-dimensional array, that is, a data structure with only one column, as required by the algorithm in question.

Subsequently, an automatic hyperparameter tuning test was used from the Optuna library, which aims to minimize model errors. The RBF radial kernel was pre-defined. The kernel is a method that allows the algorithm to handle nonlinear relationships between variables by projecting the data into a space where it becomes possible to separate them more accurately. The test adjusted the hyperparameters C (regularization parameter) and ε (error tolerance margin), both tested in a range from 0.01 to 1. In this way, each iteration performed by the test trained and evaluated the model based on its performance on the test set. At the end of the optimization, the best set of parameters was defined (C = 0.01 and epsilon = 0.02) and used to train the model. Predictions were made using the previously standardized test data and, afterward, the results were converted back to the original scale through inverse scaling. The final performance was evaluated through the R^2 (coefficient of determination).

Neural Networks

The artificial neural network is a technique inspired by the neural networks of the human nervous system and consists of a set of interconnected neurons. It is composed of input signals with weights; this method sums the products of the inputs and their respective weights and then passes this result through an activation function, which obtains the output of one layer and feeds the input to the next layer (AGWU *et al.*, 2020).

The methodology employed in this step consisted of constructing an artificial neural network using the TensorFlow/Keras library. The same data from the previous steps were used, maintaining the same separation of input and output variables. To ensure the reproducibility of results, randomness control was adopted by fixing a seed (seed=42) in various libraries and avoiding parallelism in TensorFlow's internal operations.

ISBN: 978-65-5222-057-8

After comparing the model's performance regarding data transformation techniques, it was concluded that the input and output variables should be standardized using the StandardScaler technique. This step was essential for stabilizing the network training and considerably improved the model's performance. Next, the neural network architecture was defined, composed of two hidden layers with 2048 neurons each, using the LeakyReLU activation function (α=0.1) and Dropout layers with 30% to reduce overfitting. The output layer was defined with a linear activation function, appropriate for regression problems.

Subsequently, the model was compiled with the Adam optimizer, using MSE (mean squared error) as the loss function. The training was performed with a maximum of 200 epochs, using a batch size of 128 samples and reserving 20% of the training data for validation. These hyperparameter values were defined based on several preliminary tests, in which the model's performance, especially the R^2 value, was compared for each configuration. To prevent overfitting and ensure the best model performance, the EarlyStopping technique (patience=10) was employed, which stops training if the validation loss does not improve after 10 consecutive epochs. In this case, training was completed in 46 epochs. After training, predictions were generated on the test set, and the estimated values were unstandardized to be compared with the real values of the target variable. The model's performance was evaluated using the coefficient of determination (R^2).

RESULTS AND DISCUSSION

Figure 1 presents the correlation matrix between the input variables (C_0,d_p,k,n e dias) and the output variable (Sediment Height - SH) in the models, which aim to identify linear relationships. It is observed that the variable with the highest correlation is the flow behavior index (n), followed by the variable days.

In Figure 2, an atypical behavior is observed in the evolution of sediment height over time. Initially, there is an abrupt increase in this value and after an interval of 400 days, there is an equally sharp drop. Such a pattern does not correspond to the sedimentation phenomenon, which is characterized by continuous variations in the interfaces. This inconsistent behavior suggests the presence of outliers in the dataset of the C_{0-} case. Figure 3 shows the corrected behavior (without outliers) for the same dataset. It is noted that the curve now presents the expected pattern of sediment height increasing continuously over time, correctly reflecting the physical phenomenon of sedimentation. The comparison between these two figures highlights the importance of data preprocessing before training machine learning algorithms.

ISBN: 978-65-5222-057-8

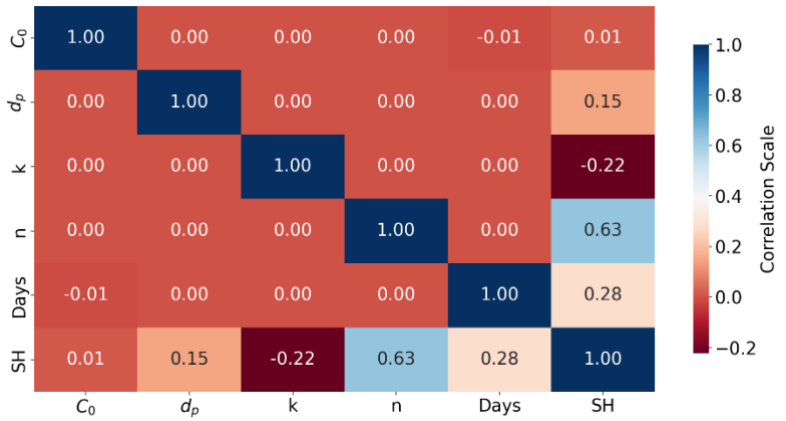


Figure 1: Correlation matrix between the variables used in the model.

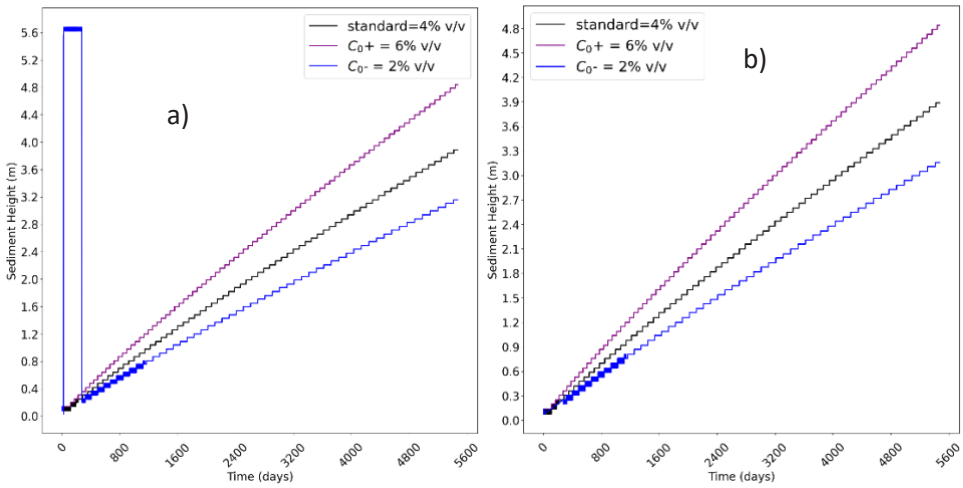


Figure 2: Scatter plots of the variable C_0 before (a) and after (b) outlier removal.

Figure 3a shows the performance of the SVR model. The distribution of the points representing the predictions is far from the ideal line, indicating that the model was not effective in capturing the patterns present in the dataset. The coefficient of determination (R^2) obtained was 0.44, indicating that only 44% of the data variability was explained by the model. This result may be related to the low variability of the data and the sensitivity of SVR to the choice of hyperparameters and the kernel, making it difficult to achieve accurate predictions. Thus, SVR proved to be less efficient compared to the other algorithms in this study.

Figure 3b shows the performance of the KNN model in predicting sediment height. Each point represents the relationship between the actual values and the predicted values by the model. It can be observed that most of the points are concentrated near the ideal line, indicating that the model has good predictive capability. However, this behavior can also be attributed to the low variability in the sedimentation data generated in this simulation, a factor that led to almost exact predictions for most of the samples. The coefficient of determination (R^2)

ISBN: 978-65-5222-057-8

obtained was 0,96, indicating that 96% of the data variability was explained by the model.

Given the results observed so far, the KNN model proved to be the most promising. Its non-parametric nature allows it to adapt to the distribution of the data; furthermore, its prediction is based on the average of the nearest neighbors' values. These two factors are especially effective when the data present simple relationships and little noise, as in the case of the simulated sedimentation. The high correlation value ($R^2 = 0,96$) confirms that this technique was able to faithfully capture the structure of the simulated data, despite showing small variations in regions where the sediment height is lower.

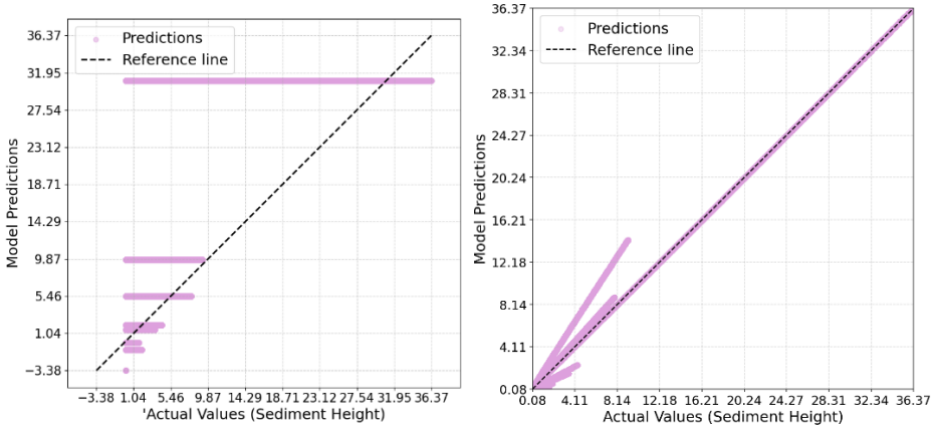


Figure 3: Performance curve of the SVR model (a) and the KNN model (b).

Regarding the neural network model, Figure 4 (a) shows the evolution of the training and validation loss over the epochs. A consistent decrease in validation loss is observed until the 36th epoch, where it reaches its minimum. After this point, there was no significant improvement for 10 consecutive epochs, which was the criterion set by EarlyStopping, resulting in the interruption of training at the 46th epoch.

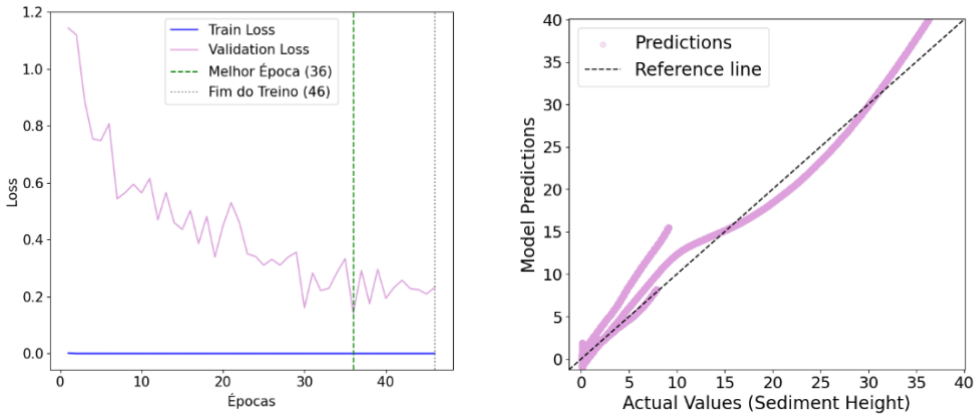


Figure 4: a) Loss and number of epochs, b) Performance curve of the neural networks.

Figure 4b shows the performance of the neural network model in predicting sediment height. The dashed line represents the ideal line, where predicted

ISBN: 978-65-5222-057-8

values are exactly equal to the real values. The points represent the model's predictions, their distribution close to the ideal line demonstrates that the model has good generalization capability. The coefficient of determination (R^2) obtained was 0,95, indicating that the model was able to explain 95% of the variability present in the data. Despite some dispersion, the model showed excellent performance across the analyzed values.

CONCLUSIONS

This work investigated the behavior of the final sediment height in drilling fluids confined within the annulus by applying three machine learning predictive algorithms: K-Nearest Neighbors (KNN), Support Vector Regression (SVR), and Artificial Neural Networks (ANN), using data generated by the SimSag software.

The process involved data preprocessing, including outlier removal, normalization, and standardization, as well as hyperparameter optimization. Among the tested models, KNN showed the best performance (R^2 = 0,96), followed by ANN (R^2 = 0,95), while SVR exhibited low predictive capacity (R^2 = 0,44). The results demonstrate the feasibility of applying machine learning techniques for predicting sediment height in oil wells.

For future work, it is recommended to expand the dataset with more diverse simulations and to evaluate additional modeling approaches.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors thank Petrobras (Project SAP 4600669323) and UFRRJ for their funding and support, as well as the Fluid Flow Laboratory for their assistance in the development of this work.

REFERENCES

AGWU, O. E.; AKPABIO, J. U.; DOSUNMU, A. Artificial neural network model for predicting the density of oil-based muds in high-temperature, high-pressure wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, [S. l.], v. 10, p. 1081-1095, 2020.

BÜRGER, R.; CONCHA, F.; FJELDE, K.; HVISTENDAHL, K. Numerical simulation of the settling of polydisperse suspensions of spheres. Powder Technology, v. 113, p. 30-54, 2000.

Bürger, R., Damasceno, J.J.R., Karlsen, K.H., 2004. A mathematical model for batch and continuous thickening of flocculated suspensions in vessels with varying cross- section. Int. J. Miner. Process. 73, 183–208.

CALÇADA, L. A. et al. Barite Sag and Its Impact On Annular Pressure Build Up Mitigation In Producing Offshore Wells. Society of Petroleum Engineers. v. 181377-MS, p. 1-16, 2016.

ISBN: 978-65-5222-057-8

FRANÇA, S.C.A. e CASQUEIRA,R G. Ensaios de Sedimentação. In: Luz, A. B., Sampaio, J. A. e Almeida, S. L. M. (Ed.). Tratamento de Minérios. Rio de Janeiro: CETEM/MCT, 2007, p. 406-407.

Gurina E, Klyuchnikov N, Zaytsev A, Romanenkova E, Antipova K, Simon I, Makarov V, Koroteev D (2020) Application of machinelearning to acidentes detection at directional drilling. J Pet SciEng 184:106519

ISMAIL, Atif; RASHID, Hafiz Muhammad Awais; GHOLAMI, Raoof; RAZA, Arshad. Characterization based machine learning modeling for the prediction of the rheological properties of water-based drilling mud: an experimental study on grass as an environmental friendly additive. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, v. 11, p. 3833–3845, 2021.

Motta, A. B. G., de Souza, J. M., de Sá Oliveira, K., de Souza, E. A., da Cruz Meleiro, L. A., Calçada, L. A., & Scheid, C. M. (2024). Modeling the impact of the temperature profile on the sedimentation process for shear thinning suspensions in the annulus of oil well. Powder Technology, 441, 119842.

Noshi, Christine I., and Jerome J. Schubert. The Role of Machine Learning in Drilling Operations; A Review. Paper presented at the SPE/AAPG Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, October 2018.

Rocha, R. R., Oechsler, B. F., Meleiro, L. A., Fagundes, F. M., Arouca, F. O., Damasceno, J. J., ... & Calcada, L. A. (2020). Settling of weighting agents in non-Newtonian fluids to off-shore drilling wells: Modeling, parameter estimation and analysis of constitutive equations. Journal of Petroleum Science and Engineering, 184, 106535.

SOUZA, Juliana Mariano. Estudo da sedimentação de sólidos adensantes baseado na técnica de monitoramento da pressão hidrostática. 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Rio de Janeiro, 2024.

Srisuradetchai, P.; Suksrikran, K. Random kernel k-nearest neighbors regression. *Departamento de Matemática e Estatística, Universidade de Thammasat*, Pathum Thani, Tailândia, 2024.

YU, P.-S.; CHEN, S.-T.; CHANG, I.-F. Support vector regression for real-time flood stage forecasting. *Journal of Hydrology*, Tainan, v. 318, n. 1-4, p. 1-12, 2006.

ISBN: 978-65-5222-057-8

EFFECT OF FLUID FLOW REGIME ON FLUID DISPLACEMENT DURING PRIMARY CEMENTING OPERATIONS

Ricardo de Paula Correia[1], Julio Jorge de Almeida Abdala[2], Nezia de Rosso[3], Marcos Hiroshi Takahama[4], Cezar Otaviano Ribeiro Negrão[5]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, ricardo.paula.correia@gmail.com, [2]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, julio.abdala@funtefpr.org.br, [3]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, marcostakahama@alunos.utfpr.edu.br, [4]UniversidadeTecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, nezia.rosso@gmail.com, [5]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, negrao@utfpr.edu.br.

SUMMARY

Fluid substitution is a critical step during drilling and well cementing operations, significantly impacting the success of zonal isolation and overall, well integrity. This study aims to evaluate how changes in the flow regime (laminar or turbulent) influence displacement efficiency and interface stability during fluid replacement processes in the wellbore. The research involves comparing the replacement efficiency of fluids with the change in their properties and at different flow rates. The analysis focused on parameters such as displacement efficiency, interface mixing, and pressure gradients under varying flow rate and rheological properties of the involved fluids. Results indicate that excessively high can promote interfacial instabilities and turbulence, especially in eccentric annuli, leading to greater mixing and contamination of the spacer and cement slurry. Conversely, low velocities often result in inefficient displacement. This work provides valuable insights for optimizing pump schedules and flow regimes during drilling fluid substitution and cementing operations. By understanding the dynamic behavior of fluids at different flow rates, operators can make accurate decisions to enhance zonal isolation, minimize formation damage, and ensure long-term well integrity.

Key - Words: substitution, drilling, fluid, laminar, turbulent.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Primary cementation is an essential operation during oil and gas well construction that is used to hold the casing in place and maintain zonal isolation among geological formations. This is done by replacing the drilling mud in the space between the casing and borehole wall with a series of pre-flushes, spacers, and cement slurry. The effectiveness of this process is directly linked to the quality of the cement sheath and, as a result, to the long-term integrity of the well. Among the variables that affect fluid displacement efficiency, the flow regime—whether laminar, transitional, or turbulent—plays a critical role. Although turbulent flow has traditionally been preferred due to its greater kinetic energy and its capacity to mobilize residual mud, recent studies indicate that this preference does not always yield optimal displacement performance. In fact, under certain conditions—such as high annular eccentricity or fluctuating rheological properties—laminar or transitional regimes may perform as well as, or even better than, turbulent flow.

The selection of an optimal flow regime must therefore consider a range of interacting factors, including annular geometry, fluid densities and viscosities, yield stress, and operational constraints such as maximum allowable pressure. Advances in numerical simulations and laboratory experiments have significantly contributed to a better understanding of the complex dynamics involved in fluid displacement during cementing, challenging long-standing assumptions and informing the development of more effective and tailored cementing practices.

This study explores how different flow regimes affect displacement efficiency during primary cementing, with particular focus on vertical well scenarios and varying degrees of eccentricity. Through computational modeling and analysis of flow behavior, the research aims to support the optimization of cement placement strategies, thereby enhancing well integrity and minimizing operational risks.

METHODOLOGY

This study presents an experimental investigation conducted at the Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN) at the Universidade Tecnológica Federal do Paraná. The objective was to evaluate how different fluid flow regimes affect displacement efficiency during primary cementing operations.

The experimental apparatus consists of a 14-meter vertical tower equipped with two concentric pipes: a 4-inch inner pipe representing the casing and a 6-inch outer pipe simulating the borehole wall. This configuration forms a visible annular section for observing flow behavior. Each pipe is fitted with three glass viewing windows distributed along its length to allow real-time visualization of interface movement during displacement. Two helicoidal pumps are used to control flow rate and maintain desired Reynolds numbers for simulating either laminar ($Re < 2{,}000$) or turbulent ($Re > 4{,}000$) regimes.

ISBN: 978-65-5222-057-8

A key feature of the system is its adjustable eccentricity, which enables the inner pipe to be offset from the center of the outer pipe. This simulates concentric and eccentric annuli, allowing the study of fluid dynamics under asymmetric flow conditions, which are common in real wells due to imperfect casing centralization.

Displacement tests were performed using fluids with varying rheological properties—specifically different viscosities and densities. A synthetic olefin-based fluid was among those tested. Each fluid served alternately as the displacing and displaced medium to assess how displacement order affects efficiency. For every configuration, the displacement process was conducted under both laminar and turbulent flow conditions.

The start and end of each displacement cycle were determined using a real-time density graph. The beginning of the displacement was marked by the change in measured fluid density, and the test was considered complete when the graph stabilized at the density of the displacing fluid. At the end of each test, the annular pressure was measured to verify whether it corresponded to the pressure profile expected from the displacing fluid alone. Deviations from this profile indicated the retention of residual displaced fluid along the annular wall, suggesting incomplete mud removal.

Instrumentation included high-precision pressure transducers and flow meters placed along the annular height, as well as high-speed video cameras to capture interface evolution and visualize trapped mud or instability effects. All tests were repeated at least three times to ensure reproducibility. Displacement performance was evaluated based on volumetric efficiency, interface tracking, and post-test pressure validation, allowing a detailed comparison of the influence of flow regime, fluid sequence, and eccentricity on cementing fluid displacement.

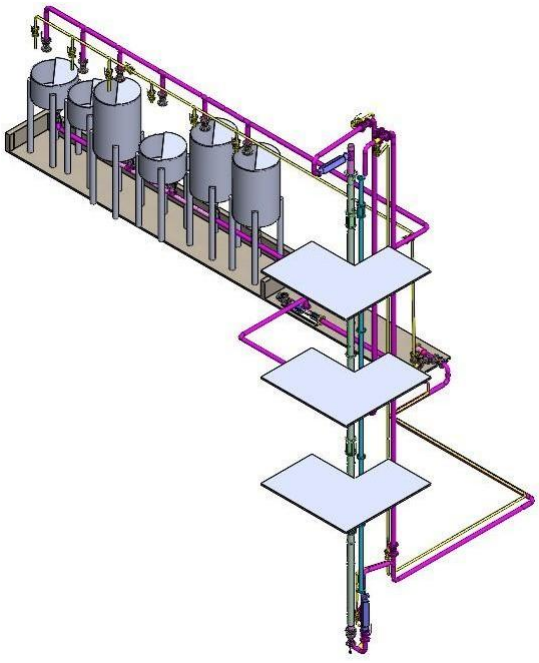


Figure 1: 3D model of the experimental unit

ISBN: 978-65-5222-057-8



Figure 2: Tanks



Figure 3: Pumps

ISBN: 978-65-5222-057-8



Figure 3: First floor of the experimental unit



Figure 4: Second floor of the experimental unit

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTS AND DISCUSSION

This study aimed to evaluate the effect of fluid flow regimes—laminar and turbulent—on the efficiency of fluid displacement during primary cementing operations. Through a series of controlled experiments performed in a 14-meter test tower with concentric and eccentric annular geometries, we observed how flow regime interacts with fluid properties and geometry to influence mud removal performance.

The laminar flow regime consistently demonstrated higher displacement efficiency across most test configurations. Particularly in highly eccentric annuli, laminar flow allowed for more stable displacement fronts and reduced interfacial instability. This stability minimized bypass and channeling effects, which are common in turbulent flows, especially in geometrically irregular wellbores. In nearly all cases where the displacing fluid was denser and/or more viscous (Rd > 1 and Rv > 1), laminar flow achieved complete displacement (α_2 = 1). For example, tests involving viscous water displacing olefin under severe eccentricity showed efficiencies exceeding 90%, with the displaced fluid fully cleared from the annular wall.

In contrast, the turbulent flow regime, while intuitively expected to improve displacement by enhancing momentum transfer and reducing interface friction, frequently underperformed in terms of efficiency. Turbulent flows, particularly at high Reynolds numbers (Re > 5,000), induced chaotic interface behavior and led to significant fluid mixing and retention, especially in low-viscosity displacing fluid scenarios. While turbulence increased the displaced volume over time, it often compromised wall cleaning and left residual layers of the original fluid, particularly in configurations with unfavorable density gradients (Rd < 1). This was confirmed by lower α_2 values (sometimes below 0.7), indicating incomplete displacement even at high flow rates.

Interestingly, intermediate eccentricities showed worse displacement behavior than severe eccentricities under turbulent conditions, likely due to asymmetric flow channel formation that stabilized fluid pathways and resisted mixing. Severe eccentricity, in contrast, disrupted symmetry enough to enhance contact between the fluids under both regimes, though laminar flow remained superior overall.

These findings align closely with the conclusions of Maleki and Frigaard (2019), who demonstrated through two-dimensional simulations that turbulent flow does not inherently guarantee improved mud removal, particularly in eccentric geometries. Their study emphasized that narrow-side displacement efficiency was often better in laminar flows, especially when wall shear stress and fluid density contrast were optimized. Furthermore, they argued that the industry's long-standing preference for turbulence as a best-practice regime is not universally supported by experimental or simulated outcomes—an insight that our results reinforce directly (Maleki & Frigaard, 2019).

From a dimensionless perspective, the best results were associated with moderate Reynolds numbers (Re between 1600–4500), a range where flow stability and displacement efficiency balanced effectively. Froude number analysis further revealed that cases with positive Froude values (i.e., when the displacing fluid had higher density) consistently showed better displacement,

ISBN: 978-65-5222-057-8

reaffirming the advantage of favorable density contrast—particularly under laminar flow.

In summary, laminar flow proved more advantageous than turbulent flow for achieving effective displacement in primary cementing, especially when combined with favorable fluid density and viscosity ratios and high eccentricity. Turbulent flow may displace larger volumes faster but at the cost of efficiency and interface control. Therefore, the commonly held notion that turbulent flow is always superior for cementing must be revisited: a carefully managed laminar flow, adapted to the rheological and geometric conditions of the well, can deliver better zonal isolation and reduce the risk of channeling or mud contamination in the cement sheath.

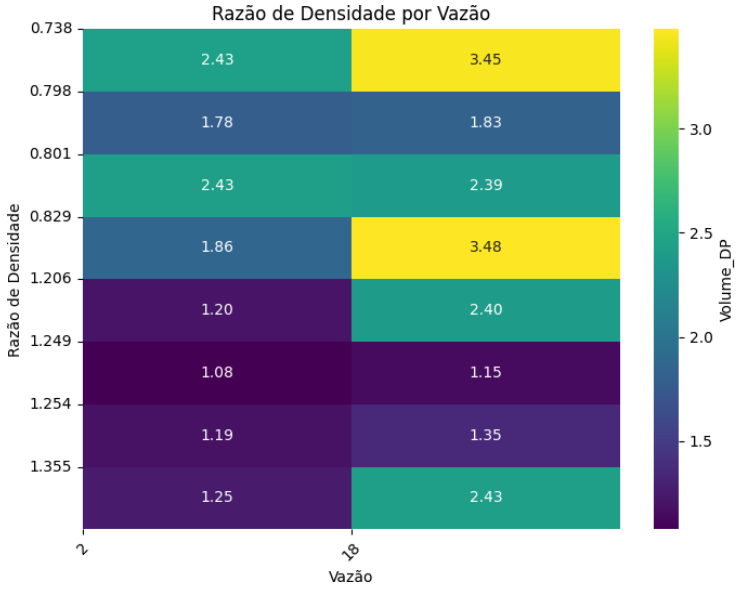


Figure 4: Displaced volume

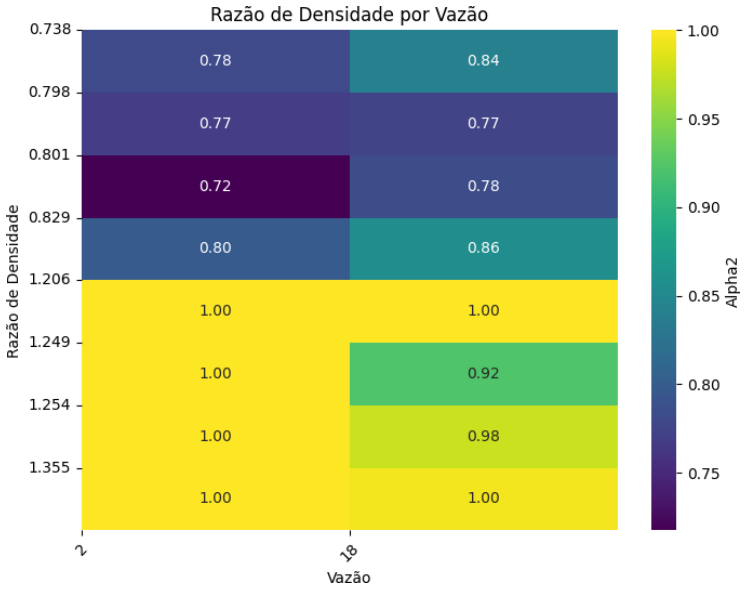


Figure 5: Efficiency

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSION

The experimental results presented in this study demonstrate that the efficiency of fluid displacement during primary cementing operations is highly dependent on the interaction between flow regime, fluid properties, and annular geometry. Contrary to traditional industry practices that favor turbulent flow, our findings show that laminar flow can provide superior displacement performance, particularly in highly eccentric annuli and when the displacing fluid has favorable density and viscosity characteristics.

Tests revealed that turbulent flow, while offering higher flow rates, often induced interface instability and incomplete mud removal, especially under unfavorable fluid property ratios (Rd < 1, Rv < 1). In contrast, laminar flow exhibited stable front propagation, enhanced wall cleaning, and higher displacement efficiencies (α_2 approaching 1), even under challenging conditions. These observations are in strong agreement with the findings of Maleki and Frigaard (2019), who reported that laminar regimes, when properly designed, outperform turbulent flow in eccentric geometries.

Furthermore, the influence of annular eccentricity was found to be more critical than previously assumed. Surprisingly, severe eccentricity conditions yielded better displacement outcomes than intermediate eccentricities in many scenarios, due to more disruptive and favorable flow paths.

In conclusion, selecting the optimal flow regime for cementing operations requires a holistic evaluation of wellbore geometry, fluid compatibility, and operational limits. The assumption that turbulence is inherently better must be reexamined: laminar flow, when properly managed, is not only viable but often advantageous, particularly for achieving uniform mud removal and improving long-term well integrity.

Eficiência P1/P8		
Razão de densidade	1.22	0.82
Laminar (2m³/h)	90.24%	56.30%
	82.89%	51.31%
	79.57%	54.00%
Turbulento (18m³/h)	38.43%	-
	21.92%	23.50%
	44.48%	43.20%
	62.61%	**46.28%**

Figure 6: Efficiency percentage

ISBN: 978-65-5222-057-8

ACKNOWLEDGEMENTES

The author would like to thank the Federal University of Technology – Paraná (UTFPR) and the Center for Research in Rheology and Non-Newtonian Fluids (CERNN) for the opportunity and support provided throughout the development of this study. Special thanks to Júlio Abdala, Marcos Takahama, and Breno Romano for their valuable assistance during the experimental tests and for their guidance and contributions to the writing of this article.

REFERENCES

Maleki, M., & Frigaard, I. A. (2019). Comparing laminar and turbulent primary cementing flows. *Journal of Petroleum Science and Engineering.*

ISBN: 978-65-5222-057-8

INFLUENCE OF TEMPERATURE, SOLIDS CONCENTRATION, AND SEDIMENTATION ON THE INTERFACIAL TENSION BETWEEN OLEFIN-CALCITE SUSPENSION AND BRINE

Bruna Mendes da Silva, Ricardo Silva Fontes, Paulo Henrique Amandula de Souza, Caroline Eulino Gonçalves Pereira*, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Luís Américo Calçada, Claudia Miriam Scheid.

*Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, *caroleulino@ufrrj.br*

ABSTRACT

During oil well drilling, both the drilling fluid and the spacer fluid overlap in the annular region. The spacer is denser and immiscible with the drilling fluid, and both may contain weighting agents that settle at the bottom of the annulus. This accumulation of solids can lead to issues that compromise well integrity, such as pressure control difficulties and clogging. Annular Pressure Buildup (APB), in turn, is a pressure increase in the annulus caused when the confined fluid is exposed to temperature rise at constant volume. If not controlled, APB can damage the casings. One solution to mitigate APB is the use of an open shoe, a section of open wellbore that allows controlled flow of the confined annular fluid into the rock formation, providing pressure relief. Interfacial tension directly influences particle mobility between phases. Consequently, high interfacial tension values hinder the passage of weighting agents between phases, potentially affecting the sedimentation rate at the bottom of the annulus and possibly interfering with the open shoe technique. This study aims to analyze the influence of calcite concentration and temperature on interfacial tension. The fluids used were brine (denser phase) and a suspension of olefin and calcite (lighter phase) at different concentrations. The Du Noüy method was employed to measure interfacial tension. The proposed experimental design allowed for parameter estimation and evaluation of the influence of each factor on interfacial tension.

Keywords: sedimentation, two fluids, spacer fluid, interfacial tension.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

After the well cementing stage, the drilling fluid, an essential component in the drilling process, remains confined in the annular spaces between casings. The drilling fluid is a complex mixture containing various additives, including weighting materials for density control (CAENN, DARLEY & GRAY, 2011). During production, high-temperature oil transfers heat radially into the well, heating the confined drilling fluid. The temperature increase at constant volume leads to a pressure rise. This phenomenon is known as Annular Pressure Build-up (APB) and must be mitigated to prevent accidents (DA SILVA *et al*., 2019).

The use of a spacer fluid is also common in many wells. This fluid is confined between the drilling fluid and the cement slurry at the bottom of the annulus, preventing contamination of the slurry by the drilling fluid (KREMIENIEWSKI, 2021). The spacer fluid may be weighted, exhibits complex rheological behavior with high apparent viscosity, and has a higher density than the drilling fluid. Its presence in the annulus alters the sedimentation dynamics of the drilling fluid, as well as the sediment height, a key parameter for evaluating the success of APB mitigation strategies. Therefore, understanding sedimentation with one and two immiscible fluids is crucial in the context of APB mitigation and its consequences for well integrity.

Several variables influence interfacial tension between two fluids, including thermodynamic parameters such as temperature, which reduces cohesive forces between liquids as it increases and consequently decreases interfacial tension (EBNESAJJAD, 2014), as well as chemical characteristics (composition and concentration) and physical properties (viscosity and phase density).

Pedrero *et al*. (2024) discussed the effect of particle size on interface coverage and, consequently, on interfacial tension. Al Hamad *et al*. (2020) studied the interfacial tension between reservoir oil and water. Their literature review found that brine affected interfacial tension, though this effect was not consistent across different publications. They also examined the temperature effect, where two phenomena exert opposing influences; depending on temperature and oil composition, one of these phenomena prevails. Additionally, they presented interfacial tension correlations as a function of temperature and density difference between the fluids.

This work aimed to experimentally evaluate the interfacial tension behavior in a system with two immiscible fluids: the heavy phase being a saturated sodium chloride brine and the light phase a suspension of olefin and calcite fluids commonly used in the petroleum industry. Suspensions with varying solid concentrations (0 to 20% v/v) and temperatures (20 to 60°C) were evaluated. A statistical analysis based on the proposed experimental design was conducted to evaluate the influence of variables on the process. Interfacial tension tests with sedimentation at the fluid interface were also performed.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METHODOLOGY

Experimental Design

Interfacial tension tests were conducted using brine and suspensions of olefin (1-hexadecene) and calcite at different temperatures. The experimental design was structured to evaluate the influence of calcite concentration in the suspensions and the effect of temperature on the obtained interfacial tension values.

The proposed design is an adaptation of a conventional central composite design. For this type of design, with two factors and two levels, the axial points typically have a distance of ±1.41 from the center point. In this case, a distance of ±2 was used to maintain uniform intervals between points. This design consists of two factors (concentration and temperature) and five levels (or points). These points aid in estimating the terms of the general quadratic equation, allowing the evaluation of individual and combined factor influences and it is given by

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_{11} x_1^2 + \beta_{22} x_1^2 + \beta_{12} x_1 x_2. \quad (1)$$

The response variable (y) in this study represents interfacial tension. The independent variables, x_1 and x_2, correspond to the levels of the chosen factors, concentration (1) and temperature (2), respectively. These levels in the equation (x_i) are coded according to Equation 2, as exemplified by concentration in Equation 3. The combination of established levels is presented in Table 1.

$$x_i = \frac{real\ level - central\ value}{interval}, \quad (2)$$

$$x_1 = \frac{concentration\ on\ that\ point - 10}{5}. \quad (3)$$

Table 1: Experimental design for evaluating the effect of solids concentration and system temperature.

Points	Concentration (%v/v)	Points	Temperature (°C)
-1	5	-1	30
1	15	-1	30
-1	5	1	50
1	15	1	50
-2	0	0	40
2	20	0	40
0	10	-2	20
0	10	2	60
0	10	0	40

All tests were performed in triplicate, totaling 27 experiments. Additionally, at the center point (10% v/v olefin-calcite suspension at 40°C), interfacial tension tests were conducted after a 30-minute sedimentation period. These tests aimed

ISBN: 978-65-5222-057-8

to preliminarily assess the effect of sediment at the interface on apparent interfacial tension. These results were not included in the statistical analysis.

Materials and Methods

The preparation of olefin-calcite suspensions began with the characterization of the particulate material. From the calcite sample obtained after quartering, its characterization was performed.

The calcite particle size distribution was determined using the laser diffraction technique with the Fraunhofer approximation for opaque non-spherical particles, using the Malvern Mastersizer 3000+ particle analyzer. The characteristic diameters D[3,2], D_v[10], D_v[50], and D_v[90] were obtained.

For the determination of the densities of water, olefin, and calcite, the pycnometry technique was employed. Based on these densities, the olefin-calcite suspension (light phase) was prepared at different concentrations (0%, 5%, 10%, 15%, and 20% v/v). In parallel, saturated brine (heavy phase) was prepared at a ratio of 36 g NaCl per 100 mL of distilled water. The density of the suspensions and brine was verified using a FANN 140 mud balance.

The rheological tests were performed using an Anton Paar MCR 302e rheometer coupled to a Peltier system for temperature control. The fluids used were: pure olefin, saturated brine, and olefin-calcite suspensions at the different concentrations and temperatures established in the experimental planning. The double gap measurement system was used, suitable for low-viscosity fluids. The shear rates were applied in decreasing order between 1000 and 0.1 s^{-1}.

Interfacial Tension

The interfacial tension measurement was performed using the Du Noüy ring method on the SEO DCA 200 tensiometer (Figure 1a). A thermostatic bath was coupled to the system to ensure temperature control. Figure 1b shows a schematic diagram of the method used.

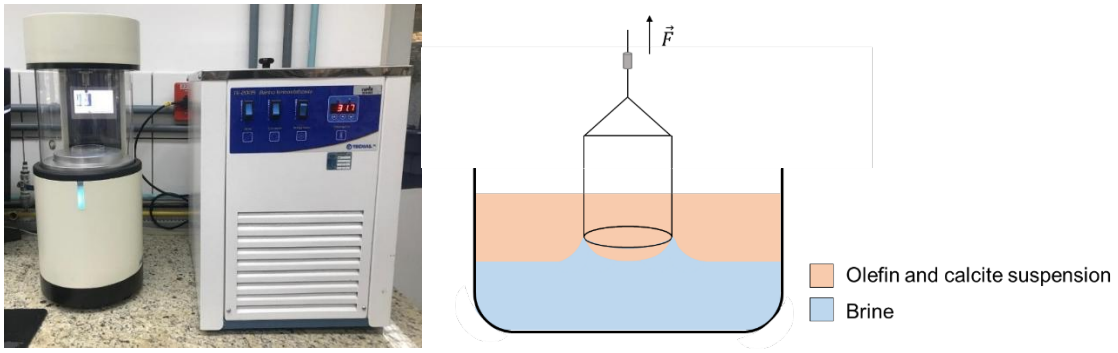


Figure 1: (a) SEO brand DCA 200 tensiometer and thermostatic bath; (b) schematic diagram of the interfacial tension test using the Du Noüy ring method.

For the tests, the brine (heavy phase) was first transferred to the measurement container, with the platinum ring positioned above its surface. At the start of the test, the ring was submerged to a specific depth in the brine, after which the system prompted the addition of the suspension (light phase), which

ISBN: 978-65-5222-057-8

was added at the test temperature. The ring was then vertically pulled through the interface formed between the two immiscible fluids, continuously recording force variations until reaching the maximum value, expressed in millinewtons per meter (mN/m).

RESULTS AND DISCUSSION

Material Characterization: Particle Size and Density

The results of the calcite particle size analysis and the characteristic diameters are presented in Figure 2 and Table 2, respectively.

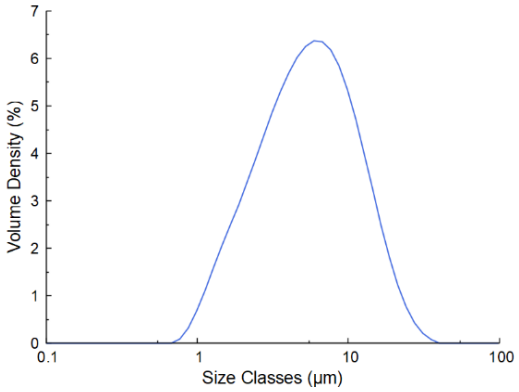


Table 2: Average diameter of calcite.

Diameter	Value (µm)
D [3;2]	4.27
D [4;3]	7.30
Dv (10)	2.02
Dv (50)	5.81
Dv (90)	14.6

Figure 2: Particle size distribution curve of white calcite.

From the analysis of Figure 3 and Table 2, a polydisperse characteristic of the calcite used can be observed, which directly influences sedimentation dynamics (OLIVEIRA *et al.*, 2024). This affects the behavior of particles that remain at the interface of the two immiscible fluids, as well as those that overcome the interfacial tension and settle in the denser phase, which, in this study, corresponds to the brine. The density results are shown in Table 3.

Table 3: Density of the fluids used in the experiments.

Methody	Material	Density (g/mL)	Deviation (g/mL)
Pycnometry	Water	1.00	0.0001
	Olefin	0.79	0.0002
	Calcite	2.68	0.04
Mud Balance	Brine	1.20	
	OCS* 5%	0.88	
	OCS* 10%	0.99	
	OCS* 15%	1.08	
	OCS* 20%	1.18	

OCS* Olefin and Calcite Suspension

The pycnometry results (Table 3) showed low deviations for water and olefin. For calcite, the deviation was higher in magnitude, as the presence of fine particles required a waiting time for sedimentation in the pycnometer, which may have caused minor fluctuations. The mud balance measurements showed no detectable deviations, given the instrument's inherent measurement limitations.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Regarding the density values of the brine and suspensions, it was observed that to maintain the methodology of considering the brine as the heavy phase, the 20% v/v calcite concentration in the olefin suspension was the upper limit in this 5% incremental study. Beyond 20%, the suspension would become the heavier phase, making it impossible to analyze the effect of sedimentation on interfacial tension and altering the system.

Rheology Results

The apparent viscosity for each applied shear rate in the olefin-calcite suspensions at different concentrations and temperatures is presented in Figure 4.

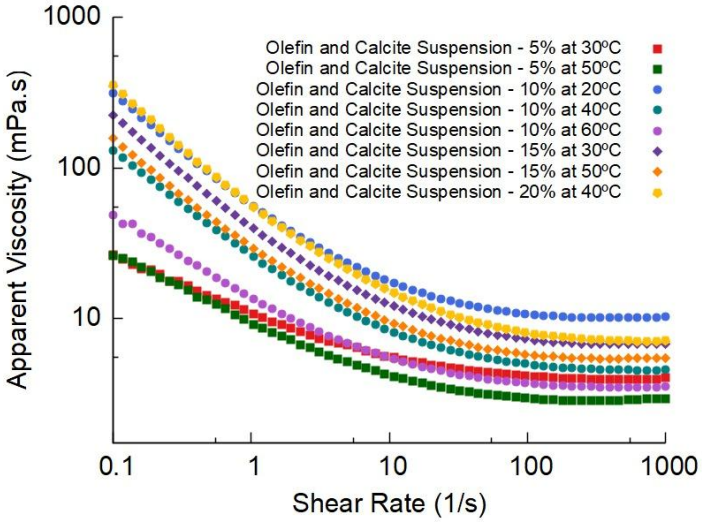


Figure 4: Apparent viscosity versus shear rate of all suspensions analyzed at the temperatures used in the interfacial tension tests.

The results revealed the pseudoplastic behavior of the suspensions, as observed in Figure 4. When analyzing the influence of temperature at the same concentrations, it was noted that increasing temperature led to a decrease in apparent viscosity across the entire applied shear rate range, except for the 5% v/v concentration at the lowest rates, where overlapping values may have resulted from measurement difficulties at this concentration and low shear rates, attributable to rapid particle sedimentation.

At fixed temperatures of 30°C, 40°C, and 50°C (which include more than one concentration value), higher concentrations at the same temperature resulted in higher apparent viscosity across the analyzed shear rate range, as the increased solid content in the suspension enhanced flow resistance.

When comparing the curves for 5% v/v (30°C)/10% v/v (60°C) and 10% v/v (20°C)/20% v/v (40°C), where concentration and temperature were doubled simultaneously, a proximity between these curves was observed, demonstrating the combined effect of concentration increase and temperature decrease.

ISBN: 978-65-5222-057-8

However, this effect was not linear. Additional tests were conducted with saturated brine and olefin, and the results are presented in Table 4.

Table 4: Average viscosity at shear rates from 10.8 to 1000 s^{-1} of olefin and brine at different temperatures.

	Olefin 40ºC	Brine 20ºC	Brine 30ºC	Brine 40ºC	Brine 50ºC	Brine 60ºC
Viscosity (mPa.s)	2.46	1.97	1.62	1.35	1.14	1.00
Standard deviation (mPa.s)	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.08

Interfacial Tension

Figure 5 presents the interfacial tension values between the analyzed fluids at different temperatures (20°C, 30°C, 40°C, 50°C, and 60°C) and weighting agent concentrations (0%, 5%, 10%, 15%, and 20%).

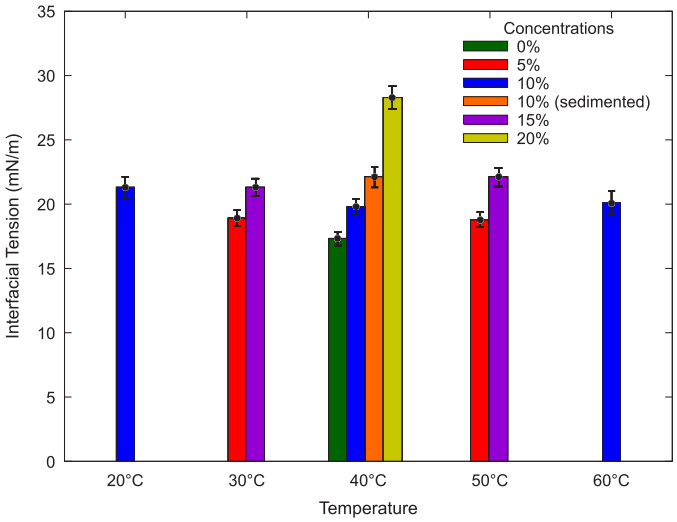


Figure 5: Interfacial tension between brine and olefin-calcite suspensions at different concentrations and temperatures.

When analyzing the effect of concentration on interfacial tension behavior at a fixed temperature, it is observed that in all cases (30°C, 40°C, 50°C), the increase in concentration led to an increase in interfacial tension. Focusing specifically on the cases at 40°C, where there is no presence of solids (0% - green bar) versus suspensions with 10% v/v calcite (blue bar) and 20% v/v calcite (yellow bar), a pronounced increase in interfacial tension is noted for the sample with the highest concentration, reaching a value of (~28 mN/m). This behavior may be related to the formation of rigid structures or particle aggregates at the interface, promoting greater resistance to interfacial rupture, in addition to the impact of suspension density on interfacial tension due to the higher particle population. It is important to note that in these cases, the influence of solids due to sedimentation was not yet present, as the measurement was taken immediately after adding the suspensions to the test container.

ISBN: 978-65-5222-057-8

By correlating these results with the density and rheology analyses, it is observed that the temperature increase reduced the apparent viscosity of the fluids in most cases across the applied shear rate range at fixed concentrations, but this did not significantly affect the interfacial tension value. To compare systems with similar apparent viscosity within the shear rate range but different density conditions, the previously discussed case of 10% at 20°C and 20% at 40°C was examined. In this scenario, where apparent viscosity was similar but suspension densities differed significantly, an increase in interfacial tension was observed. This may indicate that, in terms of fluid characteristics, density variation contributes to interfacial tension variation.

When analyzing the effect of temperature in Figure 5, comparing the tension at 20°C, 40°C, and 60°C for the 10% concentration (blue bar), it is noted that temperature variation had little effect on interfacial tension. Between 20°C and 60°C, there was a slight reduction. The decrease in tension with increasing temperature was previously observed by EBNESAJJAD (2014), who attributed this behavior to greater molecular agitation and, consequently, reduced cohesive forces at the interface. However, when examining the temperature effect (30°C and 50°C) at the 15% concentration (purple bar), it is observed that the temperature increase led to a tension increase. This phenomenon involves a combination of effects beyond the adhesive and cohesive forces of molecules at the fluid interface. The sedimentation kinetics of particles in the suspension are accelerated by the temperature effect, as reduced viscosity facilitates sedimentation, which may cause greater particle accumulation at the interface and, consequently, an increase in apparent interfacial tension.

The effect of calcite particle sedimentation on interfacial tension can be evaluated by comparing the cases of 10% at 40°C without sedimentation (blue bar) and with sedimentation (orange bar). It was observed that, although the suspensions had the same density, after waiting 30 minutes to perform the measurement, some of the calcite particles sedimented, and the density along the light phase began to vary with height, resulting in a higher concentration of solids and, therefore, greater density near the interface. This led to an increase in interfacial tension, as shown in Figure 4, suggesting that particle redistribution may favor interfacial stability, provided the interface and the compacted structure remain intact, which would otherwise allow solid flow between the fluids.

To establish a statistical basis for evaluating whether the concentration and temperature effects are significant individually or in combination, a regression of the interfacial tension results under the studied conditions was performed using Excel's data analysis tool for regression, with a 95% confidence level, to estimate the parameters of Equation 1 and assess the contribution of factors and cross-effects. It is important to emphasize that the sedimentation test was not considered in this analysis, as it represents a separate effect not included in the experimental design. Table 5 shows the regression results for the 27 observations, with p-values below 0.05 highlighted in green, indicating terms that are significant in predicting interfacial tension.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 5: Parameters and influence of concentration (x_1) and temperature (x_2).

	Coefficient	*p-value*
Intersection	19.31	0.00
x_1	2.31	0.00
x_2	-0.21	0.21
x_1^2	0.83	0.00
x_2^2	0.37	0.03
x_1x_2	0.23	0.42

The results indicated that concentration (x_1) is significant independently, that temperature (x_2) is not linearly significant, and that the combined effect of concentration and temperature (x_1x_2) is not significant. Using only the coefficients of significant terms and substituting them into Equation 1 yields Equation 4, whose response surface is presented in Figure 5.

$$y = 19.31 + 2.31x_1 + 0.83x_{11}^2 + 0.37x_2^2 \quad (4)$$

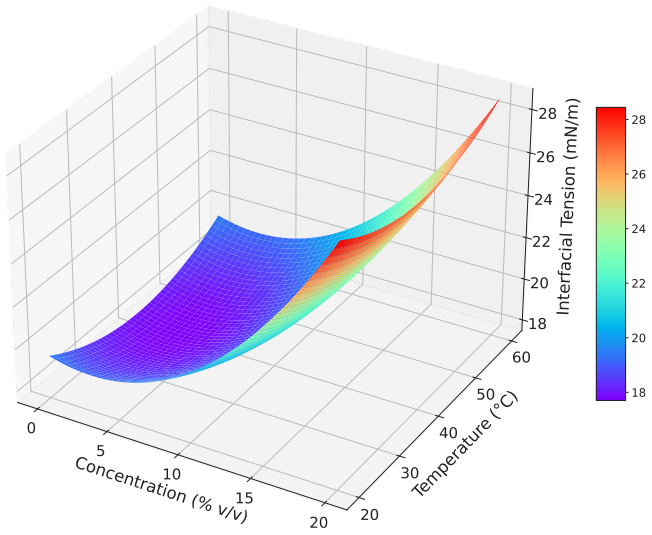


Figure 6: Response surface of the interfacial tension values.

Comparing the interfacial tension values obtained experimentally (y_{exp}) and those calculated (y_{calc}) using Equation 4, the error ranged from 1% to 8%, with a mean error of 4%, demonstrating representativeness under the studied conditions.

CONCLUSIONS

The experimental data suggests that particle sedimentation affects interfacial stability and that the density difference between fluids at the interface appears to be an important influencing factor. The proposed quadratic model for determining interfacial tension proved representative, with errors between experimental and calculated values below 8%. Statistical regression of the data showed that the weighting agent concentration is the most significant factor in

ISBN: 978-65-5222-057-8

interfacial tension variation, while temperature, either independently or in interaction with concentration, showed no statistical significance. However, the quadratic effects of both factors were relevant, suggesting a nonlinear relationship and reinforcing the need for multivariate analysis in complex systems.

In the next phase of this work, broader ranges of calcite concentration and temperature will be evaluated to better understand their impact on system stability. Surface tension analysis will also be conducted using alternative weighting agents such as barite, enabling performance comparisons. Both fluids will be formulated with weighting materials to ensure greater phase symmetry. Additionally, further sedimentation tests will be carried out, focusing on the investigation of interface breakthrough time due to solid deposition in the lighter phase.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors thank the Federal Rural University of Rio de Janeiro and the Giulio Massarani Fluid Flow Laboratory for the research infrastructure, and CENPES/PETROBRAS for the resources provided to Research Project SAP No. 4600654833.

REFERENCES

AL HAMAD, M., SAUERER, B., OKASHA, T., ABDALLAH, W., Prediction of live reservoir fluid interfacial tension from dead oil measurements, Journal of Petroleum Science and Engineering (2020), doi: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108000.

CAENN, R.; DARLEY, H. C.; GRAY, G. R. Composition and properties of drilling and completion fluids. Gulf Professional Publishing, 2011.

DA SILVA, K. C.; DA SILVA, I. D. J.; CALÇADA, L. A.; SCHEID, C. M. The effect of previous sedimentation on the filtration and mudcake properties of Newtonian and non-Newtonian fluids. Powder Technology, v. 346, p. 9-16, 2019.

EBNESAJJAD, S. Surface treatment of materials for adhesive bonding. 2. ed. 2014.

KREMIENIEWSKI, M. Hybrid Washer Fluid for Primary Cementing. Energies, v. 14, n. 5, p. 1295, 2021.

OLIVEIRA, G. N.; SOUZA, J. M.; MOTTA, A. B. G.; TEIXEIRA, R. S.; CALÇADA, L. A.; SCHEID, C. M. Avaliação experimental do aumento de escala na sedimentação polidispersa de esferas de vidro. ENEMP, 2024.

PEDRERO, F.; CARBONE, C.; RUBIO, R.; ORTEGA, F.; GUZMÁN, E. A critical examination of the physics behind the formation of particle-laden fluid interfaces. Current Opinion in Colloid & Interface Science, v. 74, 2024.

ISBN: 978-65-5222-057-8

BENTONITES FROM DIFFERENT ORIGINS AND THEIR INFLUENCE ON THE PERFORMANCE OF THE AQUEOUS MINERAL FLUID USED AS A SAFETY BARRIER IN THE TEMPORARY ABANDONMENT OF OIL WELLS

Daniella Silva Leal[1] and Luciana Viana Amorim[1]

[1]Federal University of Campina Grande (UFCG)/ Drilling Fluids Research Laboratory (Peflab), daniellaleal60@gmail.com, lvamorim@gmail.com

ABSTRACT

Well abandonment is a natural consequence of well production operations. Even though it is not a procedure that generates revenue for the company, it is important that it is done responsibly. In recent years, the use of liquid barriers in Solid Barrier Assemblies (CSBs) has been trained in order to perform an efficient and safe abandonment. Therefore, the objective of this study is to perform a comparative analysis of bentonite samples from different sources in the performance of mineral aqueous fluids used as a liquid safety barrier in the abandonment of oil wells, as well as to evaluate the replacement of the bentonite sample currently used in the base fluid developed for well abandonment. For this, 5 bentonite samples from different sources were selected and characterized by Foster swelling tests. The fluids developed were characterized by means of pH measurements, using a Linelab pH meter, model PH Plus, density, using a Fann densimetric balance, model 140, rheology, using a Fann viscometer, model 35 A, and filtrate volume, using a Fann HPHT filter press. The results showed that: (i) the bentonite samples presented high swelling, proving their sodium character; (ii) all the fluids presented a basic pH; and (iii) the density values, rheological parameters and filtrate volumes of the fluids, regardless of the bentonite sample used in their preparation, did not present significant variations, being consistent with those of the base fluid. Therefore, it is concluded that all the fluids prepared with the different bentonite samples presented satisfactory results when compared to the base fluid, and therefore, the clay used in their composition can be replaced by any of the 5 samples studied.

Keywords: Bentonite, Liquid barrier, Rheology, Viscosity, Solid Barrier Set.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

At the end of the productive life of a petroleum well, it must be abandoned. Therefore, abandonment is a natural consequence of the production operations and aims to restore the isolation between the different permeable intervals through the use of one or more elements that prevent the unintentional flow of fluids from the formation to the external environment and between the intervals of the well, considering all possible paths (IBP, 2017; Malouf, 2013).

Abandonment can be classified as permanent or temporary, depending on the intended operations for the well in the future. When assessed as non-commercial or at the end of its productive life, the well is permanently abandoned. Temporary abandonment can be carried out for several reasons, such as due to technical, operational or safety problems (IBP, 2017; Almeida, 2022).

The materials commonly used in the abandonment of oil wells as barrier element are cement plugs (Vrålstad et al., 2019). However, in a long-term analysis, concerns arise regarding their suitability due to potential problems, such as the formation of cracks during the curing process and eventual mechanical or chemical degradation over time (Abreu, 2018; Achang, Yanyao, Radonjic, 2020).

The study of new materials for well abandonment has mainly focused on consolidated elements, similar to conventional cement plugs. However, an emerging alternative is liquid barriers, which consist of fluid columns with sufficient hydrostatic pressure to contain the fluids present in the permeable intervals and prevent their flow into the well.

Currently, several materials have been studied as alternatives to cement for well abandonment. Studies report the application of alternative materials, as well as new technologies, such as bentonite (Vrålstad et al., 2019). In oil well abandonment, bentonite can be used in the form of a plug after its hydration in compacted form, and as a component of the fluid used as liquid barrier, due to its properties previously mentioned (Englehardt, Wilson and Woody, 2001; Clark and Salsbury, 2003).

Careful selection of the material, such as the specific type of bentonite, whose properties can vary depending on the extraction site, plays a crucial role in the formulation of fluids. The complexity of the behavior of different clays requires in-depth research and a comprehensive understanding, considering the disparities in mineralogical composition, particle size, chemical interactions, and environmental conditions, which influence fluid properties (Soares et al., 2013; Silva, Silva Júnior, and Pinto Júnior, 2019).

In recent years, the Drilling Fluids Research Laboratory (Peflab) of the Federal University of Campina Grande (UFCG) has been dedicated to investigating alternative materials for the oil well abandonment process. As part of these efforts, a base fluid was developed using a bentonite clay from Bahia. However, due to the logistical challenges of obtaining this clay mineral, there is a need to explore bentonite samples from different sources. Thus, the objective of this study is to perform a comparative analysis of bentonite samples from different sources on the performance of mineral aqueous fluids used as a liquid safety barrier in the abandonment of oil wells, as well as to evaluate the feasibility of replacing the bentonite currently used in the base fluid developed for well abandonment.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MATERIALS AND METHOD

1. Materials

For the development of this work, 6 samples of bentonite clays from different origins were studied. The identification adopted for each of these samples, supplier company and place of origin, according to the information provided by the companies, are presented in Table 1.

Table 1: Identification of bentonite samples.

Sample	Base Fluid	Sample 1	Sample 2	Sample 3	Sample 4	Sample 5
Company	Companhia Brasileira de Bentonita	Bentonisa	Bentonisa	NA	NA	Bentonit União Nordeste (BUN)
Origin	Vitória da Conquista - BA	Boa Vista (PB)	Argentina (AR)	NA	Wyoming (EUA)	Boa Vista (PB)

*NA – Not available.

The fluids were prepared according to the formulation of the Base Fluid developed by the Drilling Fluids Research Laboratory (Peflab), with the only difference being the type of bentonite (Samples 1, 2, 3, 4 and 5). Since this study includes the formulation of the fluid deposited at the National Institute of Intellectual Property (INPI) under number BR 10 2023 019391 9, it was decided to not disclose the formulation and the contents of each additive.

2. Methods

2.1 Foster Swelling

This test was performed according to the methodology proposed by Foster (1953). The test consisted of slowly adding 1g of the clay sample to 50ml of deionized water. The volume occupied by the clay was measured after 24h.

2.2 Fluids Preparation

The fluids were prepared following the formulation of the Base Fluid. The total aliquot for preparation of the fluid was approximately 350 ml. It should be noted that, for each bentonite sample, five samples of fluids were prepared, and the results presented refer to the average of the values obtained in each test.

The fluids studied were prepared in a Hamilton Beach homogenizer. The preparation of the fluid consists, first, of pre-hydrating the bentonite, where part of the additives are added to the equipment cup and stirred for 5 min at high speed, between the addition of each component. Then, the mixture is left to rest for approximately 16 h. The fluid is finished after the resting time and the addition of the other additives. At the end of the preparation, the fluid was stirred for an average of 45 min.

2.3 pH

To determine the pH of the fluids, a Linelab pH meter, model PH Plus, was used.

ISBN: 978-65-5222-057-8

2.4 Density

The density of each fluid, in lb/gal, was measured using a FANN densimetric balance – model 140.

2.5 Rheology: Viscometer

The rheological properties of the fluids were obtained from tests performed on a FANN viscometer, model 35A, in accordance with American Petroleum Institute (API) standard 13A (API, 2010).

Apparent Viscosity (AV), Plastic Viscosity (PV), Yield Limit (YL) and Gel Strength (GS) were calculated using equations (1), (2), (3) and (4), respectively.

$$AV = \frac{L600}{2} \quad (1)$$

$$PV = L600 - L300 \quad (2)$$

$$YL = L300 - PV \quad (3)$$

$$GS = G_f - G_i \quad (4)$$

Furthermore, graphs were created that correlated the shear rate γ (1/s) with the shear stress τ (dyn/cm²) and the viscosity (cP), in order to verify the flow behavior of the fluids.

2.6 Filtrate volume HPHT

The filtrate volume was determined in a FANN series 387 HPHT (High Pressure High Temperature) filter press, according to the procedures specified by ISO 10414:2008, of the American Petroleum Institute (2008). The test was performed at 150°F (65.6°C) and under a pressure of 300 psi, for a total time of 30 minutes. The final filtrate volume analyzed is obtained by multiplying the volume read on the test tube by 2.

RESULTS AND DISCUSSION

1. Foster Swelling

The Foster swelling test aims to evaluate how much clay disperses and swells when exposed to water. In addition, this test is useful in determining the quality of clays in relation to their expansion capacity (Vianna, 2002; Vieira et al., 2021). The results obtained were compared to the values specified by Foster (1953), presented in Table 2.

Table 2: Classification of clays according to the Foster swelling test.

Swelling	Range (mL/g)
No swelling	Equal to or less than 2
Low	3 to 5
Medium	6 to 8
High	Above 8

ISBN: 978-65-5222-057-8

In Table 3, it is possible to verify the results obtained in the Foster swelling test of the clay samples.

Table 3: Results of Foster swelling test.

Sample	Base Fluid	Sample 1	Sample 2	Sample 3	Sample 4	Sample 5
Swelling (mL/g)	12	21	16	12	14	16

Table 3 shows that the Base Sample showed swelling of 12 mL/g, which according to Foster (1953) is considered high swelling (Table 2). The other samples also showed significant swelling, above 8 mL/g, which characterizes them as samples with high swelling capacity. Among the clays studied, Sample 1 showed the highest swelling compared to the others. Meanwhile, Sample 3 showed the same swelling behavior as the Base Sample (12 mL/g).

The results from the Foster swelling test provide valuable insights, indicating that all the bentonite samples are sodic, as they all displayed high swelling characteristics. This consistency in swelling behavior suggests a strong potential for these samples in various applications requiring such properties.

2. pH

Figure 1 shows the values of pH for the fluids prepared with different bentonite samples.

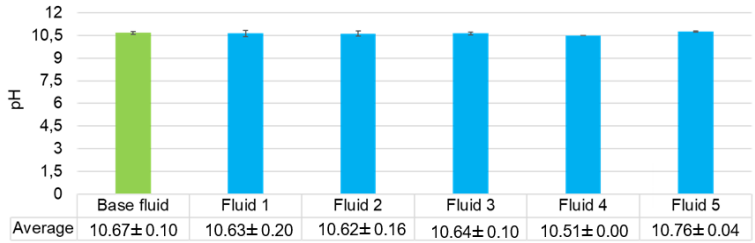


Figure 1: pH of fluids prepared with different bentonite samples.

According to Thomas (2001), the acidity or alkalinity of drilling fluids is expressed by pH indicators. These parameters should be kept between 7 to 11, in order to reduce equipment corrosion. According to the results presented in Figure 1, all fluids are basic, with a pH varying between 10.51 and 10.76. Furthermore, it was found that the pH values of Fluids 1, 2, 3, 4 and 5 had little variation when compared to the Base Fluid, which was between -1.5 and +0.84%. Since the pH standard deviation of the fluids presented low values and the values presented insignificant variation, it can be considered that all fluids are within an acceptable range when compared to the Base Fluid.

3. Density

The results recorded for the fluids studied are shown in Figure 2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

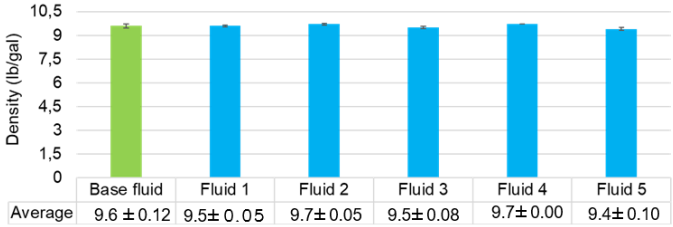


Figure 2: Density of fluids prepared with different bentonite samples.

Density is one of the properties of fluids that helps maintain the stability of the well wall through hydrostatic pressure and regulates the volume of fluid filtered into geological formations (Petrobras, 1991). According to the results obtained and presented in Figure 2, it can be seen that all fluids presented values close to those of the Base Fluid. This suggests that the different bentonite samples used in the study did not significantly influence the density of the fluids.

4. Rheology

Table 4 shows the averages of Apparent Viscosity (AV), Plastic Viscosity (PV), Yield Limit (YL) and Gel Strength (GS) for each fluid prepared.

Table 4: Rheology of fluids prepared with different bentonite samples.

	Base fluid	**Fluid 1**	**Fluid 2**	**Fluid 3**	**Fluid 4**	**Fluid 5**
AV (cP)	116±5,89	127±9,43	90±3,93	116±6,45	127±0	123±4,55
PV (cP)	67±7,04	64±4,22	57±2,91	65±5,02	62±0	67±1,79
YL (N/m²)	165±4,36	190±14,79	123±5,14	166±8,55	129±0	179±7,39
GS (N/m²)	29±5,89	31±6,27	13±3,14	36±8,94	39±0	55±6,26

When analyzing Table 4, it can be seen that, in general, all fluids, with the exception of Fluid 2, presented values close to those of the Base Fluid. The apparent viscosity varied between 90cP (Fluid 2) and 127cP (Fluid 4), which represents a percentage variation of -28.9 and +9.5%, when compared to the Base Fluid. The PV presented values varying between 57cP (Fluid 2) and 67cP (Fluid 5), presenting little or almost no variation when compared to the Base Fluid.

The Yield Limit (YL), which is a measurement related to the interaction forces between the dispersed particles in the medium and represents the minimum tension required for the fluid to start flowing (Souza; Luporini; Rigoli, 2017), presented measurements ranging from 123 N/m² (Fluid 2) to 190 N/m² (Fluid 1), which represents a variation of -25.4 and +15.2%, respectively, when compared to the base fluid. According to Amorim, Barbosa and Ferreira (2008), high YL values may result from the high solid content present in their composition, since the higher the solid content, the greater the shear stress required to start the flow.

Reading the Gel Strength (GS) of fluids allows us to evaluate their thixotropy, which is the increase in viscosity in the resting state and a decrease when subjected to agitation stress. The difference between the final and initial gel defines the fluid's thixotropy (Machado, 2002). The results show that the fluids exhibit thixotropy and had values ranging from 13 N/m² (Fluid 2) to 55 N/m² (Fluid 5), which represents a percentage variation of -55.2 and +89.7%, when compared to the base fluid. The other fluids presented values close to the base fluid, with

ISBN: 978-65-5222-057-8

little or almost no variation. Thixotropy is an important behavior, as it ensures gelation and prevents sedimentation of the fluid particles (Santos, 2012).

Figure 3 shows the viscosity curves as a function of the shear rate of the fluids studied.

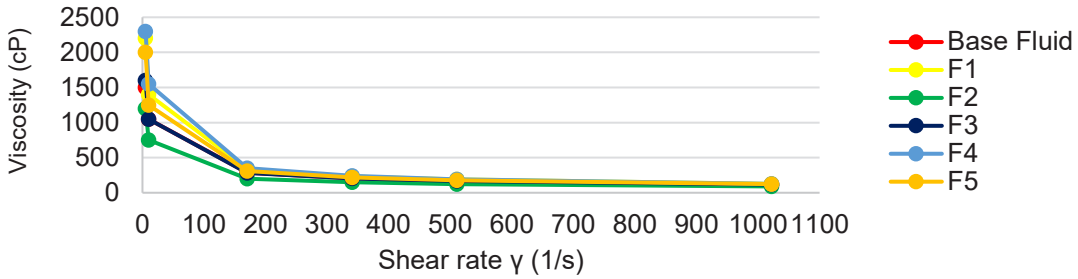


Figure 3: Viscosity curves for the fluids prepared with different bentonite samples.

The viscosity curves present a decrease in the viscosity of all fluids with increasing shear rate. This behavior is characteristic of pseudoplastic systems. The reduction in viscosity with increasing shear rate occurs due to the orientation of particles or the destruction of aggregates (Santos, 2012). Pileggi, Pandolfelli and Studart (2000) justify this behavior by the fact that the particles dispersed in pseudoplastic systems, at rest, are irregularly shaped, providing high resistance to flow. With increasing shear, these particles orient themselves linearly in the direction of flow, thus decreasing their viscosity. Most non-Newtonian fluids fall into this group.

Figure 4 presents the consistency curves, or flow curves, for the fluids prepared with different bentonite samples.

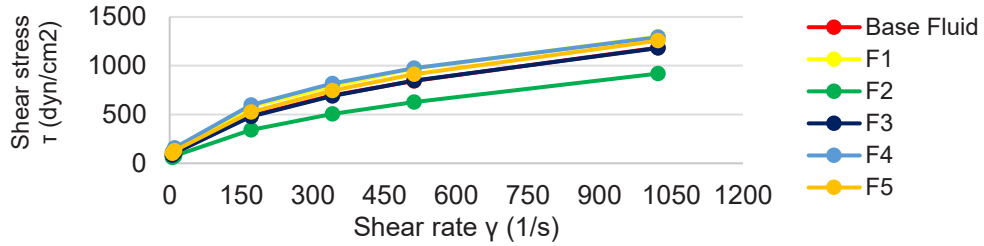


Figure 4: Flow curves for the fluids prepared with different bentonite samples.

The flow curves confirm the non-Newtonian and pseudoplastic behavior of the fluids. Power Law Model, also called the Oswald Model, presented the best fit to the flow curves, since the average coefficient of determination (R^2) for all fluids was 0.999, which indicates a strong correlation between the data obtained and the proposed mathematical model. This model is defined by the following equation (5):

$$\tau = K(\gamma)^n \quad (5)$$

The rheological parameters of the power model are: the consistency index, K, which indicates the degree of resistance of the fluid to the flow and the behavior index, n, which indicates the deviation of the fluid from the Newtonian model (Machado, 2002).

In Figure 4, it is possible to see that Fluid 3 presents a flow curve very similar to that of the Base Fluid, while the other fluids present some variations, mainly

ISBN: 978-65-5222-057-8

Fluid 2. However, these variations do not compromise the fluid behavior, which remains pseudoplastic.

In general, it can be seen on Figures 3 and 4 that all fluids present behavior similar to the Base Fluid. This probably occurred due to the characteristics of the samples, such as, for example, the high swelling capacity (Table 3). Furthermore, it is important to consider that there are other factors to be taken into account, such as mineralogical composition, cation exchange capacity, as well as the size and shape of the bentonite particles. Although these issues have been discussed in previous studies, they were not specifically addressed in this work, which highlights the importance of further investigation.

5. Filtrate Volume

The results obtained of filtrate volume are presented in Figure 5.

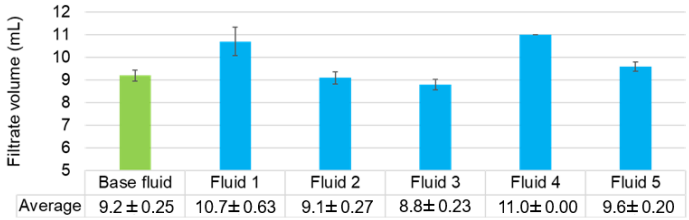


Figure 5: Filtrate volume of fluids prepared with different bentonite samples.

Based on the results presented in Figure 5, the fluids presented filtrate volume values ranging from 8.8 (Fluid 3) to 11mL (Fluid 4), which represents a percentage variation of -4.3 and +19.6%, when compared to the Base Fluid (9.2mL). Notably, Fluids 2, 3 and 5 present values close to the value reported by the Base Fluid (9.2 mL). Meanwhile, Fluids 1 and 4 showed slightly higher filtrate volumes, with values of 10.7 and 11 mL, respectively, representing an increase of 16.3 and 19.6% compared to the Base Fluid.

When analyzing the viscosity values reported in Table 4 and the filtrate volume, it can be seen that when compared to the Base Fluid, the fluids that presented higher viscosity (Fluids 1 and 4) presented higher filtrate volumes, while the fluid that was less viscous (Fluid 3) presented lower filtrate volumes. This behavior may be related to the degree of interaction of the particles. When there is a very large difference between the apparent and plastic viscosities, the degree of dispersion of the system is lower, and flocculation may occur, where the system presents trapped water and free water, which increases the filtrate volume, and gel flocculation, which presents trapped water in its system, therefore providing a lower filtrate volume.

CONCLUSIONS

In order to perform a comparative analysis of bentonite from different sources in the performance of aqueous mineral fluids used as a liquid safety barrier in the abandonment of oil wells and to evaluate the feasibility of replacing the bentonite currently used in the Base Fluid developed for well abandonment, it can be concluded that all samples presented high swelling (indicating a sodium character), basic pH and physicochemical properties (density, rheology and

ISBN: 978-65-5222-057-8

filtrate) similar to those of the base fluid. In general, all fluids studied with the different bentonite samples presented good results when compared to the Base Fluid. Therefore, they are viable as substitutes for the bentonite currently used. However, it is important to emphasize the importance of complementary studies to evaluate the performance under field conditions and to ensure the long-term safety and effectiveness of these replacements.

ACKNOWLEDGMENTS

We thank Petrobras for the financial support for the research, through the grant number 0050.0120134.21.9 and the collaborating companies, Bentonisa and Bentonit União Nordeste (BUN), which provided some bentonite samples.

REFERENCES

ABREU, B. B. *Comparative analysis of well reliability in different temporary abandonment configurations*. 84f. Master's Dissertation. Postgraduate Program in Ocean Engineering. Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

ACHANG, M.; YANYAO, L.; RADONJIC, M. A review of past, present, and future technologies for permanent plugging and abandonment of wellbores and restoration of subsurface geologic barriers. *Environmental Engineering Science*, v.37, n.6, p.396- 407, 2020.

ALMEIDA, K. R. S. *Artificial intelligence applied in determining the route of permanent well abandonment*. 65f. Undergraduate Thesis. Petroleum Engineering. Federal Fluminense University, 2022.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 13A: *Specification for Drilling Fluids Materials*: API, 2010.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. ISO 10414-1: *Petroleum and natural gas industries – Field testing of drilling fluids*, 2008.

AMORIM, L. V.; BARBOSA, M. I. R.; FERREIRA, H. C. Development of bentonite/polymer compounds for use in drilling fluids: Part 2. *Matéria Journal*. v. 13, n. 1, pp. 20, 2008.

BRAZILIAN PETROLEUM INSTITUTE. IBP. *Guidelines for Well Abandonment*, May 2017. 1st edition.

CLARK, J.; SALSBURY, B. *Well Abandonment Using Highly Compressed Sodium Bentonite-An Australian Case Study*. In: SPE Health, Safety, Security, Environment, & Social Responsibility Conference-North America. SPE, 2003.

ENGLEHARDT, J.; WILSON, M. J.; WOODY, F.. *New abandonment technology, materials, and placement techniques*. In: SPE Health, Safety, Security, Environment, & Social Responsibility Conference - North America. SPE, 2001.

ISBN: 978-65-5222-057-8

FOSTER, M. D. Geochemical studies of clay minerals: II—relation between ionic substitution and swelling in montmorillonites. American Mineralogist: *Journal of Earth and Planetary Materials*, v. 38, n. 11-12, p. 994-1006, 1953.

MACHADO, J. C. V. Rheology and Flow of Fluids - Emphasis on the Petroleum Industry, *Interciência* Editions, 2002.

MALOUF, L. R. *Analysis of drilling operations for land and offshore wells*, 138f. Undergraduate Thesis. Petroleum Engineering. Federal University of Rio de Janeiro/Escola Politécnica, 2013.

PETROBRAS. *Drilling Fluids Manual. Rio de Janeiro*, CENPES, 1991.

PILEGGI, R. G., PANDOLFELLI, V. C., & STUDART, A. Dispersion and Packaging of Particles. *Editora Fazendo Arte*, São Paulo, 2000.

SANTOS, M. R. M. *Rheological analysis of drilling fluids*. 51f. Undergraduate Thesis. Chemical Engineering, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

SILVA, C. M. da; SILVA JÚNIOR, T. L.; PINTO JÚNIOR, I. M.. Rheological Characterization of Non-Newtonian Fluids and their Applicability in the Industry. *Exact and Technological Sciences*, Alagoas, v. 5, n. 2, p. 285-300. 2019.

SOARES, D. S.; FERNANDES, C. S.; COSTA, A. C. S. da.; RAFFIN, F. N.; ACCHAR, W.; MOURA, T. F. A. de L. Characterization of Palygorskite Clay from Piauí, Brazil and its Potential use as Excipient for Solid Dosage Forms Containing AntiTuberculosis Drugs. *J. Therm Anal Calorim*, 113, pp. 551-558, 2013.

SOUZA, G. S.; LUPORINI, S.; RIGOLI, I. C. Rheological characterization of saline clay suspensions with xanthan gum for oil well drilling fluids. *Matéria Journal*. v. 22, n. 01, 2017.

THOMAS, J. E. Fundamentals of Petroleum Engineering, 2nd edition, *Interciência Publishers*, Rio de Janeiro, Brazil, 2001.

VIANNA, M. M. G. R., VALENZUELA DÍAZ, F. R., PINTO, C. A., JOSÉ, C. L. V., & BÜCHLER, P. M. Preparation of two organophilic clays for use as hydrocarbon sorbents. In: *Brazilian Ceramic Congress*, 46th. Proceedings [...]. São Paulo-SP, p. 1860-1871, 2002.

VIEIRA, P. S. L., DA SILVA, I. D. A., DE OLIVEIRA, G. C., & RODRIGUES, J. J. Study of smectitic clays in oil/water separation. *Holos Environment*, v. 21, n. 1, p. 124-127, 2021.

VRÅLSTAD, T., SAASEN, A., FJÆR, E., ØIA, T., YTREHUS, J. D., & KHALIFEH, M.. Plug & abandonment of offshore wells: Ensuring long-term well integrity and cost-efficiency. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 173, p. 478-491, 2019.

ISBN: 978-65-5222-057-8

DETERMINATION OF RESIDUAL FLUID VOLUME IN WATER-OIL MULTIPHASE FLOW THROUGH THREE-WAY VALVES USING COMPUTATIONAL FLUID DYNAMICS

Nicolas da Silva Riva[1], Filipe Arantes Furtado[2], Luiz Augusto da Cruz Meleiro[2], Luís Américo Calçada[2], Cristiano Agenor Oliveira de Araújo[2], André Luiz Martins Compan[3]

[1]Laboratório de Escoamento de Fluidos / Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, nicolasriva2021@ufrrj.br, [2]Departamento de Engenharia Química / Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, ffurtado@ufrrj.br, meleiro@ufrrj.br, calcada@ufrrj.br, cristiano@ufrrj.br

[3]Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello, e-mail do autor: andrecompan@petrobras.com.br

ABSTRACT

Three-way valves (3-way) are employed in various flow control systems and equipment. These valves can allow fluid flow through one or two inlets and/or outlets, enabling the entry of two fluids either simultaneously or alternately. When a fluid flows through the valve and is subsequently followed by the injection of an immiscible fluid, an accumulated residual volume of the first fluid can remain inside the valve. This can occur when the outlet opposite to the inlet is closed, forcing the fluid to redirect toward another path. If the initial fluid becomes trapped inside the valve, it may lead to inaccurate volume quantification in analytical processes. This study aims to quantify residual oil volume remaining in the valve after brine injection, considering three distinct spatial orientations and different inlet/outlet arrangements, using Computational Fluid Dynamics (CFD). The software used was Ansys Fluent 2023 R1, which applies the finite volume method to solve transport equations in a given equipment or process. Three different flow rates (0.5, 5.0, and 10.0 $cm^3 \cdot min^{-1}$) were tested for each position and fluid inlet/outlet configuration to assess the influence of flow rate and valve orientation. The inlet pressure, brine mass balance, and velocity profiles were monitored to evaluate the solution convergence. When injecting a flow rate of 0,5 $cm^3 \cdot min^{-1}$ of brine into a valve full of oil with the outlet oriented against gravity, the computational results show a residual oil volume of approximately 2.79%. An increase in the residual oil volume was also observed as the brine flow rate increased.

Keywords: computational fluid dynamics, ansys fluent, multiphase flow, residual fluid.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Three-way valves (3-way) are important and versatile devices widely used to control the flow of fluids in various systems. For example, they can regulate the flow of cooling fluids, making them crucial for controlling the operating temperature (Fürstet al., 2020). Additionally, three-way valves are commonly used to reliably control the injection of fluids in devices used to study oil recovery from porous rocks (Liu et al., 2025).

Three-way valves allow one or two fluids to enter and exit, which can be supplied simultaneously or alternately. It is common for a dead fluid volume to form if the valve, initially filled with one substance, is fed a second component. Studies have been conducted on a Stirling engine of the gamma type to understand how the contact angle and dead volume affect the engine's performance. It has been concluded that the residual volume can negatively affect its operation (Alfarawi et al., 2016). Therefore, forming stagnation zones can compromise equipment operation, raising questions about its influence on quantitative analyses. Dead volumes can be favored when immiscible fluids are used or when one of the valve's inputs is closed.

This study employed computational fluid dynamics (CFD), a tool for studying fluid flow in a given control volume. The equations describing the flow are numerically solved, and it is common to use discretization techniques. CFD is beneficial when one wants to understand the flow patterns with fewer experiments, reducing the research cost (Anderson, 1995). Several studies have been conducted on internal flow in 3-way valves using CFD to understand how the fluid behaves when the valve's inlet opening is altered (Hou et al., 2020).

Among the various programs used to perform CFD simulations, Ansys Fluent software is one of the most widely used. This software uses the finite volume method to solve fluid flow equations. Additionally, it has high pre- and post-processing capacity and an interactive interface.

Considering the versatility of three-way valves, some problems may occur, such as the undesirable, yet inherent, formation of dead zones when using immiscible fluids. Zhang et al. (2013) used operational data from a potable water reservoir to simulate, via CFD, the effects of valve control over a daily operating cycle. The author demonstrated that changes in operating conditions, such as flow rates, can alter the internal flow pattern, increasing or decreasing the formation of stagnant zones.

In this study, Ansys Fluent 2023 R1 was employed to investigate the formation of dead zones in three-way valves operating with brine and oil. Various initial conditions were considered, involving oil or brine as the filling fluid, followed by the injection of the immiscible counterpart (*e.g.*, oil injected into a brine-filled valve). Different valve orientations and several flow rates were

ISBN: 978-65-5222-057-8

also studied to assess how these factors influence the formation of dead volumes under different operating conditions.

METHODOLOGY

The three-way valve comprises two tubes connected in a T-shape, thus having three orifices through which the fluids can flow. One or two orifices are used for fluid intake, while the remaining orifice is used for fluid outlet. The operation of the valve is conditioned by mechanisms that regulate the opening of the inlets. In this way, it is possible to define which orifices will be used to receive fluids and the quantity/proportion of substances entering the valve. In this work, the three-way valves analyzed consist of an inlet and an outlet port, with the third port closed. The geometry of the inside of the valve is shown in Figure 1.

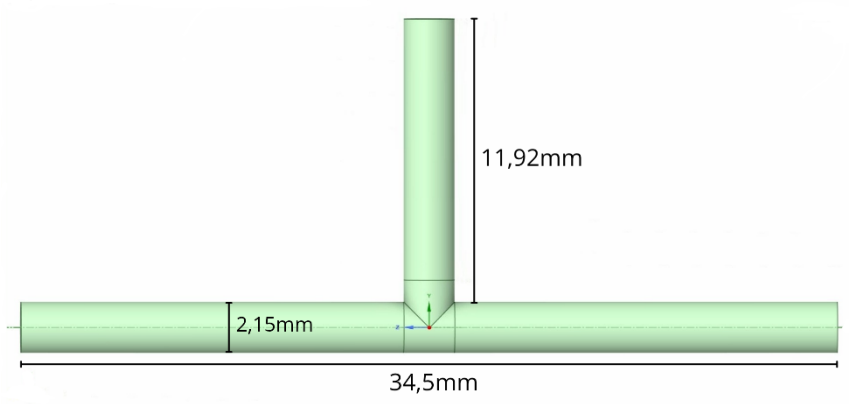


Figure 1: 3-Way valve geometry and dimensions

In this research, the fluid dynamic behavior of the brine and oil inside each valve was investigated numerically. The properties of the fluids used are shown in Table 1, and were taken from the paper of Santos *et al.*, 2020.

Table 1. Physical properties of fluids

Fluid	Density ρ (g/cm³)	Viscosity μ (cP)
Brine	1.142	1.48
Oil	0.856	23.0

ISBN: 978-65-5222-057-8

In this study, three inlet flow rates were evaluated and, for each, three orientations of the valve in relation to the gravity vector were tested, with the outlet positioned in favor of, perpendicular to, or against gravity. A total of 18 computational simulations were carried out using ANSYS Fluent® software.

In this work, the flow was at constant temperature, and thermal energy losses did not occur as the fluids flowed so that the energy balance could be disregarded.

As the study involves more than one fluid in flow, the choice of a multiphase model must be made considering the objectives of the analysis, the properties of the fluids, and the possible simplifications inherent to the flow. Classically, it is possible to approach multiphase flow from an Eulerian or Lagrangian perspective. In this work, the first approach was chosen, and the multiphase model adopted was the Eulerian, which is a rigorous model that treats each phase as continuous and interacts with each other, with the possibility of exchanges of momentum and mass between the phases. The continuity equation (Equation 1) and momentum equation (Equation 2) for the Eulerian model are solved numerically by Fluent.

$$\frac{1}{\rho_{rq}}\left[\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_q \rho_q) + \nabla\cdot(\alpha_q \rho_q \vec{v}_q)\right] = \frac{1}{\rho_{rq}}\left[\sum_{p=1}^{n}(\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp})\right] \quad (1)$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_q \rho_q \vec{v}_q) + \nabla\cdot(\alpha_q \rho_q \vec{v}_q \vec{v}_q) =& -\alpha_q \nabla p + \nabla\cdot\vec{\vec{\tau}}_q + \alpha_q \rho_q \vec{g} \\ &+ \sum_{p=1}^{n}(K_{pq}(\vec{v}_p - \vec{v}_q) + \dot{m}_{pq}\vec{v}_{pq} - \dot{m}_{qp}\vec{v}_{qp}) \\ &+ (\vec{F}_q + \vec{F}_{lift,q} + \vec{F}_{wl,q} + \vec{F}_{vm,q} + \vec{F}_{td,q}) \quad (2)\end{aligned}$$

Where $\vec{\vec{\tau}}_q$ is the q^{th} phase stress-strain tensor (Equation 3)

$$\vec{\vec{\tau}}_q = \alpha_q \mu_q (\nabla \vec{v}_q + \nabla \vec{v}_q^{\,T}) + \alpha_q (\lambda_q - \frac{2}{3}\mu_q)\nabla \bullet \vec{v}_q \vec{\vec{I}} \quad (3)$$

Where $\boldsymbol{\alpha}_q$ is the the q phase volume fraction, $\vec{v}_p$ is the velocity of phase p, $\vec{v}_q$ is the velocity of phase q, ρ_{rq} is the phase reference density, $\vec{g}$ is the gravity acceleration, μ_q e $\boldsymbol{\lambda}_q$ are the shear and bulk viscosity of phase q. $\vec{F}_q$ is an external body force, $\vec{F}_{lift,q}$ is a lift force, $\vec{F}_{wl,q}$ is a wall lubrification force, $\vec{F}_{vm,q}$ is a virtual mass force and $\vec{F}_{td,q}$ is a turbulent dispersion force. $\vec{K}_{pq}$ is the interphase

ISBN: 978-65-5222-057-8

momentum exchange coefficient, p is the pressure shared by all phases, and $\vec{v}_{pq}$ is the interphase velocity. The terms $\vec{F}_{lift,q}$, $\vec{F}_{wl,q}$, $\vec{F}_{vm,q}$ and $\vec{F}_{td,q}$ are disregarded for this study. $\vec{\vec{I}}$ is the identity tensor. $\dot{m}_{pq}$ characterizes the mass transfer from *p* to *q* phase and $\dot{m}_{qp}$ characterizes the mass transfer from *q* to *p* phase.

The numerical simulations were conducted aiming at the permanent regime, since observing the temporal evolution of the fluid's residual volume is unnecessary. This approach allows the fluid's average behavior to be analyzed. In addition, a laminar flow was considered since the fluid inlet velocities are small, and turbulence terms in the stress tensor can be disregarded. The continuity and momentum equations can be simplified to (Equation 4) and (Equation 5), respectively.

$$\nabla \cdot (\alpha_q \rho_q \vec{v}_q) = 0 \qquad (4)$$

$$\nabla \bullet (\alpha_q \rho_q \vec{v}_q \vec{v}_q) = -\alpha_q \nabla p + \alpha_q \mu_q \nabla \vec{v}_q + \alpha_q \rho_q \vec{g} + \sum_{p=1}^{n} K_{pq} (\vec{v}_p - \vec{v}_q) + F_q \qquad (5)$$

The work's computational efforts can be divided into two fronts. The first involves injecting brine into a valve initially filled with oil. In the second part, oil was injected into a valve initially filled with brine. Three feed rates were evaluated: 0.5, 5.0, and 10.0 $cm^3 \cdot min^{-1}$. On the other hand, the boundary condition at the outlet orifice was set at a gauge pressure of 0 Pa. The interfacial tension coefficient was defined as a constant in the Fluent configurations, and its value was equal to 0.03 N/m for brine and oil.

To ensure greater accuracy and stability in the simulation, modifications were made to the standard ANSYS Fluent settings. The residual convergence criterion was kept at 10^{-3} for the continuity and momentum equations. (Figure 2.a) shows the generated mesh, which has around 426,000 volume elements and a minimum orthogonal quality of 0.082. Since areas of fluid redirection can cause spatial discretization problems, the mesh was manually refined in the region close to the intersection between the tubes, with the aim of minimizing this type of error (Figure 2.b). The combination of these changes resulted in adequate convergence and closure of the mass balance, giving greater reliability to the results obtained.

ISBN: 978-65-5222-057-8

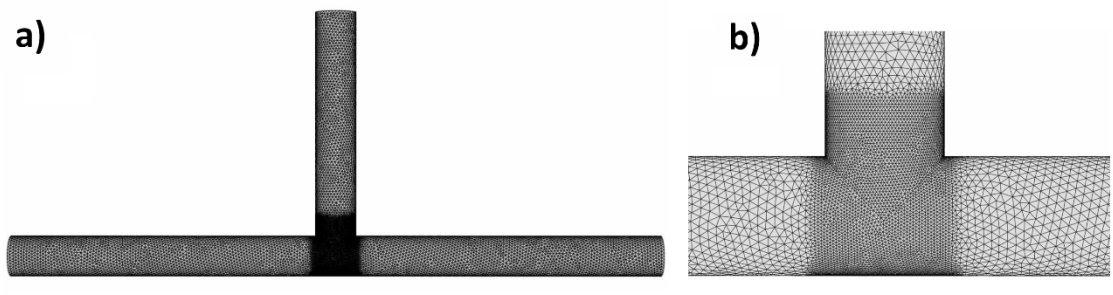


Figure 2: (a) Valve's mesh and (b) Mesh improvement

RESULTS AND DISCUSSION

The results obtained show a variation between the two fluid injection schemes studied, so these situations should be discussed separately. Figure 3 represents the positions evaluated in this study: against, perpendicular, and codirectional to gravity.

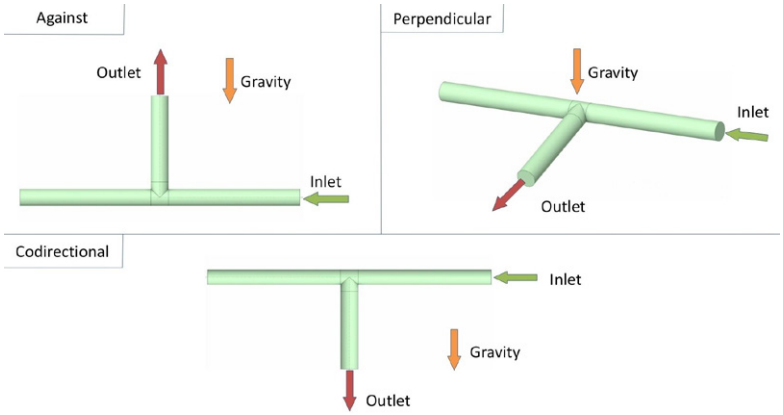


Figure 3: Valve's positions.

The residual volumes obtained from the simulations for brine injection can be seen in Table 2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 2. Volume percent of the valve filled with oil after brine injection at different flow rates and outlet orientations with respect to the gravity vector.

Direction of outlet relative to gravity	Injection rate ($cm^3 \cdot min^{-1}$)	Residual oil (%)
Against	0.5	2.79
	5.0	2.81
	10.0	4.67
Perpendicular	0.5	3.92
	5.0	2.86
	10.0	2.56
Codirectional	0.5	46.84
	5.0	17.30
	10.0	2.64

The injection of brine, for the orientation of the outlet against the direction of gravity, followed a pattern directly proportional to the flow rate applied, retaining a greater volume of oil as the flow rate at the inlet increased. Significant increases in pressure at the inlet could also be seen, reaching values of 14,000 Pa. These significant increases and a rapid decrease in pressure can be explained by the difference in viscosity between the fluids. When injected into a space occupied by a more viscous fluid, in this case oil, the lower viscosity fluid, brine, encounters significant resistance to advancement, leading to an increase in pressure. The decrease in pressure occurs because the brine has reached a sufficient pressure to overcome the resistance imposed by the oil, thus allowing it to flow and relieve the pressure.

The second position evaluated was configured so that the outlet was perpendicular to the direction of the gravity vector. In the case evaluated, a significant increase in pressure was observed, followed by a decrease, in the same way as in the first orientation analyzed. It was also observed that the residual volume was inversely proportional to the injection flow rate. In this case, this relationship may indicate that lower flow rates are negative in terms of removing all the residual oil.

The last position evaluated was the outlet oriented in the same direction as the gravity vector. In this position, as the brine injection flow rate increases, the valve has less residual oil. This greater volume of residual oil at low flow

ISBN: 978-65-5222-057-8

rates can be explained mainly by the difference between the fluids' densities. At low flow rates, the effects of density in the fluid flow can be better observed, as they have more time to develop.

Table 3. Volume percent of the valve filled with brine after oil injection at different flow rates and outlet orientations with respect to the gravity vector

Direction of outlet relative to gravity	Injection rate ($cm^3 \cdot min^{-1}$)	Residual brine (%)
Against	0.5	51.40
	5.0	3.31
	10.0	1.42
Perpendicular	0.5	1.57
	5.0	1.33
	10.0	1.28
Codirectional	0.5	1.73
	5.0	3.89
	10.0	5.39

For the oil injection tests, the inside of the valve was defined as completely saturated with brine. The tests were conducted in the same conditions as the brine injection tests. For the outlet position against gravity, an inversely proportional relationship was obtained between the inlet flow rate and the residual volume of brine, with values of up to 52% of the total volume of the valve, for 0.5 $cm^3 \cdot min^{-1}$, still filled with brine at the end of the simulation.

The second position, perpendicular to gravity, showed that the flow rates had no great influence on the residual volume. This effect can be seen in the residual volume values, which remained within a small range, between 1.57 and 1.28%, for the flow rates evaluated.

Finally, the last case evaluated corresponds to the configuration with the outlet in the same direction as the gravity vector. The residual volume increased as the inlet flow rate increased. It is also worth noting that, unlike the simulations with brine injections, the pressure did not show high peaks at the inlet at the start of the simulation. This can be explained by the low viscosity of

ISBN: 978-65-5222-057-8

the brine initially present in the valve, compared to the oil present in the first situation. The results are presented in Table 3.

CONCLUSION

In summary, this study was successful in evaluating the effects of outlet orientation and flow rate on the residual volume of fluids. In addition, this work sought to contribute to an area still being explored in the literature by providing a numerical analysis that considers different effects on the medium.

Higher percentages of residual oil were observed during brine injection when the outlet was oriented codirectional to the gravity vector. In contrast, lower residuals were obtained for perpendicular and against the gravity vector configurations. This trend is due to gravity's influence on the brine flow, which can either hinder or facilitate the fluid displacement at each valve orientation.

An increase in residual brine percentages was observed for the codirectional position for the injection of oil, while a decrease was observed for the cases against and perpendicular to gravity. This tendency occurs because, when the oil flow rate is increased in the codirectional position, the oil begins to overcome the buoyant forces that affect the displacement process.

It can be concluded that when brine is injected at different flow rates, the orientation of the outlet against and perpendicular to the gravity vector shows smaller residual oils on average. When injecting oil, the outlet positions showing smaller average residual brine are the codirectional and perpendicular. Considering the positions evaluated, the one perpendicular to gravity offers the lowest average residual volumes and, in both cases, shows a decrease when the flow rate is increased.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank Petrobras (SAP 4600670740) and UFRRJ for their funding and support, as well as the support of the Fluid Flow Laboratory, in the development of this work.

REFERENCES

S. Alfarawi, R. AL-Dadah, S. Mahmoud, Influence of phase angle and dead volume on gamma-type Stirling engine power using CFD simulation, Energy Convers. Manag. 124 (2016) 130–140. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.07.016.

ISBN: 978-65-5222-057-8

J.D. Anderson, Computational Fluid Dynamics: The Basics with Applications, McGraw-Hill, New York, 1995.

Y. Fürst, S. Brandt, M. Kriegel, Thermal modelling of three-way mixing valves using Bézier curves for parameter estimation applications, J. Process Control 90 (2020) 56–62. https://doi.org/10.1016/j.jprocont.2020.04.004.

Y. Hou, H. Wu, Z. Li, Internal flow field analysis of three-way regulating valve based on CFD technology, IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci. 526 (2020) 012171. https://doi.org/10.1088/1755-1315/526/1/012171.

Liu, D. F. Zhang, S. Y. Liu, R. D. Gong, L. Wang, Multiscale investigation into EOR mechanisms and influencing factors for CO_2-WAG injection in heterogeneous sandy conglomerate reservoirs using NMR technology, Petrol. Sci. (2025). https://doi.org/10.1016/j.petsci.2025.04.004.

SANTOS, I. C. A. B. A.; ELER, F. M.; NUNES, D. S. S.; COUTO, P. Evaluation of capillary end effect in water-oil permeability tests using multiple flow rates technique. Brazilian Journal of Petroleum and Gas, v. 14, n. 4, p. 259-267, 2020. DOI: https://doi.org/10.5419/bjpg2020-0019.

Q. Zhang, Z. Chen, C. S. P. Ojha, D. Wang, T. J. McCarthy,

Numerical simulation and assessment of the effects of operation and baffling on a potable water service reservoir, Prog. Nucl. Energy 69 (2013) 64–74.

https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2013.04.002.

ISBN: 978-65-5222-057-8

FLUID DISPLACEMENT STUDY APPLIED TO OIL WELL CEMENTING OPERATIONS

Caio Henrique Wiselowski[1], Julio Jorge de Almeida Abdala[2], Marcos Hiroshi Takahama[3], Nezia de Rosso[4], Cezar Otaviano Ribeiro Negrão[5]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, caiowiselowski@alunos.utfpr.edu.br, [2]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, abdjuliocernn@gmail.com, [3]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, marcostakahama@alunos.utfpr.edu.br, [4]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, nezia.rosso@gmail.com, [5]Universidade Tecnológica Federal do Paraná/Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos, negrao@utfpr.edu.br .

ABSTRACT

A crucial step during deepwater oil well drilling is the primary cementation phase, as it performs the important task of supporting the wellbore and isolating the drilling area from the external environment. In this work, an experimental testing unit capable of simulating the fluid displacement that occurs in primary cementation was developed to investigate how the properties of Newtonian and non-Newtonian fluids impact fluid substitution. The infrastructure, referred to as the Test Tower, was designed for this purpose and consists of two 13-meter test sections: a column and an annulus, representing the flows of ascending and descending fluid respectively. Both sections are equipped with pressure and flow meters. Furthermore, it also has a section with a set of pumps and a section for fluid storage. The development of this experimental setup is necessary to reproduce the conditions encountered during primary cementation. The methodology employed considers Newtonian and non-Newtonian fluids with different viscosities and densities and how a displacing fluid influences the displaced fluid. The objective is to evaluate how the parameters such as densities and viscosities of the displaced and displacing fluids, as well as the fluid flow rate and flow regime (laminar and turbulent), affect fluid replacement.

Keywords: Fluid Displacement, Primary Cement, Experimental Test.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

In this work Introduction section, a brief introduction to the subject matter of this work was provided, along with an overview of its Objective and Justification. Finally, a description of the experimental unit is presented.

The primary cementing operation is a crucial step in the deepwater oil well drilling process, as this procedure performs two significant functions: ensuring the mechanical support of the rock formation walls, termed "wellbore," and guaranteeing the isolation of the wellbore area from the external environment (Foroushan et al., 2020). Physically, what occurs in this process is the replacement of the drilling fluid with a cement slurry designed to fill the annular space located between the drill string (inserted after wellbore opening) and the rock formation. This fluid replacement is the physical process resulting from the insertion of cement into the annular space, promoting the removal of the drilling fluid from the wellbore (Clark; Carter, 1978).

The enhancement of fluid displacement efficiency in the annular space, along with the prevention of cement contamination by drilling mud, which may contain debris and cuttings (Tehrani; Ferguson; Bittleston, 1992), occurs through the addition of an intermediate fluid, called a spacer fluid (Figure 1). Commonly, it is composed of water and some detergents and behaves as a Newtonian fluid. In contrast, drilling fluids and cement slurries are typically formulated as non-Newtonian fluids (Dutra et al., 2004).

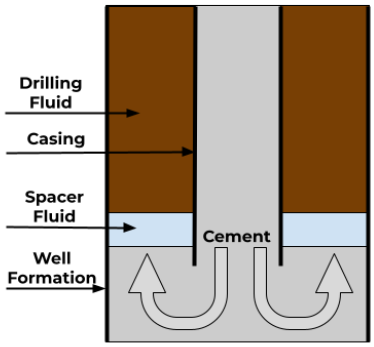


Figure 1: Scheme of Primary Cementing Fluids.

The relationship between the Newtonian and non-Newtonian characteristics of the fluids involved, how they interact with each other, with the deep-sea environment, and with the great lengths of the drill strings, as well as their influence on pipe eccentricity, are topics that increase the complexity of understanding their respective natures. Given the persistence of these problems,

ISBN: 978-65-5222-057-8

mastering the processes enables the development of strategies that promote the improvement and solution of the aforementioned scenarios. However, the approaches found in the literature are primarily numerical rather than experimental studies. Consequently, the creation of an experimental unity capable of operating on a large scale would not only fill a gap in the literature but also foster new studies that could not be conducted in small-scale experiments.

Through the experimental setup, tests will be performed focusing on fluid replacement to evaluate the relationship between the density and viscosity properties of both Newtonian and non-Newtonian fluids. With the aid of the pumping system, it will be possible to conduct tests under both laminar and turbulent flow regimes.

In addition to these, the unity features 500-liter storage tanks (3 tanks) and 2000-liter tanks (3 tanks), primary and secondary (return) supply lines, and a pumping system (two helical pumps with working flow rates of 2m³/h and 18m³/h).

The two test sections are necessary to simulate the different flow directions of the fluids. In the annular tube, upward flow occurs, simulating the replacement of drilling fluid by cement slurry in the annular space formed between the wellbore rock formation and the drill string. Inside the drill pipe, the objective is to analyze the effects of cement slurry on the drilling fluid. Figure 3 illustrates the flow direction in each test section.

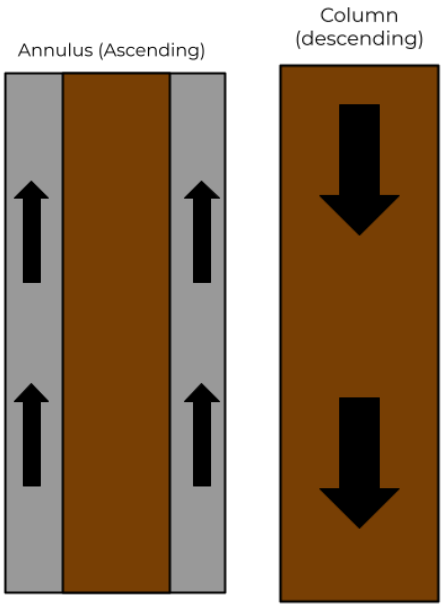


Figure 3: Graphic comparison between the flow directions in both test sections.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METHODOLOGY

This section details the research methodology employed, encompassing the mathematical modeling of the system, the formulation of the fluids used, the procedures for conducting the experiments, and the techniques for analyzing the results.

The mathematical modeling of the experimental system is based on the equations of momentum conservation in cylindrical coordinates (r, θ, z) and the equation of mass conservation.

To simplify the problem and focus on aspects relevant to the flow in the experimental unit, the following boundary conditions were applied:

1. Steady-state flow ($\frac{d0}{dt}$);
2. Axisymmetric problem ($\frac{d0}{d\theta}$);
3. Hydrodynamic pressure-driven flow ($\frac{dp}{dr} = 0\ e\ \frac{dp}{d\theta} = 0$);
4. Velocity only in the z-direction ($v_r = 0\ e\ v_\theta = 0$);
5. Gravity only in the z-direction ($g_r = 0\ e\ g_\theta = 0$);
6. Continuity equation ($\frac{d(pv_r)}{dz} = 0$).

After applying these simplifications, the momentum conservation and mass conservation equations for both the annular section and the pipe section are given by equations (1) and (2), respectively:

$$-\frac{dp}{dz} - \rho g_z + \mu\left[\frac{1}{r}\frac{d}{dr}\left(r\frac{dv_z}{dr}\right)\right] = 0 \quad (1)$$

$$\frac{d(pv_r)}{dz} = 0 \quad (2)$$

Equation (1) includes the pressure gradient in the z-direction (indicating pressure decrease and fluid "push"), the gravitational term in z (which can contribute to or resist the flow), and the shear stress term (reflecting forces between fluid layers with different velocities). Equation (2) represents mass conservation for one-dimensional flow in the z-direction, indicating that the mass entering the control volume equals the mass leaving it.

For calculating the head loss of the flow in a pipeline, the Darcy-Weisbach equation will be used. Rearranged for the Darcy friction factor (f), equation (3) becomes equation (4):

$$Lw = f * \frac{L}{D} * \frac{v^2}{2g} \quad (3)$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$\Delta P = f * \rho * \frac{L}{D} * \frac{v^2}{2} \rightarrow f = \frac{\Delta P * D * 2}{\rho * L * v^2} \quad (4)$$

Additionally, an equation was modeled to evaluate the fluid replacement based on density calculations. This led to Equation (5):

$$P_m = (1 - \alpha_2) * \rho_1 + \alpha_2 * \rho_2 \quad (5)$$

Using this equation, we calculate the density based on the hydrostatic pressure at the beginning of the experiment, taking it as 100%. At the end of the experiment, we recalculate the hydrostatic pressure with the displacing fluid. This gives us Equation (6):

$$\alpha_2 = 1 - \alpha_1 \quad (6)$$

The "Test Tower" unity was designed to simulate the fluid replacement process in primary cementing of oil wells. The fluids used in the experiments can exhibit Newtonian or non-Newtonian rheological behavior, with various density and viscosity ratios between the displaced and displacing fluids.

For the experiments, the following fluids will be used:

- Olefin (Fluid #2)
- Viscosified Olefin (2% blue grease in olefin) (Fluid #3)
- Water (Fluid #1)
- Viscosified Water 1 (50% water + 50% glycerin) (Fluid #4)
- Viscosified Water 2 (0.111% HPMC in water) (Fluid #5)
- Viscosified Water 3 (0.095% HPMC in water) (Fluid #6)

Rheological tests were conducted using a Haake Mars III Rheometer at the Center for Research in Rheology and Non-Newtonian Fluids (CERNN) laboratories to evaluate the fluids' viscous properties. Table 1 presents the viscosities (μ) for different fluids as a function of shear rate ($\dot{\gamma}$). The relative densities of the fluids were also determined and are presented in Table 2.

Based on the Power Law model, shear stress and viscosity curves were obtained in relation to shear rate. Figure 3 illustrates the comparison between the viscosity and shear stress curves as a function of shear rate for the fluids used in the experiments.

Table 1 shows the maximum viscosities of each fluid.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 1: Different Fluids Viscosity (Pa.s) in function of Shear Rate (s^{-1})

Shear Rate (s^{-1})	*Fluid #2 (Pa.s)*	*Fluid #3 (Pa.s)*	*Fluid #4 (Pa.s)*	*Fluid #5 (Pa.s)*	*Fluid #6 (Pa.s)*
510,900	0,0034	0,0050	0,0066	0,0090	0,0040
340,600	0,0034	0,0050	0,0066	0,0100	0,0050
170,300	0,0037	0,0052	0,0066	0,0110	0,0054
10,218	0,0038	0,0075	0,0066	0,0150	0,0061
5,109	0,0044	0,0085	0,0066	0,0160	0,0063

Table 2 shows the relative densisties of each fluid.

Table 2: Different Fluids Relative Densities

Fluid	*Relative Density*
#2	0,8
#3	0,8
#4	1,13
#5	1,0
#6	1,0

The experiments performed on the Test Tower experimental unit were formulated to ensure the repeatability and reliability of the processes. The following numbered sequence details the experimental procedure, aiming for safety and efficiency:

1. The fluid to be displaced is positioned in the test section.
2. The displacing fluid enters the system for circulation, ensuring the absence of air bubbles and facilitating subsequent analysis. The displacing fluid is positioned at the valve interface.
3. With the fluids in place, data acquisition begins for 30 seconds.
4. After checking the valves and preparing the operator, the pump is turned on, initiating the experiment.
5. The experiment is stopped when the density measured by the upper flow meter is similar to that of the displacing fluid.
6. With the pump turned off, data collection continues for another 30 seconds, concluding the experiment.

To analyze the effects of eccentricity, experiments will be conducted by varying the position of the inner pipe within the annular section. The eccentricity configurations include:

:

- Concentric (no variation);
- Intermediate Eccentric (with 17% variation);
- Severe Eccentric (with 60% variation).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figure 4 illustrates the different eccentricity variations used in the experiments.

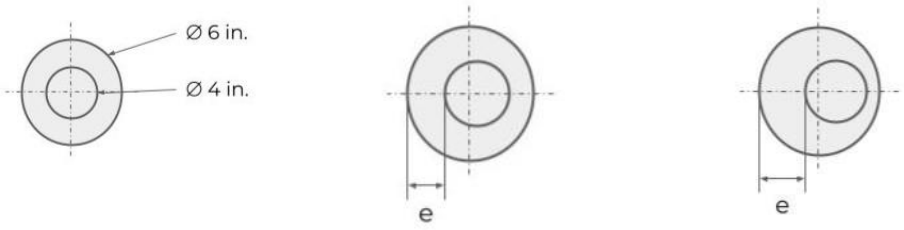


Figure 4: Visual Comparison between different eccentricities

Data analysis is performed after the completion of each experiment. A *MatLab* code will be used to process data from the pressure sensors and flow meters of the fluid replacement system, organizing the information into columns (pressure at each sensor, density, volume, time, temperature) and generating flow rate, pressure, and density graphs. Together with Equation (5), the flow rate, density, viscosity, and eccentricity properties will be analyzed.

An experimental matrix, shown in Table 3, was developed containing information about the fluids used, the rheological characteristics of each fluid replacement experiment, and the density and viscosity configurations.

Table 3: Fluids properties and Tests information

Displaced Fluid ***x*** ***Displacer Fluid***	***Densities*** ***x*** ***Viscosity comparison***	***Fluids***
Newtonian Fluid (NF)	-	Fluid #2
NF x NF	$(\downarrow \rho, \uparrow \eta)\ x\ (\uparrow \rho, \downarrow \eta)$	Fluid #2 x Fluid #1
NF x NF	$(\uparrow \rho, \downarrow \eta)\ x\ (\downarrow \rho, \uparrow \eta)$	Fluid #1 x Fluid #2
NF x NF	$(\downarrow \rho, \downarrow \eta)\ x\ (\uparrow \rho, \uparrow \eta)$	Fluid #2 x Fluid #4
NF x NF	$(\uparrow \rho, \uparrow \eta)\ x (\downarrow \rho, \downarrow \eta)$	Fluid #4 x Fluid #2
nNF x nNF	$(\downarrow \rho, \downarrow \eta)\ x\ (\uparrow \rho, \uparrow \eta)$	Fluid #3 x Fluid #5
nNF x nNF	$(\uparrow \rho, \uparrow \eta)\ x\ (\downarrow \rho, \downarrow \eta)$	Fluid #5 x Fluid #3
nNF x nNF	$(\downarrow \rho, \uparrow \eta)\ x\ (\uparrow \rho, \downarrow \eta)$	Fluid #3 x Fluid #6
nNF x nNF	$(\uparrow \rho, \downarrow \eta)\ x\ (\downarrow \rho, \uparrow \eta)$	Fluid #6 x Fluid #3

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTS AND DISCUSSION

The analyzed results are presented below. It was calculated that the test section to be studied has a volume of 84.76 liters. The times to complete this section are 2.54 minutes for a laminar flow experiment and 0.28 minutes (16.95 seconds) for a turbulent flow experiment, respectively.

Analyzing flow rate versus eccentricity using their relationship, Figure 5 shows how flow rate influences eccentricity in function of α_2. The figure displays the variations of the three eccentricities in a stacked format. The middle line indicates which experiments have the lowest flow rate and which have the highest.

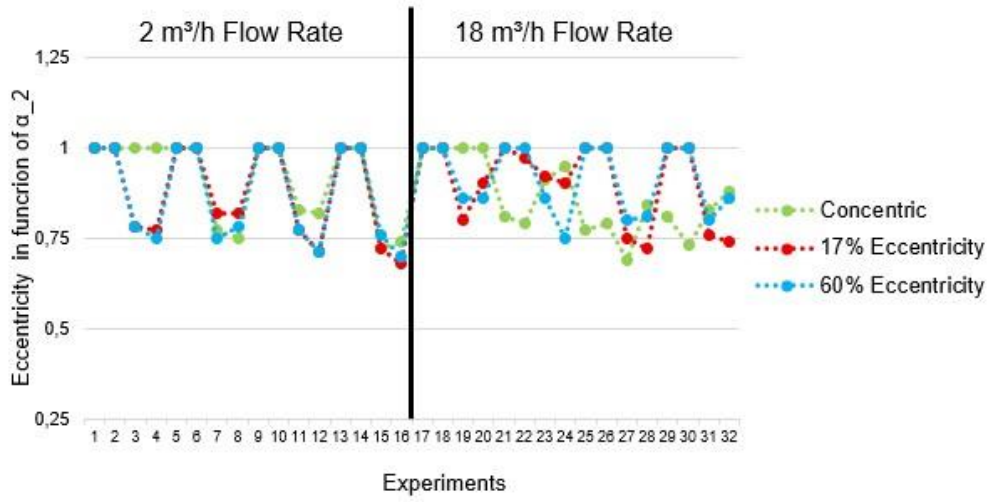


Figure 5: Comparison between Eccentricity and $\alpha_2$in different flow rates

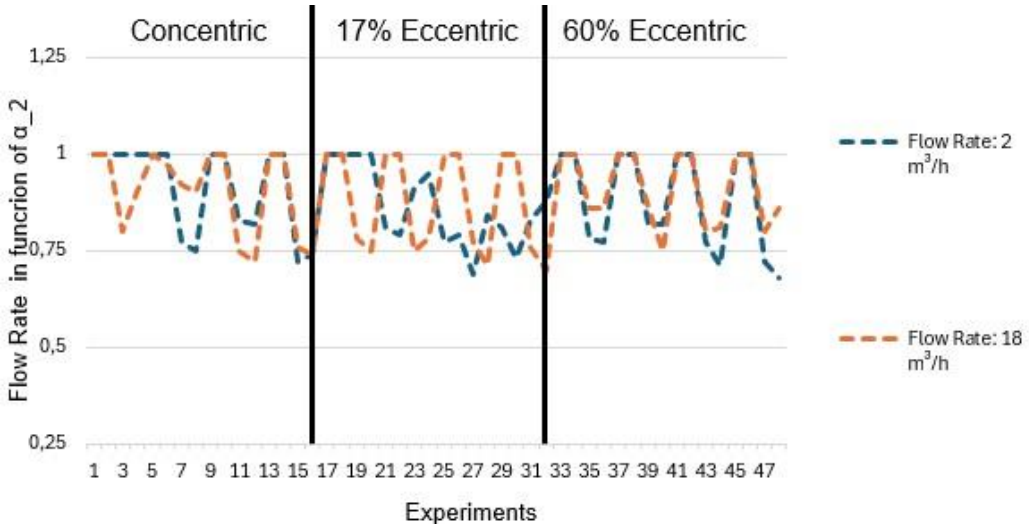


Figure 6: Comparison between Flow Rate and α_2 in different eccentricities

ISBN: 978-65-5222-057-8

The eccentricity vs. flow rate relationship was analyzed by the Re, as shown in Figure 6. Similar to the figure above, Figure 6 shows the two flow rate variations separated into three sections, which indicate the experiments conducted with concentric diameters, with 17% eccentricity (intermediate), and with 60% eccentricity (severe).

Density and viscosity were analyzed by the ratio between the fluid values. The density ratio is equivalent to $\frac{\rho_2}{\rho_1}$, and for viscosity, the ratio is $\frac{\eta_2}{\eta_1}$. When the density ratio is bigger than 1, the experiment has the denser fluid displacing the less dense fluid. The same occurs to the viscosity; when the viscosity ratio is bigger than 1 means that the more viscous fluid displaces the less viscous one. Figure 7 shows the ratio of both density and viscosity at the respective flow rates.

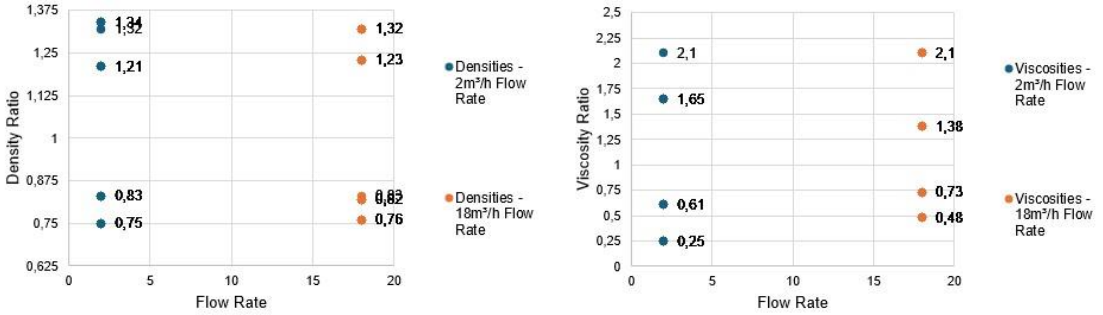


Figure 7: Densities and Viscosities in function of the Flow Rate

CONCLUSION

The results obtained revealed the relationships among flow rate, eccentricity, density, and viscosity during fluid displacement in the experimental unit. The experiments successfully yielded significant findings for this work.

Flow rate and eccentricity heavily influence fluid displacement. From Figures 5 and 6, it was observed that high flow rates are inversely proportional to displacement efficiency. Similarly, eccentricity impacts efficiency, especially in the displacement between non-Newtonian fluids. The intermediate eccentricity configuration showed greater inefficiency than the other setups, particularly at high flow rates.

The densities and the viscosities were analyzed. The higher the density ratio, the better the displacement efficiency, as the denser fluid remains above the less dense fluid. For the viscosity ratio, a higher viscosity tends to improve displacement efficiency.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ACKNOWLEDGEMENTS

This study was financed by the Human Resources Program of the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels – PRH-ANP under management of the São Paulo Research Foundation (FAPESP).

REFERENCES

CLARK, C. R.; CARTER, G. L. Mud displacement with cement slurries. Journal of Petroleum Technology, p. 775-783, 1978.

DUTRA, E. S. S. *et al*. Analysis of interface between newtonian and non-newtonian fluids inside annular eccentric tubes. ASME, Fluids Engineering, p. 787–793, 11 2004.

FOROUSHAN, H. K. *et al*. Cement placement: An overview of fluid displacement techniques and modelling. Energies, 2021.

LOCKYEAR, C. F.; HIBBERT, A. P. Integrated primary cementing study defines key factors for field success. Journal of Petroleum Technology, p. 1320-1325, 1989.

TEHRANI, A.; FERGUSON, J.; BITTLESTON, S. Laminar displacement in annuli: a combined experimental and theoretical study. *In*: SPE. SPE Annual Technical Conference and Exhibition [S.l.], 1992. p. SPE–24569.

ISBN: 978-65-5222-057-8

USE OF POLYESTER RESIN AND DRILLING CUTTINGS IN PLUGGING AND ABANDONMENT OIL WELLS

Érica Maia Ferreira[1], Elisangela Pereira Cordeiro[2], Luciana Spinelli Ferreira[3]

[1]Universidade Federal do Rio de Janeiro/Instituto de Macromoléculas Professora Eloísa Mano, ericaferreira@ima.ufrj.br, [2]Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE/Programa de Engenharia Metalúrgica e de Materiais, elisangelapc@metalmat.ufrj.com, [3]Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE/Programa de Engenharia da Nanotecnologia, luspinelli@pent.coppe.ufrj.br

SUMMARY

The oil and gas industry generates a considerable amount of solid waste that requires proper management and treatment. Among these residues, cuttings from drilling activities during hydrocarbon recovery stands out. Even after treatment, the disposal of cuttings in landfill is inadequate to meet current and future environmental regulations. In this context, it is necessary to search for alternatives for the reuse of these cuttings in order to reduce the environmental impact. One of the promising alternatives for the reuse of gravel is the application in the stage of abandonment of the wells. Normally, wells are plugged in with Portland cement, but this cementation presents some problems that can be solved with the development of new materials. Therefore, this work seeks to develop a composite from the study of the interaction of isophthalic polyester resin with drilling cuttings. The methodology consisted of the preparation of polyester resin composites with calcium carbonate ($CaCO_3$), used to simulate the behavior of carbonate cuttings, in the proportions of 100:0; 90:10; 80:20; 70:30 cured at 25°C and 80°C for 48h, and with carbonate cuttings in the same proportions. The mechanical properties of the samples were investigated through flexural analysis according to ASTM D790-03 and compression according to ASTM D695. Durability was studied by the water absorption method following the ASTM D570 standard. The determination of viscosity and evaluation of the curing process were observed by rheological evaluation. The results indicate that the developed composite can be used in the abandonment of wells, since its mechanical properties of bending and compression reached up to 49 MPa and 118 MPa respectively, being values higher than those required by the API 10 A Standard.

Keywords: polyester resin, gravel, well abandonment.

ISBN: 978-65-5222-057-8

1 INTRODUCTION

The increase in the production of solid waste during the drilling of wells, in particular gravel contaminated with drilling fluids, is a major environmental problem. To produce oil and gas, it is necessary to drill oil wells *onshore* (on land) and *offshore* (at sea, below the water depth). During the drilling of wells, cuttings is generated that is usually disposed of in *onshore* landfills, which can cause problems in the environment due to its varied compositions that are not similar to the landfills where they are dumped. It is necessary that the gravels derived from well drilling are treated and disposed of correctly, but their reuse would greatly reduce their negative effects on nature (CHEREPOVITSYN *et al*. 2023).

After the entire production/recovery process is completed and the well is mature, it is abandoned, but for this to occur it is necessary to plug the wells. Currently, the oil industry uses Portland cement for the most part, however, despite being widely used for plugging wells, it has some problems of resistance and durability due to the difference between one well and another. Although there are already modified cements to meet different environments, new materials are still sought that better meet the specificities of offshore wells (SILVA *et al*. 2023; JIMENEZ *et al*. 2022).

New alternative materials are being studied to replace Portland cement. However, to compete with the current system, in addition to physical and chemical properties, it is also necessary that the material is economically viable, that is, it has a low cost. Resins are already studied for this purpose, mostly epoxy resin, however, polyester-based resins also show great potential for use as a barrier material in well abandonment. They stand out for having good mechanical properties, low cost, ease of processing, chemical resistance and thermal stability, characteristics that make it promising for this application (BATISTA *et al*. 2021). In this work, polyester resin-based composites reinforced with calcium carbonate and carbonate cuttings in different proportions were prepared, with the aim of evaluating their performance as an alternative material to Portland cement.

2 METHODOLOGY

For sample preparation, polymeric composites of isophthalic polyester resin with calcium carbonate ($CaCO_3$) were prepared in different proportions in loading mass of 0, 10, 20 and 30%, called RIP, RICC-10, RICC-20, RICC-30 respectively. Using the mechanical propeller agitator, the composites were made in 4 cycles at a speed of 300 rpm for 5 minutes. Then, the hardener was added, and the samples were homogenized for 15 seconds at 300 rpm. After these processes, the sample rested for 2 minutes and was transferred to the rubber molds, and an aliquot was separated for rheological analysis.

For the preparation of the samples with drilling cuttings, the carbonate cuttings were sieved until they reached a grain size of 100 mesh. After sifting, the material was subjected to calcination in a muffle furnace at 300 °C for 1 hour, with the objective of eliminating oily residues and moisture (Wan & Liu, 2023; Liu et

ISBN: 978-65-5222-057-8

al., 2019). With the load already treated, the composites were prepared following the same methodology described above, using gravel contents of 10%, 20% and 30% wt. The resulting formulations were identified as RPCP-10, RPCP-20 and RPCP-30.

For the curing process, composites with calcium carbonate were submitted to two different hardening protocols and for samples with drilling cuttings, only the curing protocol was used, which resulted in better composites with $CaCO_3$, as shown in Table 1. These protocols differ by the curing temperature.

Table 1: Curing protocol for pure and calcium carbonate samples

Composites	Methods	Healing Protocol
With calcium carbonate	25-48	48 hours at 25°C
	80-48	48 hours at 80°C
With carbonate cuttings	25-48	48 hours at 25°C

Several characterizations of the composites were carried out in order to evaluate their properties and performance. Initially, rheological evaluation was used to analyze the behavior of the resin during the curing process. Then, the Dynamic Mechanical Analysis (DMA) allowed to investigate the thermal behavior and viscoelastic relaxations of the material. The flexural and compression tests, according to ASTM D790 and ASTM D695 standards, respectively, were performed to determine the mechanical strength of the composites. In addition, the water absorption, according to the ASTM D570 standard, was evaluated to verify the durability of the materials in humid environments. To complete the thermal characterization, thermogravimetric analysis (TGA) was used to evaluate the thermal stability. Finally, the mineralogical composition of the drilling cuttings was determined by means of X-ray diffraction (XRD), allowing the identification of the crystalline phases present in the material.

3 RESULTS AND DISCUSSION

3.1 Rheological evaluation

The rheological evaluation was used to study the behavior of the resin during the curing process, allowing the observation of the gelation time and the evolution of viscosity, which is fundamental to understand the processability of the material. Figure 1 shows the curves of complex viscosity versus temperature. It is observed that RIP presents a sudden increase in viscosity from about 60 °C, indicating the beginning of the cross-linking reaction. The addition of calcium carbonate significantly alters this response. The RICC-10 formulation demonstrates an early increase in viscosity, which can be advantageous for processes that require rapid hardening. However, with the increase in load, there is a shift in the transition of viscosity to higher temperatures, which implies a higher gelling temperature. This behavior can be beneficial in applications that require longer

ISBN: 978-65-5222-057-8

working time, such as offshore wells. In addition, the presence of the filler can act as a gelation retarder, allowing better control of the cure without compromising the final hardening.

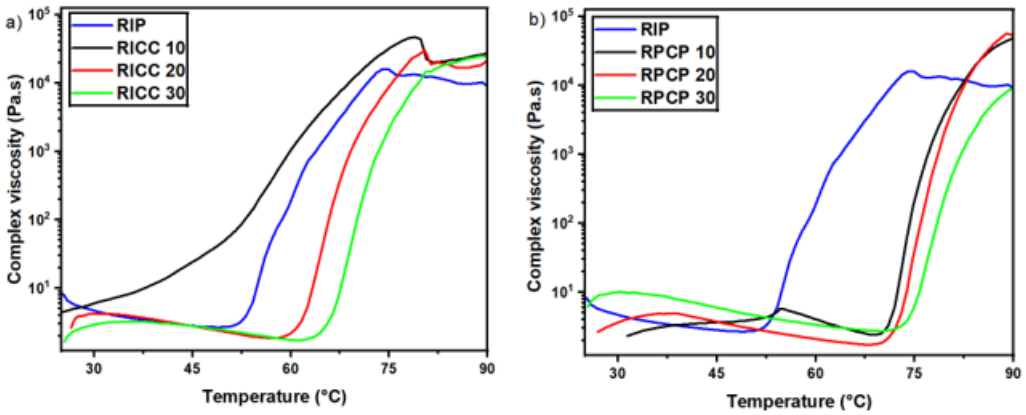


Figure 1: a) complex viscosity of samples with CaCO3 compared with RIP, b) complex viscosity of samples with carbonate cuttings compared with RIP

In the case of formulations with drilling cuttings, a similar behavior can be observed in Figure 1b, but more pronounced. All RPCP compositions exhibit an even greater displacement of the transition of viscosity to temperatures close to 75°C or higher. This increase in gelling temperature provides a longer processing window, allowing for more precise handling and forming of the composite before full hardening.

The analysis of the G' and G" modules seen in Figure 2 reinforces this interpretation, the gelling point is determined when there is a crossing of G' and G", that is, G'=G" indicates the gel point.

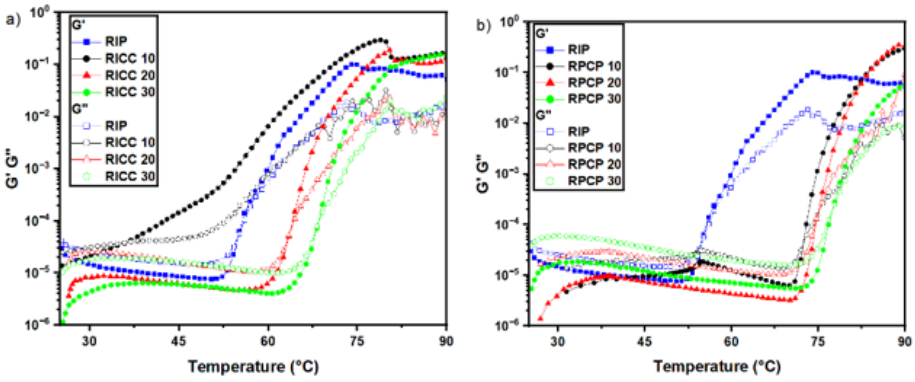


Figure 2: a) G' and G" of samples with CaCO3 compared with RIP, b) G' and G" of samples with carbonate gravels compared with RIP

In the case of RIP, crossover occurs at around 65 °C, while in RICC and RPCP formulations, this point progressively shifts to higher temperatures as the load content increases. The RPCP 30 formulation, for example, presents gelation only after 75 °C, evidencing the ability of these loads to modulate the crosslinking kinetics of the polymer matrix. This behavior shows that cross-linking is not impeded by loads, but only delayed, allowing for more controlled curing and

ISBN: 978-65-5222-057-8

longer working time, which can be useful considering the type of application intended.

3.2 Dynamic Mechanical Analysis

In Figure 3 it is possible to observe the storage modulus (E') as a function of temperature, which represents the elastic energy stored in the material during deformation, indicating the stiffness of the material. The initial storage module increases in all samples (with $CaCO_3$) according to the load content, indicating an increase in stiffness. The RICC20 25-48 sample presented a value equal to 2100 MPa at temperatures below the glass transition. Samples cured at 80 °C reached values above 2270 MPa. This effect is even more pronounced in samples cured with added temperature, due to the higher density of cross-links in the polymer structure. During the thermal curing process, the energy supplied favors a more complete reaction of the polymer chains, reducing the free volume between them and increasing the stiffness of the material.

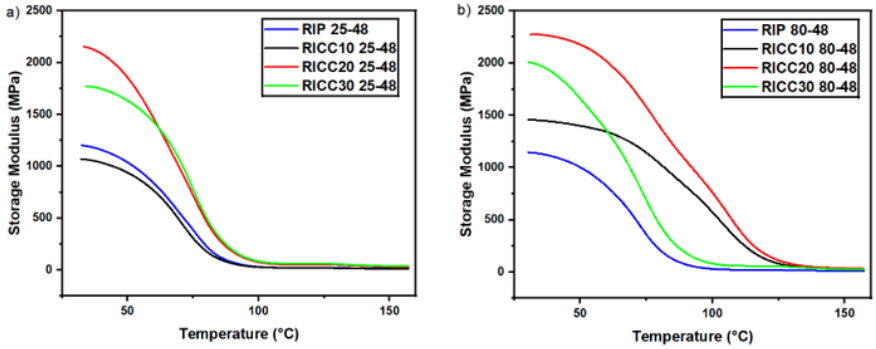


Figure 3: a) Storage module of samples with CaCO3 and pure sample cured at 25°C, b) Storage module of samples with CaCO3 and pure sample cured at 80°C.

The storage module E' presented satisfactory values in all formulations. These results indicate that the systems have a good capacity to withstand structural stresses, when compared to pure resin.

Figure 4 highlights the glass transition temperature (Tg) determined by the tan δ of the samples with $CaCO_3$ and it can be seen that in materials cured at 80°C it shifts slightly to higher temperatures (~100–130 °C). This increase indicates a greater cross-linking promoted by thermal curing, resulting in a more rigid polymeric structure. As a consequence, molecular mobility decreases, raising the Tg of the material and reducing the flexibility of the material. On the other hand, the curing performed at 25°C may have been insufficient to achieve an ideal degree of cross-linking, which may explain the lower Tg values observed in these samples.

ISBN: 978-65-5222-057-8

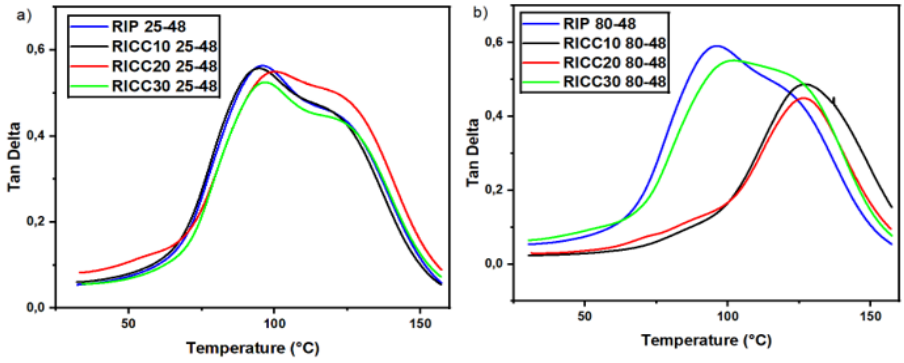


Figure 4: a) Tan delta of samples with CaCO3 and pure sample cured at 25°C, b) Tan delta of samples with CaCO3 and pure sample cured at 80°C.

3.3 Mechanical Bending Property

The flexural tests were performed to determine the mechanical strength of the composites to deformation under three-point load and the ability to withstand transverse forces. The results of the flexure tests, presented in Table 2, show that the pure resin obtained higher maximum stress compared to the systems containing calcium carbonate ($CaCO_3$).

Table 2: Mechanical flexural test result for pure resin and calcium carbonate composites

Samples	Curing Time (h)	Temperature (°C)	Maximum Tension (Mpa)	Maximum Deformation (%)
RIP	48	25	51.6545	4.7679
		80	50.0019	2.6312
RICC-10	48	25	49.4191	3.3427
		80	45.2579	2.4852
RICC-20	48	25	42.7580	2.2518
		80	40.3697	1.1576
RICC-30	48	25	39.3579	2.8731
		80	37.2665	1.4694

In the composites, the samples cured at 25°C had values slightly higher than those cured at 80°C. Although the load acts as structural reinforcement, it also restricts the mobility of the polymer chains, making the material more rigid and less able to absorb deformations before fracture. In DMA, the values at 80°C were higher than 25°C due to the viscoelastic behavior of the material, which, under oscillations, demonstrated greater thermal resistance and structural stability. Although composites have lower values than pure resin, the results still exceed the minimum required by API standards (10 MPa) for the intended application.

ISBN: 978-65-5222-057-8

3.4 Mechanical Compression Analysis

The compression tests allowed to evaluate the strength of the composites to the axially applied load, providing data on their ability to withstand compressive stresses, which is crucial for structural applications, such as well plugging. As observed in Table 3, the pure polyester resin and the composites containing up to 20% wt calcium carbonate presented similar tension values for the samples cured at 25 °C. This behavior indicates that, in this healing condition, the addition of loading did not promote significant gains in compression strength.

Table 3: Result of the mechanical compression test for pure resin and CaCO3 composites

Samples	Curing Time (h)	Temperature (°C)	Maximum Tension (Mpa)
RIP	48	25	116.4
RICC-10	48	25	117.9
RICC-20	48	25	118.2
RICC-30	48	25	102.5

With the incorporation of 30% wt calcium carbonate, the resistance dropped significantly. This behavior can be explained by the saturation of the matrix with $CaCO_3$ particles. An excess of charge can compromise the cohesion of the polymer matrix, generate agglomeration regions, form microvoids and hinder the transfer of charge between the matrix and the particles. This results in weaknesses and loss of structural integrity.

Table 4 shows that the sample with 10% wt cuttings showed a relatively high resistance and close to that of the pure resin and of composites with calcium carbonate. This indicates that small amounts of cuttings do not significantly interfere with the integrity of the material, but the samples with the addition of 20 and 30% wt resulted in a sharp drop in relation to pure resin and samples with $CaCO_3$. Even with evidently lower performance, the results of the composites with drilling cuttings are still well above the minimum required by the API 10 A standard for the type of intended application, which is 6.9 MPa. It is noteworthy that the materials cured at 80 °C could not be analyzed within the time available for sending the abstract, which limited the comparison between different curing conditions.

Table 4: Result of the mechanical compression test for the samples with drilling cuttings

Samples	Curing Time (h)	Temperature (°C)	Maximum Tension (Mpa)
RPCP-10	48	25	113.5
RPCP-20	48	25	108.5
RPCP-30	48	25	97.5

ISBN: 978-65-5222-057-8

3.5 Water Absorption

Water absorption was measured to analyze the durability of composites in humid environments, since water absorption can compromise the mechanical properties and long-term integrity of the material. Table 5 shows that, for all samples, the values were below 0.5%, which, according to the ASTM D570 classification, corresponds to materials with good water resistance. The sample without load showed values of 0.38% at 25 °C and 0.24% at 80 °C, which shows that curing at higher temperatures favors a greater cross-linking of the matrix, reducing the free spaces that could be filled by water. With the addition of 10% and 20% wt $CaCO_3$ the samples remained in the range of good resistance, while with 30% wt load, the values were slightly lower.

Table 5: Results of water absorption analysis for pure and CaCO3 samples

Samples	Curing Time (h)	Temperature (°C)	Results (%)
RIP	48	25	0.38
		80	0.24
RICC-10	48	25	0.36
		80	0.25
RICC-20	48	25	0.30
		80	0.27
RICC-30	48	25	0.34
		80	0.31

This trend indicates that the presence of calcium carbonate contributes to the reduction of water absorption, by acting as a filling agent that reduces the microvoids in the polymeric matrix. In addition, the higher curing temperature intensifies the cross-linking of the resin as has been observed in other characterizations, making the composite structure denser and less permeable to water. All samples cured for 48 hours, both at 25 °C and 80 °C, showed good performance in terms of resistance to water absorption, being suitable for applications in humid environments or with exposure to water, such as plugging and abandonment of oil wells.

For samples with carbonate cuttings, the results higher than 0.5% can be seen in Table 6, which indicates that composites with drilling cuttings have lower resistance to water absorption when compared to composites with $CaCO_3$. According to the ASTM D570 classification, these values are within the reasonable absorption range (0.5% – 1.5%). Even with the increase in the filler content, the water absorption decreased slightly, possibly due to a better filling of the empty spaces of the matrix with solid particles, but still within the reasonable classification. However, even though the specimens with gravel obtained a lower result, the cements currently used for well plugging have about 4% water

ISBN: 978-65-5222-057-8

absorption, which is well above the values observed in all composites (PARENTE et al., 2024; SUGIMAN et al., 2022).

Table 6: Water Absorption Analysis Results for Carbonate Cuttings Composites

Samples	Curing Time (h)	Temperature (°C)	Results (%)
RCPC-10	48	25	0.72
RCPC-20	48	25	0.62
RCPC-30	48	25	0.59

3.6 X-ray Diffraction

X-ray diffraction analysis (XRD) was used to characterize the mineralogical composition of the drilling cuttings, identifying the crystalline phases present in the material. In Figure 5 it is possible to observe the presence of intense and narrow peaks in specific regions of the spectrum where they are typical of well-ordered crystalline compounds. The most intense peak, located near 29.5° 2θ, is characteristic of the calcite phase, the most common and stable form of $CaCO_3$ in sedimentary rocks. Other important peaks appear at the following approximate angles: 23°, 29.5°, 35.9°, 39.4°, 43.1°, 47.5°, 48.5°, 57.4°, all attributable to calcite. The presence of multiple secondary peaks may indicate traces of other minerals, such as quartz (SiO_2), clays (such as kaolinite or montmorillonite), and possibly dolomite ($CaMg(CO_3)_2$). The relative intensity of calcite peaks compared to other peaks in the spectrum indicates that calcium carbonate is the major mineral in the sample.

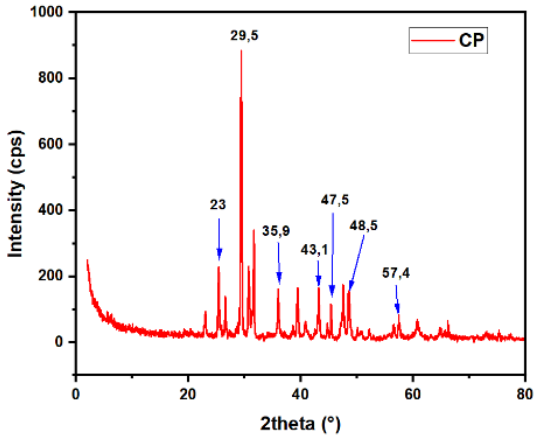


Figure 5: XRD Analysis Result of Drilling Cuttings

4 CONCLUSIONS

In view of the results obtained in this study, it is possible to conclude that the development of composites based on isophthalic polyester resin with the addition of drilling cuttings represents a viable and sustainable alternative for the plugging of oil wells. All formulations, regardless of the curing process and the presence of fillers such as calcium carbonate and carbonate cuttings, showed

ISBN: 978-65-5222-057-8

mechanical properties higher than the minimum requirements of the API 10A standard. Of note is the flexural strength, whose values were above 40 MPa, exceeding the minimum limit of 10 MPa required by the standard. In addition, the compressive strength reached values more than 100 MPa, significantly exceeding the minimum of 6.9 MPa established in API 10A. These results reinforce the suitability of the materials to ensure structural integrity in the abandonment of the wells.

In addition to meeting the technical criteria, these composites have relevant environmental potential by promoting the reuse of at least 20% wt of drilling waste from the oil industry, which can reduce disposal in landfills and contribute to the mitigation of environmental impacts. Future studies may deepen the different granulometries of cuttings in polymeric composites, analysis of flexural and compressive strength under temperature effect to simulate downhole conditions and curing of composites simulating well temperature.

ACKNOWLEDGMENTS

Petrobras, PRH, ANP, CNPq

REFERENCES

BATISTA, W. et al. Evaluation of reused polyester resin from PET bottles. *J. Petrol. Sci. Eng.*, v. 205, 2021. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108776.

BUDIYANTORO, C. et al. Effect of $CaCO_3$ filler on polypropylene properties. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, v. 432, 2018. DOI: 10.1088/1757-899X/432/1/012043.

LIU, H.; LI, J.; ZHAO, M.; LI, Y.; CHEN, Y. Remediation of oil-based drill cuttings using low-temperature thermal desorption: Performance and kinetics modeling. Chemosphere, v.235, p.1081-1088, 2019. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2019.07.047.

PARENTE, J. et al. Impact of curing temperature on epoxy composites. *Materials*, Vol. 17, No. 8, 2024. DOI: 10.3390/ma17081930.

SANTOS, C. et al. Torsion modulus with $CaCO_3$ fillers i n polyester r esin. *Polymers: Science. Tecnol.*, v. 32, 2022. DOI: 10.1590/0104-1428.20210105.

SILVA, A. et al. Degradation of oil well cement under CO_2 conditions. *J. Petrol. Sci. Eng.*, v. 220, 2023. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111198.

SUGIMAN, S. et al. Nano $CaCO_3$ effects on polyester resin composites. *J. Appl. Sci. Eng.*, v. 25, n. 3, 2022. DOI: 10.6180/jase.202206_25(3).0013

WANG, M.; LIU, Y. Heat Transfer Characteristics of Oil-Based Drill Cuttings in Thermal Desorption Chambers. Processes, v.11, 2023. DOI: 10.3390/pr11051374

ISBN: 978-65-5222-057-8

PREDICTION OF TEMPERATURE DISTRIBUTION IN THREE-ZONE WELLS

João Gabriel Clarindo[1], Vinicius Gustavo Poletto[1], Fernando Cesar De Lai[1], Helga Elizabeth Pinheiro Schlüter[2], Andre Leibsohn Martins[2], Silvio Luiz de Mello Junqueira[1]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, joaoclarindo@alunos.utfpr.edu.br
[2]Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello,

ABSTRACT

Although the total flow rate of the produced fluid in a multi-zone well can be measured in the productio unit, the individual production of each zone is usually not known. Therefore, flaws such as valve defects or deposition of inorganic material on the equipment may diminish the production of a zone without it being known that said zone is producing below its potential. Previous studies have shown that the temperature profile of the wellbore is useful in predicting flow composition as well as water and gas cuts. The present work aims to model and simulate heat transfer in an intelligent completion that produces from three different zones, presenting a steady-state analysis of the flow in terms of temperature profiles to determine if the predicted wellbore temperature profile can help detect irregularities in the production. Results for the temperature profile are plotted based on an existing model for temperature distributions of production wells considering a fully turbulent and incompressible fluid with temperature-dependent rheological and thermophysical properties sourced from existing literature models. The modeling assumes the flow as single-phase. The model is implemented for a hypothetical well that crosses three different production zones, with boundary conditions of the reservoir set based on a case study of a deepwater vertical well offshore Brazil. Different production scenarios are compared in terms of production apportionment, for a total output of 40,000 barrels per day and the geothermal gradient is 4.782°C/100m. Results showed that the distribution of the production between zones influences greatly the temperature profile of the well.

Keywords: heat transfer, production wells, temperature profile, multi-zone wells.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Accurate prediction of the temperature profile in flowing wells is of great importance for multiple applications. The flow of high-temperature reservoir fluid through the production string heats up the entire borehole. Understanding this wellbore heat transfer is therefore vital for oil well design and assessing its impact on wellbore integrity. Moreover, knowing the produced fluid's temperature profile significantly improves pressure-drop predictions.

Since the 1950's, academia and industry have shown interest in the assessment of the downhole thermal conditions. Kirkpatrick (1959) developed a chart used to predict gas-lift valve temperatures at injection depth. Ramey (1962) presented a method to predict the wellbore heat transfer for one-phase incompressible flows that permitted the estimation of the temperature of fluids, tubing and casing as a function of depth and time. Most early models were limited to simple systems, being unsuitable for complex problems with high variance of conditions. According to Mitchell and Wedelich (1989), in the 1980's, industry's viewpoint changed towards more reliable and cost-effective designs, simulation then became a necessary tool to obtain accurate data on production conditions.

Stone et al. (1989) introduced models that simulate thermal and hydrodynamics effects in both the reservoir and the wellbore. Livescu et al. (2009) implemented a drift-flux model to represent slip between fluid phases as well as counter-current flow. Li and Zhu (2010) developed a procedure to use temperature feedback from downhole temperature gauges to control ICVs for horizontal well optimization. According to their work, temperature information can be used to detect water entries, estimate reservoir permeability and as a guideline to adjust flow rate by the ICVs to achieve optimal condition of production. Sui et al. (2018) developed a comprehensive temperature model for oil production/geothermal wells with complex configuration and temperature-dependent thermophysical fluid properties.

Regarding the use of CFD, Bryne et al. (2010) presented the first use of 3D complex CFD models to predict and avoid the asymmetric distribution of formation damage in horizontal wells. In a later study, Bryne et al. (2011) compared CFD results to the actual performance of a well. Data from reservoir and laboratory tests were used in CFD models to predict productivity considering different completion options, formation damage, permeability and pore pressure. Tests performed on the well showed a performance within 5% of the predicted flow rate. Such accurate prediction would not be possible using conventional analytical modeling. Mohammed et al. (2022) studied the influence of inflow velocity and heat loss at the wellbore wall on the temperature gradient along the well using the standard k-ε turbulence model. The study shows that, increasing the inflow velocity leads to a decrease in the temperature gradient, while increasing the heat losses leads to an increase in the temperature gradient. Ramirez et al. (2023) employed a simplified CFD model to assess the installation of wellbore induction heaters in heavy-oil producer wells analyzing its effects on the temperature profile and viscosity of the fluid. The numerical simulation showed a viscosity reduction of 46.1%

ISBN: 978-65-5222-057-8

compared to the same system without the heater. The authors compared the results to experimental data, obtaining an agreement with 0.8% and 15.69% mean error percentages for temperature and viscosity, respectively, confirming the benefits of electrical heating system in heavy-oil production once its impact on the viscosity of the fluid is very positive.

Wellbores frequently intersect multiple reservoirs. The integration of Inflow Control Valves (ICVs) in intelligent completion systems facilitates simultaneous production from distinct zones via a single production string. As fluid from lower zones ascends through the production string, it commingles with fluids from upper zones. Fluids within a reservoir typically exist in thermal equilibrium with the surrounding rock formation. However, upon extraction, the fluid exchanges heat with the wellbore as it flows upward. Consequently, in production configurations enabling simultaneous multi-zone flow, fluids of varying temperatures intermix within the production tubing.

While the total production rate from a multi-zone well is readily quantifiable, accurately attributing flow rate to individual zones presents a significant challenge. This lack of zonal production data hinders the identification and mitigation of issues such as mineral scaling or valve malfunction. Consequently, a zone could experience a substantial reduction in its production capacity without immediate detection, leading to suboptimal well performance and considerable economic losses due to unaddressed downhole problems.

This study aims to simulate heat transfer in Inflow Control Valves (ICVs) within an intelligent well producing oil from three distinct zones. Computational Fluid Dynamics (CFD) is used to analyze how different flow rates impact the ICV's temperature profile. A wellbore temperature profile model will complement the CFD simulations, setting boundary conditions based on each production zone's characteristics. This integrated approach will allow us to calculate the produced fluid's temperature along the entire well, ultimately revealing how different zonal flow rate ratios affect the overall fluid temperature.

METHODOLOGY

The temperature model from Sui et al. (2018) is applied to a hypothetical well that crosses three distinct production zones. Initially, the model calculates the temperature profile of the produced fluid assuming ICVs 2 and 3 as closed, considering only the flow rate of the deepest production zone (ICV 1). Upon obtaining a preliminary temperature profile, the formation temperature and the fluid temperature at the depth of the second ICV are utilized as inputs in the CFD simulation. This simulation determines the temperature of the fluid mixture from the two zones at the outlet of ICV 2.

Using the temperature of the mixture obtained with the CFD simulation, the model recalculates the temperature profile considering only ICV 3 as closed. Application of the method used for ICV 2, now to ICV 3, gives the temperature of the fluid at the outlet of the third ICV. Finally, we run the calculation of the temperature profile considering all ICVs fully opened.

ISBN: 978-65-5222-057-8

To calculate the heat transfer throughout the wellbore, the model relies on assumptions regarding the well configuration and production conditions. The boundary conditions of the reservoir follow the case study of a deepwater vertical well offshore Brazil, as presented by Ferreira et al. (2017) . The well produces from three zones, with flow rates regulated by ICVs. The depth of each ICV and a summary of the wellbore parameters and configurations appear in Table 1. The fluid temperature in each production zone matches the formation temperature at that zone's depth.

Table 1: Wellbore parameters and configuration

Parameter	Value	Parameter	Value
Flow rate	40,000 bbl/d	Tubing outside diameter	0.1143 m
Water depth (wellhead)	1,387 m	Casing inside diameter	0.1441 m
Simulating length	2,503 m	Casing outside diameter	0.1683 m
Buttomhole temperature	123.7 °C	Wellbore diameter	0.1905 m
Seabed temperature	4°C	Casing and tubing material	Stainless Steel 316
Angle of inclination	0	Formation rock type	Shale
ICV 1 depth	3,890 m	Shale specific heat capacity	2.151 kJ/kg.K
ICV 2 depth	3,090 m	Shale thermal conductivity	1.599 W/m.K
ICV 3 depth	2,190 m	Shale thermal diffusion	3.612 e-07 m^2/s
Geothermal gradient	0.04782°C/m	Produced fluid density at SC	800 kg/m^3
Tubing inside diameter	0.098 m		

Thermophysical and rheological properties vary with temperature following the models summarized in Table 2.

Table 2: Models used to determine thermophysical properties

Property	Model
Thermal Conductivity of fluid in annulus	Ozbek and Phillips, 1979
Specific heat capacity of fluid in annulus	Jamieson et al., 1969
Viscosity of fluid in annulus	Numbere et al., 1977
Density of fluid in annulus	Kutasov and Eppelbaum, 2015
Thermal Conductivity of produced fluid	Mansure, 1996
Specific heat capacity of produced fluid	Wright, 2014
Viscosity of produced fluid	Beggs and Robinson, 1975
Density of produced fluid	Sattarin et al., 2007
Thermal Conductivity of casing and tubing	Furrer and Semiatin, 2010
Thermal Conductivity of cement	Santoyo et al., 2001

The simulated well features one casing and one production string, with the casing cemented up to the seabed. Figure 1 illustrates the basic geometry of the well and its operational conditions, using color-coded arrows to represent production from each zone. Brine (3.5 wt%NaCl) fills the annulus region between the tubing and the casing. Natural convection occurs within the annulus region. Radiation effects are neglected. Heat transfer occurs only in the radial direction.

ISBN: 978-65-5222-057-8

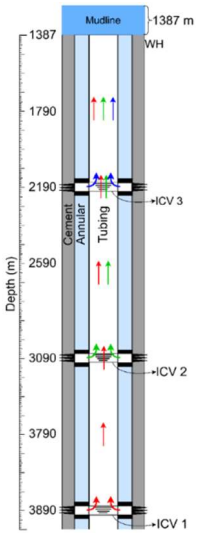


Figure 1: Well schematic of the studied case

To calculate de fluid temperature, the wellbore is divided into multiple cells of length *lz* along the axial direction, for which the temperature of the fluid is calculated using the Eq. (1):

$$T_f(i) = T_{ei}(i) + A_d(i)\left[1 - e^{l_z/A_d(i)}\right]\left(g_G(i)\,cos\theta(i) + \varphi(i) - \frac{g\,cos\theta(i)}{c_{pl}(i)}\right) + \\ + e^{l_z/A_d(i)}\left(T_f(i-1) - T_{ei}(i-1)\right), \quad (1)$$

where g_G is the geothermal gradient, θ is the angle of inclination of the wellbore, φ lumps the kinetic energy term and the term containing the Joule-Thomson coefficient, which, according to Sagar et al. (1991), can be neglected for mass flow rates greater than 2.27 kg/s. This is a bottom-up calculation, where each subsequent cell (*i*) calculation is based on the fluid temperature at the cell (*i* - 1) as a new boundary condition. The first step of the calculation (*i* = 1) is at the bottom of the wellbore, where the temperature of the fluid is assumed to be equal to the formation temperature, *Tf*(1) = *Tei*(1) = *Tbh*. The formation temperature *Tei*(*i*) is calculated subtracting the temperature reduction from the temperature of the previous cell, *Tei*(i-1), as shown by Eq. (2).

$$T_{ei}(i) = T_{ei}(i-1) - g_G(i)\ \cos\theta\ (i)\ l_z. \quad (2)$$

The relaxation distance parameter *Ad* is calculated with Eq. (3):

$$A_d(i) = \frac{c_{pl}(i)\,w(i)}{2\pi}\left[\frac{k_e(i) + \left(r_{ti}\,U_{ti}(i)\,T_D(i)\right)}{r_{ti}\,U_{ti}(i)\,k_e(i)}\right], \quad (3)$$

where *w*(*i*) is the mass flow rate, k_e is the formation thermal conductivity, r_{ti} is the tubing inside diameter. The dimensionless temperature T_D is obtained using the algebraic approximation from Izgec et al. (2010) as in Eq. (4).

$$T_D = \ln\left[e^{-0.2\,t_D} + (1.5 - 0.3719\,e^{-t_D})\sqrt{t_D}\right], \quad (4)$$

where the dimensionless time *tD* is given by Eq. (5)

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$t_D = \frac{\alpha_e\, t}{r_{wb}^2}, \tag{5}$$

where r_{wb} is the radius of the wellbore and α_e is the thermal diffusion of the formation. The overall heat transfer coefficient is calculated as in Eq. (6):

$$U_{ti} = \frac{1}{R_{total} A_{ti}}, \tag{6}$$

where A_{ti} is the tubing area and R_{total} is the total heat transfer resistance. Figure 2 represents the thermal resistance association used to calculate R_{total}.

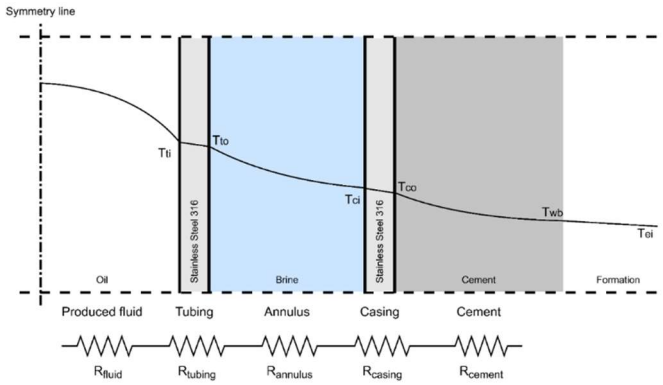


Figure 2: Thermal resistance association

Equation (7) describes mathematically the association shown in Figure 2. Each term on the right-hand side of the expression represents the thermal resistence of the corresponding material.

$$R_{total} = \frac{1}{2\,\pi\, r_{ti}\, l_z\, h_{ti}} + \frac{ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{2\,\pi\, l_z\, k_{tbg}} + \frac{1}{2\,\pi\, r_{to}\, l_z\, h_{ca}} + \frac{ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{2\,\pi\, l_z\, k_{csg}} + \frac{ln\left(\frac{r_{wb}}{r_{co}}\right)}{2\,\pi\, l_z\, k_{cem}}, \tag{7}$$

where r_{to} and r_{co} are the outside radii of the tubing and casing respectively, r_{ci} is the inside radius of the casing, r_{wb} is the radius of the wellbore, k_{tbg}, k_{csg}, and k_{cem}, are the thermal conductivity of the tubing, casing and cement respectively. The term h_{ti} represents the convection heat transfer coefficient of the produced fluid and h_{ca} is the natural convection heat transfer coefficient of the fluid present in the annulus.

Temperature calculations proceed iteratively. First, set the constant properties and conditions. Then, for each cell, use the models in Table 2 to compute the thermophysical properties of produced and annular fluids, tubing, casing, and cement—each calculation based on the temperature determined in the previous cell. Next, update the fluid temperature using these properties, and recalculate the properties with the new temperature. This cycle repeats until the temperature and properties converge along the entire well.

The simulation model involves solving fluid dynamics and heat transfer for the flow through an Interval Control Valve (ICV) installed in an intelligent completion of a vertical wellbore. Ansys Fluent performs the simulation using the k-ε realizable turbulence model. The modeling assumes flow as one-phase, with rheological and thermophysical properties set as a function of temperature

ISBN: 978-65-5222-057-8

according to the models presented in Table 2. The main variables are the flow rate of produced fluid and the temperature of the fluid at the inlets of the valve.

The ICV is a multi-position valve widely used in the industry to regulate the flow from specific zones of the well. The fluid from the zone where the ICV is assembled first enters the annular region of the valve. From there, it flows through the valve trim and into the main production column. Inside the column, the fluid from the annulus comingles with the production from deeper zones of the well. The column inlet diameter is 0.0980 meters, and the annular region has internal and external diameters of 0.1160 meters and 0.2159 meters, respectively. Figure 3 provides a visual representation of the valve (a) and its fluid domain (b) and (c), the latter being derived from the solid domain through a Boolean operation with the valve fully open and considering a 90° angular symmetry.

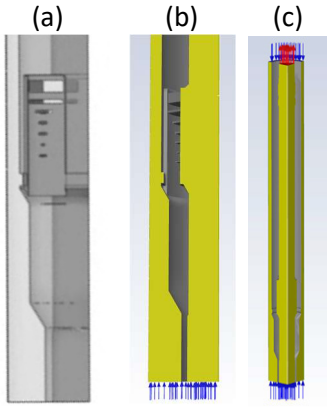


Figure 3 – ICV simulation domain: (a) depiction of the ICV; (b) valve's fluid domain; (c) isometric view of the fluid domain

RESULTS

The total production flow rate is 40,000 barrels per day in all scenarios. Since the density of the produced fluid varies with temperature, the production ratio among zones is defined by calculating the mass flow rate. At standard conditions, the total production of 40,000 barrels per day equals to 58.884 kg/s. The mass flow rate of each zone is set according to the conditions considered in each scenario, as shown by Table 3.

Table 3: Production mass flow rate in each zone

Production mass flow rate in each zone			
	First zone	Second zone	Third zone
First scenario	19.628 kg/s	19.628 kg/s	19.628 kg/s
Second Scenario	11.777 kg/s	23.554 kg/s	23.554 kg/s
Third Scenario	23.554 kg/s	11.777 kg/s	23.554 kg/s
Fourth Scenario	23.554 kg/s	23.554 kg/s	11.777 kg/s

Fluid mixing at different temperatures occurs solely in the upper valves (ICV 2 and ICV 3). Therefore, CFD simulations are performed only for the conditions observed in these two valves across the four scenarios, resulting in eight CFD cases. As discussed previously, fluid from the zone where the ICV is installed enters via the valve's annular inlet, while production from deeper zones

ISBN: 978-65-5222-057-8

enters through the column inlet. Table 4 presents the mass flow rates for each valve inlet.

Table 4: Production mass flow rates for each valve inlet

Production mass flow rate in each valve inlet			
		Column region	Annular region
First scenario	$\dot{m}_{ICV2}$	19.628 kg/s	19.628 kg/s
	$\dot{m}_{ICV3}$	39.256 kg/s	19.628 kg/s
Second Scenario	$\dot{m}_{ICV2}$	11.777 kg/s	23.554 kg/s
	$\dot{m}_{ICV3}$	35.331 kg/s	23.554 kg/s
Third Scenario	$\dot{m}_{ICV2}$	23.554 kg/s	11.777 kg/s
	$\dot{m}_{ICV3}$	35.331 kg/s	23.554 kg/s
Fourth Scenario	$\dot{m}_{ICV2}$	23.554 kg/s	23.554 kg/s
	$\dot{m}_{ICV3}$	23.554 kg/s	11.777 kg/s

It is assumed that the fluid temperature at the annular inlet is equivalent to the formation temperature at the simulated ICV's depth. Fluid entering the column originates from lower zones and consequently loses temperature to the formation as it flows upwards towards the ICV column inlet. To accurately determine the temperature drop and obtain the necessary input for the CFD simulations, results from Sui et al.'s model are resorted.

Once the temperatures at both inlets are established, the volume flow rate for each can be determined from the known mass flow rate and fluid density (which is temperature-dependent). Subsequently, these volume flow rates enable the calculation of fluid velocities at both valve inlets. The CFD simulations provide the mean outlet temperature for each valve. We then use this value as an input in the wellbore temperature profile model, which enables the calculation of the fluid temperature upstream of the valve.

Figure 4 shows the comparison between the temperature profiles obtained for each scenario. The discontinuities in the profiles represent the mixing of fluids in different temperatures.

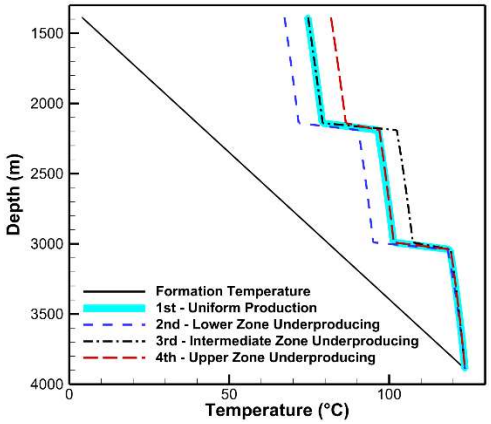


Figure 4: Produced fluid temperature profile for all scenarios

When comparing the second and fourth scenarios, it is observed a significant temperature difference of approximately 15°C at the wellhead. In contrast, the difference between the first and third scenarios proved nearly

ISBN: 978-65-5222-057-8

imperceptible at the wellhead, even though their temperatures diverged considerably in the well's intermediate section.

The simulations show that the production ratio from each zone significantly affects the well's temperature profile. This information allows us to assess zonal production ratios and improve pressure drop predictions, as temperature-induced fluid property variations can alter pressure outcomes. Additionally, it enhances scaling predictions, given that increased temperature favors solid production.

CONCLUSIONS

In this study, it is investigated and discussed the flow behavior within Inflow Control Valves (ICVs) in a vertical oil production well. This was achieved through Computational Fluid Dynamics (CFD) simulations, utilizing the Realizable k-ε turbulence model in conjunction with a temperature profile model for fluids with temperature-dependentproperties.Oursimulationsdemonstratedthat production scenarios exhibiting the same total flow rate could yield considerably different temperature profiles depending on the production ratio from each contributing zone. This finding indicates that a well's temperature profile can be used to compare expected production conditions with field observations, thus allowing for the detection of potential production irregularities. This model can be integrated with pressure profile models to pinpoint these irregularities, thereby enhancing production evaluation capabilities and facilitating more informed and accurate decision-making.

ACKNOWLEDGMENTS

Financial support from the Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP –, Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP –, and Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT – through the Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH- ANP/MCT – and the Programa de Formação de Recursos Humanos da PETROBRAS - PRH10-UTFPR.

REFERENCES

BEGGS, H. D.; ROBINSON, J. R. Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems. **Journal of Petroleum Technology**, v. 27, n. 09, 1 set. 1975.

BYRNE, M. et al. **Computational Fluid Dynamics for Reservoir and Well Fluid Flow Performance Modelling**. SPE European Formation Damage Conference. **Anais**.SPE, 7 jun. 2011.

BYRNE, M. T. et al. Modelling Well Inflow Potential in Three Dimensions Using Computational Fluid Dynamics. **SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control**. Anais.SPE, 10 fev. 2010.

EPPELBAUM, L. V; KUTASOV, I. M. Pressure and temperature drawdown well testing: similarities and differences. **Journal of Geophysics and Engineering**, v. 3, n. 1, p. 12–20, 1 mar. 2006.

FERREIRA, M. V. et al. A Numerical Study on the Thermal Behavior of Wellbores. **SPE Production & Operations**, v. 32, n. 04, 16 nov. 2017.

ISBN: 978-65-5222-057-8

FURRER, D. U.; SEMIATIN, S. L. Glossary of Terms: Metals Process Simulation. In: **Metals Process Simulation**. ASM International, 2010.

JAMIESON, D. T. et al. Physical properties of sea water solutions: heat capacity. **Desalination**, v. 7, n. 1, p. 23–30, jan. 1969.

KIRKPATRICK, C. V. Advances in Gas-lift Technology. **Drilling and Production Practice**, 1959.

LI, Z.; ZHU, D. **Optimization of Production With ICV by Using Temperature Data Feedback in Horizontal Wells**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais**...SPE, 19 set. 2010.

LIVESCU, S. et al. A fully-coupled thermal multiphase wellbore flow model for use in reservoir simulation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 71, n. 3–4, p. 138–146, abr. 2010.

MANSURE, A. J. **Hot oiling spreadsheet**. Albuquerque, NM, and Livermore, CA (United States).

MITCHELL, R. F.; WEDELICH III, H. F. **Prediction of Downhole Temperatures Can Be Key for Optimal Wellbore Design**. SPE Production Operations Symposium. **Anais**...SPE, 13 mar. 1989.

MOHAMMED, H.; SULTAN, H.; KHAZAL, E. Thermal Analysis of a Perforated Vertical Wellbore. **Basrah journal for engineering science**, v. 22, n. 2, p. 10–15, 24 dez. 2022.

NUMBERE, D.; BRIGHAM, W.; STANDING, M. **Correlations for physical properties of petroleum reservoir brines**.

OZBEK, H.; PHILLIPS, S. L. **THERMAL CONDUCTIVITY OF AQUEOUS NaCl SOLUTIONS FROM 20oC TO 330oC**.

RAMEY, H. J. Wellbore Heat Transmission. **Journal of Petroleum Technology**, v. 14, n. 04, p. 427–435, 1 abr. 1962.

RAMÍREZ, J.; ZAMBRANO, A.; RATKOVICH, N. Prediction of Temperature and Viscosity Profiles in Heavy-Oil Producer Wells Implementing a Downhole Induction Heater. **Processes**, v. 11, n. 2, p. 631, 18 fev. 2023.

SANTOYO, E. et al. Effective thermal conductivity of Mexican geothermal cementing systems in the temperature range from 28°C to 200°C. **Applied Thermal Engineering**, v. 21, n. 17, p. 1799–1812, dez. 2001.

SATTARIN, M. et al. Petroleum & Coal NEW VISCOSITY CORRELATIONS FOR DEAD CRUDE OILS. **Petroleum & Coal**, v. 49, n. 2, p. 33–39, 2007.

STONE, T. W.; EDMUNDS, N. R.; KRISTOFF, B. J. **A Comprehensive Wellbore/Reservoir Simulator**. SPE Symposium on Reservoir Simulation. **Anais**...SPE, 6 fev. 1989.

SUI, D.; HORPESTAD, T.; WIKTORSKI, E. Comprehensive modeling for temperature distributions of production and geothermal wells. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 167, p. 426–446, ago. 2018.

WRIGHT, W. **Simple Equations to Approximate Changes to the Properties of Crude Oil with Changing Temperature**.

ISBN: 978-65-5222-057-8

FOR MONITORING VIBRATING SIEVES USING DEEP NEURAL NETWORKS

André Christiano Claro Miguel[1], Guilherme Dias Tavares[2], Vinícius Pimenta Barbosa[3], Cláudia Miriam Scheid[4], Luís Américo Calçada[4], Luiz Augusto da Cruz Meleiro[4]

[1]PPGEQ/Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, andreh.miguel@hotmail.com, [2]Bolsista IC Petrobras/Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, guilhermedias@ufrrj.br, [3]PPGEQ/ Universidade Federal de Uberlândia, vinicius.pimenta87@gmail.com
[4]DEQ/Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, scheid@ufrrj.br, calcada@ufrrj.br, meleiro@ufrrj.br

ABSTRACT

As real-time monitoring and control of vibrating screens become essential in light of the limitations of manual methods currently employed by operators, the application of computer vision in the oil and gas industry has been established as a strategic tool. Among the observed advantages is the ability to track the flow dynamics of drilling cuttings on vibrating screens, enabling the early detection of abnormal events that may indicate wellbore instabilities and other operational risks. The objective of this study was to develop software capable of performing automated analysis and monitoring of cuttings flow over vibrating screens during drilling operations. The system is based on AI techniques, integrating computer vision, image processing and deep neural networks, with primary goal of detecting flow variations and identifying potential instabilities in real time drilling operations. To validate the proposed system, a series of experiments were carried out on an industrial vibrating screen, under controlled conditions involving variations in feed flow rate and vibration intensity. High-resolution images were acquired using a digital camera and subsequently processed using advanced image analysis techniques to construct a labeled dataset. This dataset was employed to train a U-Net neural network for semantic segmentation. The model's performance was evaluated based on its ability to accurately identify the filled area on the screen surface and estimate the corresponding cuttings flow rate, thereby enabling effective monitoring of operational dynamics. Among the evaluated models, the U-Net that demonstrated the best performance achieved a global accuracy of 95.0% and an Intersection over Union (IoU) of 88.5% in detecting the simulated operational conditions. These results indicate the feasibility of implementing a real-time monitoring system based on computer vision techniques. Furthermore, the proposed approach represents a significant advancement toward enhancing operational efficiency, early anomaly detection, and safety in drilling operations within the oil and gas industry.

Keywords: computer vision, deep learning, drill cuttings, image processing.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Over recent years, digital image acquisition of industrial processes has become a standard solution (and a necessary tool) for monitoring and control in high-precision, high-reliability industries. Traditionally, the analysis of the drill cuttings has been done through a purely visual approach, wherein professionals, especially in oil wells, analyze the drill cuttings. This traditional method leads to an inconsistent evaluation of gravel morphology and flow dynamics since it depends on a subjective evaluation method, a long-lasting approach (Fagundes, 2018). With advancements in computing power and an influx of new AI and machine learning techniques, these techniques transformed the landscape. This scenario prompted researchers to explore the use of computer vision, an AI subfield that combines techniques for processing images with machine learning algorithms to automate the detection, segmentation, and classification of particulate materials in real-time.

The field was revolutionized by the advent of deep learning (and, most notably, convolutional neural networks, CNN). Traditionally, hand-crafted features were extracted in image processing. However, CNN automatically extracted image features and learned the representation of pixel values hierarchy. This characteristic is essential to overcome the challenges of industrial acquisitions that can contain changes (in illumination, texture, etc.) and overlapping particles without requiring user input (LeCun et al., 2015). In particular, the advancement of Fully Convolutional Networks (FCNs) in recent years provided pixel-level segmentation, while the surface area of gravel in the vibrating screen's screen deck was concluded to quantify gravel-covered area. In particular, one architecture that has become very popular in the biomedical domain is U-Net (Ronneberger et al., 2015), but it showed that it could be translated to the industrial field and achieve high-accuracy segmentation (Grossi, 2020).

In Barbosa's work (2018), it was possible to analyze the dynamics of the vibrating screen's operational capacity related to its efficiency, using computer vision techniques to evaluate the dependent variables: residual moisture content of the retained solids, area of the "pool region", transport speed of the retained solids in the "beach region", and percentage of screen area occupied by the retained solids in the "beach region". And also, this feature allows the segmentation to extract morphological details, which is essential to interpreting the flow movements on screens with vibrations (Grossi et al., 2023).

These deep learning models are used to build an analysis pipeline that has dramatically improved accuracy and operational efficiency. For instance, with these models, we could estimate dynamic parameters like the flow velocity of particles using CNN-based architecture. In Grossi et al. (2023), the detection of features such as Harris Corner Detector, SURF, MSER, and a deep learning model are combined to quantify the movement in multiple image frames. With these methods, it is possible to perform real-time parameters computations, such as the sieve's area filled with gravel and the particle's velocity. The *regionprops*

ISBN: 978-65-5222-057-8

Matlab's function was used to determine the cutting particles' geometric descriptors and morphological properties for particle sizes and estimation of morphological characteristics. These are relevant parameters to analyze the stability of the process and for carrying out operational decisions in adequate time.

The application in the field during drilling operations is being employed, and the results indicate that the image analysis models, and optical sensors can effectively measure drill cuttings recovery rates, providing valuable insights into drilling operations and enhancing overall efficiency (Gosavi et al., 2024). Beyond technical considerations, implementing these technologies will have broader implications for the industry. Automating the monitoring process not only streamlines the operation but also allows for early detection of abnormal events that may indicate well instability or other operational threats. As such, these systems are decreasing non-productive time (NPT) and operational expense by shortening the analysis time and minimizing the potential for human error. This combination of computer vision and deep learning lays the foundation for the future evolution of drilling operations toward complete autonomy, using real-time analytics in decision-making and adjusting the new system without direct human intervention (Marana et al., 2009).

METHODOLOGY

The methodology adopted for the development of the computer vision system proposed in this study consisted of two main phases: the experimental stage and the computational software, both detailed below.

The computer vision system was designed and validated through experiments conducted on an industrial vibrating screen manufactured by M-I SWACO (Figure 1), located at the Research Group on Technology and Innovation in Processes for Energy, Separation, and Mixing, in the Chemical Engineering Laboratory at the Federal University of Uberlândia (FEQ/UFU). The tests involved a suspension composed of 98% liquid phase (water containing 3% smectite clay) and 2% solid phase (sand), formulated to simulate a drilling fluid with representative rheological properties and solid particles emulating geological formation debris.

ISBN: 978-65-5222-057-8

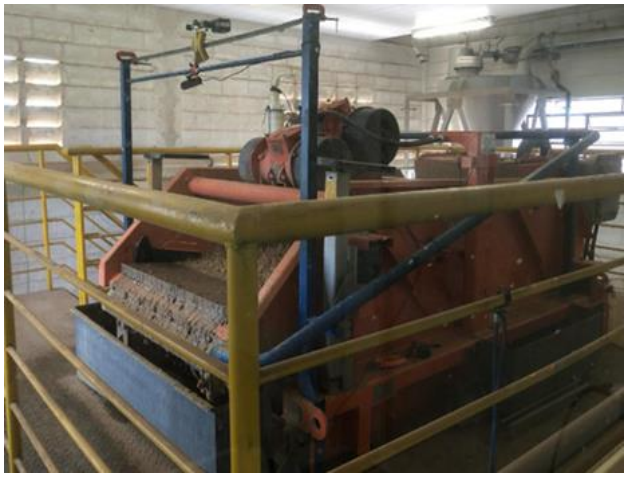


Figure 1: M-I SWACO Vibrating screen at FEQ/UFU.

Two rotational speeds, 1200 and 1800 RPM, were applied to the vibrating screen equipped with an API 200 mesh, under three flow rates: 20, 30, and 40 m³/h. For each condition, a 5-minute video was recorded at 30 frames per second (FPS), capturing the full screen area. These recordings served as reference material for the image segmentation stage to generate ground truth masks for our region of interest (ROI) and to identify the suspension within the frames.

The software development phase for the computer vision system was structured according to the flowchart in Figure 2 and comprised two primary stages: data preparation and implementation of automated analysis.

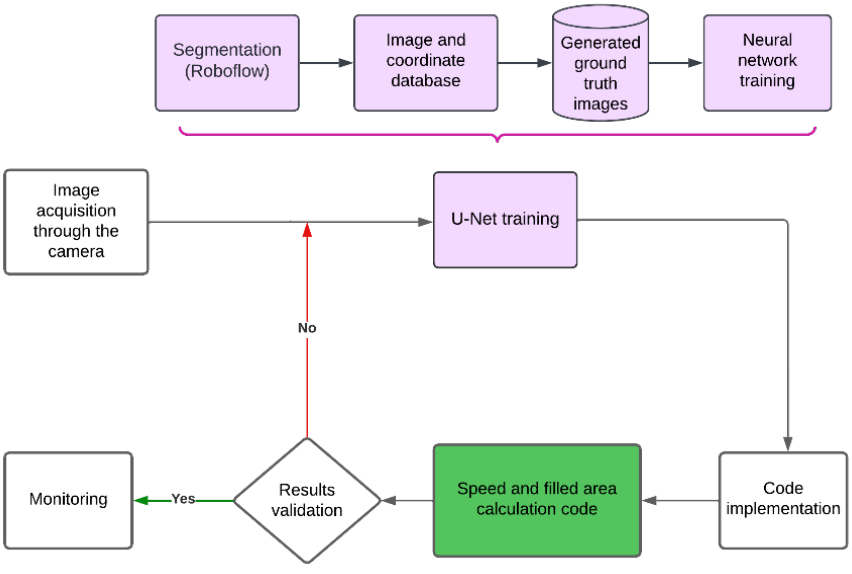


Figure 2: Flowchart of the computer vision system.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Initially, image acquisition was performed using a camera positioned above the vibrating screen to capture the flow behavior of the cuttings. The acquired images were segmented using the Roboflow platform (Figure 3), with manual annotations conducted via the *Smart Polygon* tool, which incorporates META AI's Segment Anything Model 2 (SAM 2) to assist in generating binary masks representing the regions of interest (ROI). A total of 1,233 labeled images, each paired with its corresponding segmentation mask, were used to train a U-Net convolutional neural network implemented in MATLAB for semantic segmentation tasks. To improve model generalization and robustness, data augmentation techniques, such as rotation, scaling, and contrast adjustment, were applied during the training process to diversify the dataset and mitigate overfitting.



Figure 3: Example of ROI segmentation (yellow polygonal regions) at 1200 RPM and 20 m³/h.

Following the training phase, the U-Net model was applied to recorded video sequences for performance validation under dynamic conditions. The algorithm, developed in MATLAB, enables the automatic estimation of key operational parameters, including the filled area of the vibrating screen occupied by solids and the displacement velocity of the material across the screen surface. The model's outputs were validated through comparison with manually annotated ground truth data, demonstrating good agreement and reliability. Subsequently, the system was integrated into a continuous monitoring routine, providing real-time support for decision-making in industrial drilling operations.

Each video was processed by the software according to the corresponding operational conditions, which included rotation speeds of 1200 and 1800 RPM and flow rates of 20, 30, and 40 m³/h. The analysis was conducted at a frame rate of 30 frames per second (FPS), matching the original recording rate, thereby ensuring temporal consistency and enabling frame-by-frame evaluation of the cuttings flow behavior.

The Filled Area (FA) occupied by the fluid was calculated using an algorithm that processes the binary masks derived from polygonal ROI annotations created in Roboflow. White pixels (value 1) represent the fluid in these masks, while black pixels (value 0) represent the screen background. The algorithm processes each frame by identifying predefined polygonal regions, filling them, and individually computing the area occupied by the suspension. This

ISBN: 978-65-5222-057-8

area is then normalized by the total image dimensions provided in the segmentation dataset, yielding the percentage of screen surface covered by fluid. This method combines the precision of manual annotations with computational efficiency to quantify material distribution across the screen accurately and is calculated using Equation 1:

$$\mathrm{FA}\ (\%) = \left(\frac{\text{detected object pixels}}{\text{total image pixels}}\right) \mathrm{x}\ 100 \tag{1}$$

To estimate the flow velocity, the code implements a two-step method. In the first step, a two-level Haar wavelet transform is applied for image pre-processing, acting as an adaptive filter that enhances fluid-relevant structures by retaining the top 60% of significant wavelet coefficients, and reduces noise by discarding irrelevant high-frequency components and normalizes image contrast. In the second step, the KAZE algorithm is applied to each frame of the video to detect and track keypoints between consecutive image frames. Keypoint matching is performed based on descriptor similarity, resulting in pairs of coordinates (x_t, y_t) e (x_{t+1}, y_{t+1}) over time. For each tracked point, the spatial displacement in pixels is calculated according to equation 2.

$$\Delta \mathrm{x} = \mathrm{x_{t+1}} - \mathrm{x_t}\ e\ \Delta y = \mathrm{y_{t+1}} - \mathrm{y_t} \tag{2}$$

Subsequently, the algorithm computes the minimum distance using the Euclidean difference in a two-dimensional space (Black, 2004), between the centroids of current detections ($\mathrm{x_{i+1}}$,$\mathrm{y_{i+1}}$) and previous detections ($\mathrm{x_i}$,$\mathrm{y_i}$), as shown in equation 3.

$$d_{min} = \sqrt{(\mathrm{x_{i+1}} - \mathrm{x_i})^2 + (\mathrm{y_{i+1}} - \mathrm{y_i})^2} \tag{3}$$

The distance pixel ($\mathrm{d_{pixels}}$) is converted to centimeters ($\mathrm{d_{cm}}$) by multiplying the distance traveled between frames by the ratio of the physical length of the section ($\mathrm{L_{cm}}$) to its pixel representation ($\mathrm{L_{pixels}}$), as described in equation 4.

$$d_{cm} = d_{pixels} x \frac{L_{cm}}{L_{pixels}} \tag{4}$$

This enables the calculation of fluid velocity over time for the entire video sequence, according to equation 5.

$$V = \frac{d_{cm}}{\Delta t} \tag{5}$$

To evaluate the accuracy of the results, two complementary approaches were used: comparison between the percentage of filled area (FA) detected by the computer vision system and the expected reference value for the filled area.

ISBN: 978-65-5222-057-8

The Expected Filled Area (FA_E) was obtained directly from binary masks generated based on manual polygonal annotations of the Region of Interest (ROI) and served as the reference benchmark.

The Sectional Velocity (SV), presented in Equation 6, was used as a theoretical reference to estimate the suspension flow velocity. It was calculated as the ratio between the volumetric flow rate of the collected suspension ($Q_{collected}$) and the cross-sectional área ($A_{sectional}$) at the outlet edge of the vibrating screen described in equation 6.

$$VS = \frac{Q_{collected}}{A_{seccional}} \tag{6}$$

Due to experimental limitations, it was not possible to directly measure the fluid height on the screen surface. Therefore, a fixed height value of 0.5 cm was assumed for all tests. Furthermore, it was considered that the entire screen width at the outlet was occupied by the flow. Consequently, the sectional area was estimated as the product of the fixed fluid height and the screen width, enabling the calculation of a theoretical average velocity for comparison with the values inferred by the model.

RESULTS AND DISCUSSION

The results presented in Figure 4 illustrate the operator interface displaying the graphical outputs of the two main operational parameters: filled area and flow velocity over time. Additionally, the interface provides real-time visualization of the suspension detection performed by the U-Net network and the drilling cuttings flow across the analyzed video frames. The plot includes red lines representing the expected minimum and maximum reference values and blue lines showing the values currently calculated by the software.

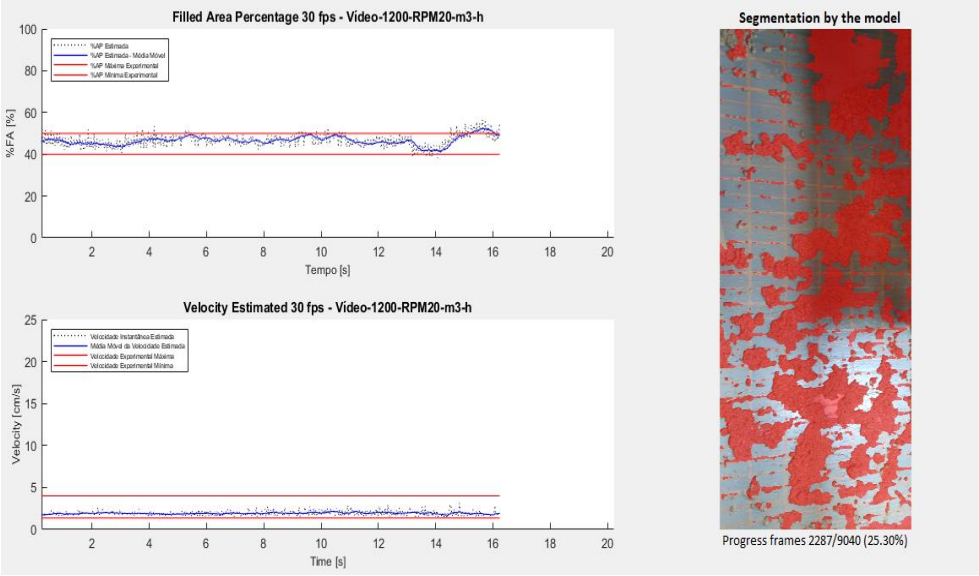


Figure 4: Computer vision software interface displaying real-time video analysis.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Once all desired parameters were computed for each operating condition and flow rate, the absolute relative error (ER_A) and the absolute relative mean error (ER_{MA}) were evaluated. These metrics compare the avarage filled area (FA_A) estimated by the model with the filled area expected (FA_E), as well as the mean velocity (V_M) estimated by the model with the sectional velocity (VS). The corresponding values are compiled in Table 1 and Table 2 below.

Analyzing the FAA results, it was demonstrated that the process behavior was very well represented by the model. Particularly for the operation at 1200 RPM and 30 m³/h flow rate, it was evident that under conditions where the feed rate approaches the screen's operational limit, the pool region reflects a significant amount of light and is visibly disturbed by the agitation from the vibratory motors. This hinders the U-Net's ability to detect the suspension accurately. Such behavior highlights the model's sensitivity to screen coverage density, indicating the need for more robust training of the network using data from these operating conditions.

Table 1: Results of filled area and relative error.

Operation (RPM)	Flow (m^3/h)	FA_A (%)	FA_E(%)	ER_A (%)	ER_{MA} (%)
1200	20	45.31	44.41	2.02	8.52
	30	83.93	70.38	19.25	
	40	67.25	70.26	4.28	
1800	20	12.44	18.97	34.42	24.42
	30	14.13	17.02	16.98	
	40	16.79	23.27	27.85	

Table 2: Results of flow velocity and relative error.

Operation (RPM)	Flow (m^3/h)	V_M (cm/s)	VS (cm/s)	ER_A (%)	ER_{MA} (%)
1200	20	1.66	1.60	3.75	10.19
	30	3.77	3.18	18.32	
	40	3.45	3.18	8.49	
1800	20	4.43	5.1	13.14	13.69
	30	9.62	7.63	26.08	
	40	9.36	9.19	1.85	

Regarding the mean flow velocity estimated by the model, the behavior was considered satisfactory, given the coherence and consistency of the results. An increase in the average flow velocity was observed in response to the rise in feed rate. In some cases, especially 1800 RPM 30 m^3/h, the camera experienced

ISBN: 978-65-5222-057-8

a shift in filming direction due to screen vibration, which negatively impacted the area and velocity estimation algorithms, owing to the method's sensitivity to the pixel-based displacement calculation of the solid material.

CONCLUSION

The monitoring of solid-liquid separation in vibrating screens using computer vision and the U-Net architecture demonstrates significant potential and yields promising results. The model consistently estimated the parameters studied in this work with reasonable accuracy and alignment with theoretical expectations.

However, a dedicated fixed camera separated from the sieve structure is required to avoid camera angle shifts caused by vibration. Even slight changes in the filming direction can adversely affect the monitoring results.

To generate more reliable comparative parameters, it is recommended that more precise measurement methods be used in the experiments, such as implementing level sensors and accurately determining the length of the screen effectively traversed by the collected material.

Despite the model showing strong detection capability, expanding the image dataset is necessary to enhance the robustness of the training process, especially under varying operational conditions.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank Petrobras (SAP 4600675541) and UFRRJ for their funding and support, as well as the support of the Fluid Flow Laboratory, in the development of this work. The authors also thanks the Research Group in Technology and Innovation in Energy, Separation and Mixing Processes of the Federal University of Uberlândia (FEQ/UFU), in the person of Professor Dr. Rubens Gedraite, as well as Researcher Vinícius Pimenta Barbosa and PhD student Rafael Yuri Medeiros Barbosa, for their support and technical assistance during the experiments on the vibrating screen.

REFERENCES

BARBOSA, V. P. Avaliação de fatores operacionais em processo de peneiramento vibratório aplicado à separação sólido-líquido com o auxílio de técnicas de análise de imagens. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, MG, p.99, 2018.

BLACK, P. E. Euclidean Distance. National Institute of Standards and Technology (NIST), 17 dez. 2004. Disponível em: https://xlinux.nist.gov/dads/HTML/euclidndstnc.html. Acesso em: 15 ago. 2024.

ISBN: 978-65-5222-057-8

FAGUNDES, T. B. Caracterização de cascalhos de perfuração de poços de petróleo por técnicas analíticas instrumentais. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 223, 2018.

GOSAVI, Shekhar, GILROY, John, RUEL, Francois, and HOLT, Calvin. "Field Application of Image Analysis Models to Measure the Drill Cuttings Recovery Rate." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 2024. doi: https://doi.org/10.2118/220985-MS

GROSSI, C. D. Desenvolvimento de um software de visão computacional para estudo do escoamento de cascalho em peneira vibratória. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Seropédica, RJ, p.168, 2020.

GROSSI, C., BARBOSA, V., GEDRAITE, R., DE SOUZA JR, M., SCHEID, C., CALÇADA, L., MELEIRO, L. (2023). Monitoring of the Drilling Region in Oil Wells Using a Convolutional Neural Network. DOI 10.1016/B978-0-443-15274-0.50215-8.

LECUN, Y., BENGIO, Y. & HINTON, G. Deep Learning. Nature 521, 436-444 (2015).

MAGANA-MORA, A., AFFLECK, M., IBRAHIM, M., MAKOWSKI, G., KAPOOR, H., OTALVORA, W. C., JAMEA, M. A., UMAIRIN I. S., ZHAN, G., GOONERATNE, C. P. Well Control Space Out: A Deep-Learning Approach for the Optimization of Drilling Safety Operations. IEEE Access, vol. 9, pág. 76479-76492, 2021.

MARANA, A. N.; CHIACHIA, G.; GUILHERME, I. R.; PAPA, J. P.; MIURA, K.; FERREIRA, M. V. D.; TORRES, F. An Intelligent System for Petroleum Well Drilling Cutting Analysis. Artificial Intelligence Systems, IEEE International Conference on Adaptative and Intelligent Systems, p. 37 – 42, Aug. 2009.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ASSESSMENT OF BOREHOLE CLEANING POTENTIAL WITH VISCOPLASTIC DRILLING FLUID USING CFD-DEM FOR RISERLESS DRILLING APPLICATIONS

Lorenzo Olivo Filippini[1,2], Eduardo Engelhardt[1], Diego Wanke[1], Ayrton Cavallini Zotelle[1], Vinícius Gustavo Poletto[1], Silvio Luiz de Mello Junqueira[1]

[1]Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN/UTFPR),
[2]Laboratório de Reologia e Escoamento de Fluidos Não Newtonianos (ReoSul/UFRGS),
filippini.lor@gmail.com, eduardoe111@hotmail.com, diegownk@gmail.com, ayrton.zotelle1@hotmail.com, vinsptt19@gmail.com, silvio@utfpr.edu.br

ABSTRACT

The Pump & Dump (P&D) technique, well-established in the oil industry, consists of using a salt water-based drilling fluid to clean the borehole, which is then discharged onto the seabed after the process. In the initial riserless-drilling phases, the P&D technique requires large sections to be drilled and, generally, in offshore operations, seawater is used as the drilling fluid. However, seawater's low efficiency in carrying higher-density particulate material can lead to sediment buildup and/or poor cleaning quality, especially in horizontal and inclined wells. As a result, high flow rates and pressures are required for the operation, which may compromise the structural stability of the well, sometimes causing blowouts that hinder the withdrawal of the drill string and the installation of the casing string. An alternative is to enhance the rheological properties of the drilling fluid so that it simultaneously meets the cleaning and pumping demands while ensuring the well's stability during the process, aiming for supersaturated and highly viscous compositions. In this context, the present work studies the flow of a viscoplastic and shear-thinning fluid through a borehole and the flow's capacity of carrying rock cuttings using Computational Fluid Dynamics (CFD) techniques integrated with Discrete Element Method (DEM), employing a two-way coupling with ANSYS Fluent and ANSYS Rocky. The proposed fluid is formulated with seawater and viscosifiers and has its rheological behavior described by the theoretical Herschel-Bulkley model. A structured mesh is developed observing the flow regimes within the different domain sections, and permutations between mesh refinements and the regularization model parameter are evaluated in terms of the quality of the solution. The results show the potential of using the formulated viscoplastic fluid, with the $30\ cm$ sediment bed being totally lifted from the channel's bottom in approximately $10\ s$ and leave the domain after $22\ s$.

Key words: Riserless drilling, Pump & Dump, drilling fluid, viscoplastic fluid

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Well exploration remains a current and strategic activity to ensure energy transition and sustainable development in a gradual and robust manner. Nevertheless, the use of drilling techniques that are less harmful to the environment and more efficient from both energy and economic perspectives is of great industrial and scientific interest (Almeida, Araújo, and Medeiros, 2017).

The TOT-3P concept (True One Trip 3 Phases) is a technique aimed at optimizing the construction of post-salt wells, consisting of three drilling sections and installing the completion assembly in a single operation, as stated by Geraci et al. (2025). A key aspect in extending the initial exploration phases (I and II) is assessing the well-cleaning capability under adverse scenarios, such as directional wells that favor the formation of sediment beds.

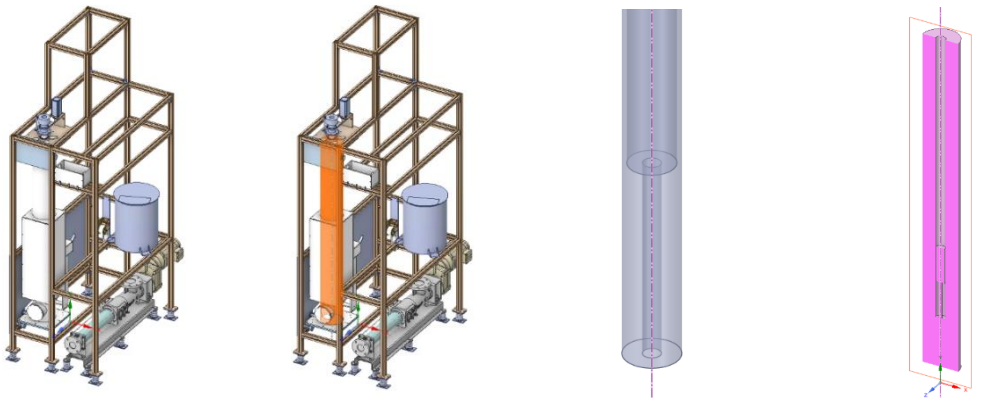
These phases do not use the riser (hence riserless phases), a set of pipes which are responsible for ensuringthe well's stability, and the drilling fluid does not return to the surface, in a process called pump & dump, where the fluid is deposited on the seabed near the drill string. Following Geraci et al. (2025) the required injectivity in these projects is incompatible with the successful oil base muds alternative adopted for producing wells. Thus, a drilling strategy using a water-based mud system can be developed for the construction of injecting wells. This drilling mud allows for traditional completion with saline fluid and promotes the formation of an acid-soluble filter cake during drilling, favoring the required operational injectivity of the TOT-3P projects.

The present work aims to model and simulate the flow of a supersaturated and highly viscous fluid with viscoplastic behavior, formulated with seawater, and investigate the system's capacity at cleaning a representative borehole, filled with a 30 cm rock cuttings bed. ANSYS Fluent and ANSYS Rocky are used for simulating, respectively, the flow and particle dynamics, and the two-way coupling strategy is implemented to integrate the solutions.

METHODOLOGY

The drilling channel, composed of a drill bit and an external, concentric duct, is part of an experimental bench, illustrated in Figure 1; the figure highlights the region that represents the drilling channel. A 90-degree symmetrical geometry was applied to reduce the computational cost of the model, as shown in Figure 2, along with the channel dimensions, emphasizing the drill bit region, as well as the model's boundaryconditions and sections of interest.

ISBN: 978-65-5222-057-8



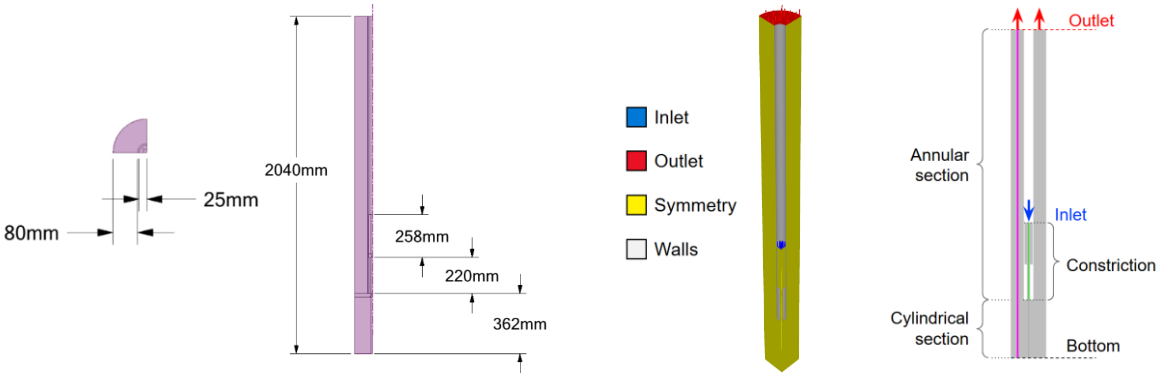
(a) Experimental rig. (b) Test channel. (c) Constriction. (d) Flow region.

Figure 1: Experimental structure and domain detailing.

The drilling fluid exhibits viscoplastic and shear-thinning behavior, described by the Herschel-Bulkley rheological model, whose representation, for a viscometric flow, is given by Equation (1):

$$\eta(\dot{\gamma}) = \begin{cases} \frac{\tau_y}{\dot{\gamma}} + K\dot{\gamma}^{n-1}, if\ \ \tau > \tau_y \\ \infty \qquad\qquad , if\ \ \tau \leq \tau_y \end{cases}, \tag{1}$$

where τ_y is the fluid's yield stress (Pa), K the consistency index ($Pa.s^n$), and n is the Power-Law index. When shear rate is lower than the yield stress, the fluid behaves as a solid within a flow region called "plug", which is unyielded and travels at constant velocity with the fluid flow.



(a) Radii. (b) Section lengths. (c) Boundary conditions. (d) Symmetry plane.

Figure 2: Model dimensions, sections and boundary conditions.

The computational simulation of viscoplastic and shear-thinning fluid flow presents considerable challenges, especially at low strain rates. For this reason,

ISBN: 978-65-5222-057-8

it is necessary to employ a regularization model, which smooths out the discontinuity present in the mathematical modeling of this type of fluid. The ANSYS Fluent software includes some implemented alternatives, but are only available when the flow is laminar; in the case of present research, a *User Defined Function* (UDF) was created to represent the effective viscosity employing Equation (2):

$$\eta = \frac{\tau_y}{\dot{\gamma} + \epsilon} + K\,(\dot{\gamma} + \epsilon)^{n-1}\,, \tag{2}$$

where ϵ is the regularization parameter, defined through Equation (3):

$$\epsilon = \frac{\tau_y}{NK}\left(\frac{L}{U}\right)^{n-1}\,, \tag{3}$$

expresses a relationship between the characteristic rheological parameters of the fluid and a regularization parameter N, adjusted according to the needs of each case. The characteristic shear rate, defined as the ratio between a characteristic velocity U and a characteristic length L. The rheological properties of the formulated fluid are described in Table 1; the fluid's density is $\rho = 998\ kg/m^3$.

Table 1: Rheological parameters of the viscoplastic fluid.

Property	Symbol	Value	Dimensions
Yield stress	τ_y	2.89	Pa
Consistency index	K	1.09	$Pa.s^n$
Flow index	n	0.45	–

The development of the model observes the difference in the nature of the flow along the channel. At the drill entrance and in the abrupt contraction region, the flow is turbulent, as it is at the bottom of the channel in the cylindrical regions, whereas in the annular region, the flow is laminar. The Reynolds number for the flow of a Herschel-Bulkley type fluid is expressed by Equation (4), introduced by Thompson e Soares (2016):

$$Re_{HB} = \frac{\rho U^2}{\tau_y + K\left(\frac{U}{L}\right)^n}\,. \tag{4}$$

The order of magnitudeof the sections' Reynolds numbers,considering the maximum flow rate of the pumping system is: 1500 at the inlet, 8500 inside the constriction, and 400 in the annular region, close to the domain's outlet.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Distinct flow behaviors require significantly different levels of mesh refinement. To model turbulent flow, the $k - \omega$ SST model was chosen due to its robustness near and farther from the wall, and its relatively good agreement when applied together with viscoplastic fluids (Lovato et al., 2022). Moreover, the same model is suitable for flows with adverse pressure gradients, as in the present work, due to the abrupt constriction in the drill region.

The modeling and simulation of the channel were carried out using ANSYS SpaceClaim and ANSYS Fluent, respectively. The boundary conditions employed in the model are presented in Figure 2; a symmetric geometry of 90° was simulated in order to reduce computational cost, but also to incorporate intrinsic three-dimensional effects of the problem. In the same figure, the symmetry plane is identified for clearer visualization of the annular region and the drill.

The structured mesh was also created using both software tools, initially defining a reference mesh for the annular region using SpaceClaim, and subsequently applying local refinements aiming for y^+ values suitable for the turbulence model applied – between 1 and 5. For this purpose, the technique called cut-cell was used, through which the volumes are subdivided during the simulation run, according to user-defined parameter constraints and the flow development. Analysis observing the viscosity profile and its changes, when alternating mesh and regularization parameter N, were performed to select the most adequate mesh.

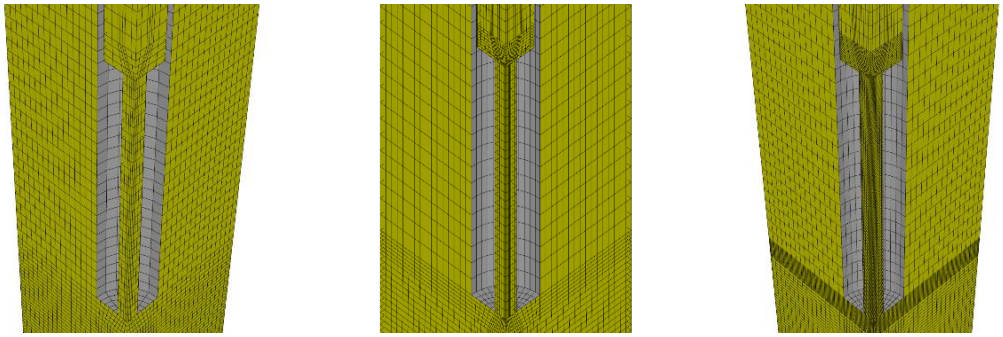
Finally, the Discrete Element Method (DEM) was integrated into the fluid flow simulation using ANSYS Rocky. Spherical rock cuttings with 4 mm diameter were positioned in a $30\ cm$ height bed in the channel's bottom, with density of $2610\ kg/m^3$, elastic modulus of $30\ GPa$ and a coefficient of restitution of 0.6. Two-way CFD-DEM coupling was implemented, using the volumetric diffusion alternative as mapping method and setting the maximum volume fraction target to 0.65.

RESULTS AND DISCUSSION

Initially, the objective was to generate the base mesh for the annular region, the section of the channel where the flow is known to be laminar, considering the maximum flow rate of the pumping system. For this purpose, tests were carried out with meshes of different refinements, with approximately 32 000, 62 000, and 92 000 elements — hereby schematically identified as M32, M62, and M92. In Figure 3, the three meshes and respective refinement profiles are shown.

Distinct values of N, from the regularization model in Equation (3), were evaluated. Ideally, this parameter should tend to infinity, approximating the regularization model to the theoretical representation of the Herschel-Bulkley fluid. In this sense, the values of 1000, 20 000, 60 000, and 100 000 – identified as N1, N20, N60, and N100 – were implemented.

ISBN: 978-65-5222-057-8



(a) M32 (b) M62 (c) M92

Figure 3: Mesh and refinement profiles.

The velocity and pressure profiles showed no significant differences between all cases, considering all the possible mesh and regularization parameter permutations, in the annular section of the flow. However, apparent viscosity exhibits particular behaviors in all simulated cases, whose results were obtained for the cell centers located in the line between the channel's bottom and outlet, identified by the pink line in Figure 2(c).

The apparent viscosity profiles showed similar magnitude and behaviors between the bottom ($y = 0\ m$) and around $y = 0.75\ m$. After this, the N1-flow shows stabilization in the viscosity, whilst a growth tendency is observed in the other parameters simulations. Hence, the N1 case overestimates the unyielded layer thickness, and, consequently, underestimates the yielded layer. This stabilization can be noticed for vertical positions above $y = 1\ m$ in the other permutations. The highest N values generate instabilities.

To quantify these effects, statistical metrics for the stabilization region are condensed in Table 2 defined between $y = 1.10\ m$ e $y = 1.90\ m$. The upper limit was selected to minimize numerical instabilities due to the outlet boundary condition; the lower limit was defined qualitatively based on the viscosity profiles. The same information from Table 2 is exposed graphically through Figure 4 – the "best" permutation yields the highest average viscosity and the lowest standard deviation.

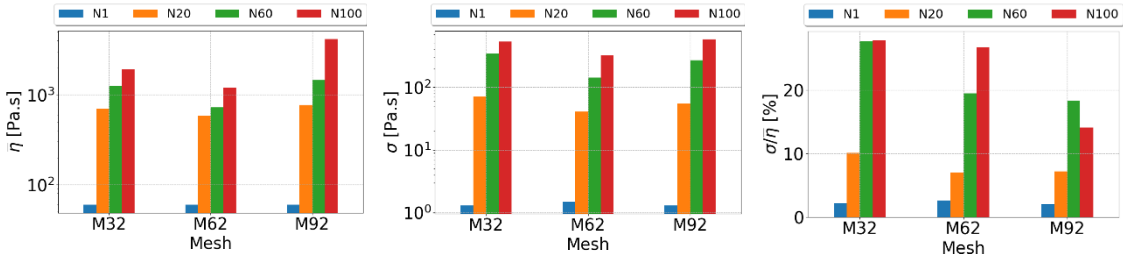
Table 2: Statistical metrics for each mesh-regularization parameter.

	M32			M62			M92		
	$\bar{\eta}$ [Pa.s]	σ [Pa.s]	$\sigma/\bar{\eta}$	$\bar{\eta}$ [Pa.s]	σ [Pa.s]	$\sigma/\bar{\eta}$	$\bar{\eta}$ [Pa.s]	σ [Pa.s]	$\sigma/\bar{\eta}$
N1	60.1	1.3	2.2	60.1	1.5	2.6	60.2	1.3	2.1
N20	700.5	70.6	10.1	587.2	40.9	7.0	769.9	55.6	7.2
N60	1251.0	346.6	27.7	727.3	141.8	19.5	1459.2	268.7	18.4
N100	1915.1	534.1	27.9	1198.0	321.6	26.8	4169.0	586.7	14.1

The regularization parameter was consolidated as N20 due to the high viscosity, with an order of magnitude similar or even close to the highest values for the regularization parameter, and low values of standard deviation. Additionally, consistency among the meshes and, most importantly,

ISBN: 978-65-5222-057-8

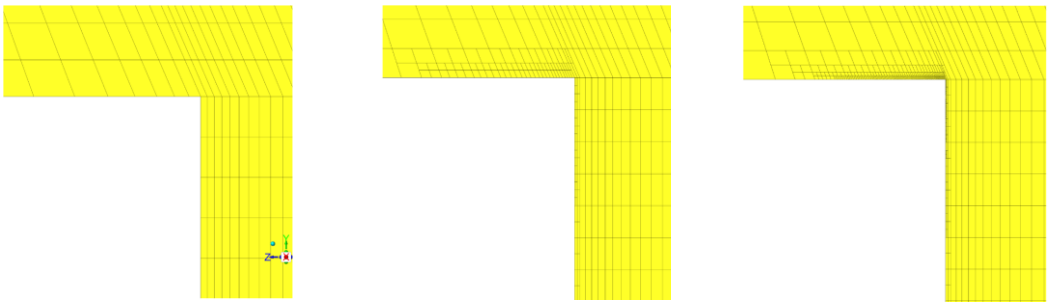
better suitability to mesh M92, which was also maintained for the refinements in the constriction region. Starting from the definition of the base mesh in the annular section of the drilling channel, the objective is to adjust the mesh in the sections of the domain where the flow is known to be turbulent.



(a) Average apparent viscosity. (b) Standard deviation. (c) Normalized standard deviation.

Figure 4: Statistical metrics for each mesh-regularization parameter.

Regarding the drill region, manual refinements were performed until obtaining a mesh with approximately 400 000 elements (M400), considering, in this process, half of the initial flow rate. This ensures a maximum y^+ value in the turbulent flow sections close to 40; the refinements are propagated radially and axially, such that further refinements in this mesh significantly increase the number of elements without a corresponding reduction in the y^+ value. Based on this, automated refinements are applied through the cut-cell technique, with restriction parameters and the maximum number of layers for adjustment defined, represented in Figure 5. The resulting y^+ are exposed in Table 3.



(a) Base mesh (M400) (b) Two layers (M400-2L) (c) Four layers (M400-4L)

Figure 5: Refinements in the constriction region using the cut-cell technique.

Table 3: Results for y^+ for each mesh obtained using the cut-cell technique.

	M400	M400-1L	M400-2L	M400-3L	M400-4L	M400-5L
$y^+_{constriction}$	12	8.5	6	5	4.5	4.2
y^+_{max}	38.5	33.1	32.7	26.6	20.9	17.2

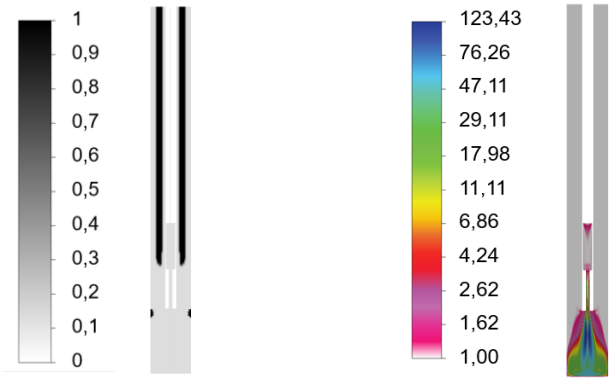
Maximum y^+ values were consistently present in the abrupt constriction, exactly where Figure 5 illustrates. The y^+ reduction between the four-layered

ISBN: 978-65-5222-057-8

mesh (M400-4L) and five layered-mesh (M400-5L) in the face of the computational cost is not advantageous. For this reason, the consolidated mesh was M400-4L.

Finally, in Figure 6, contours of interest obtained for the final CFD setup are shown (mesh M400-4L, with N20). The Von Mises criterion, in Figure 6(a), is a parameter that indicates whether there is shear in a viscoplastic fluid – with "1" representing a plug region and any different value indicating shear, that is, the shear stress is greater than the yield stress. From the cited figure, it is possible to note a plug region present in the annular section of the model, where the flow is mainly laminar.

Additionally, the result of the viscosity ratio – defined as $(\mu_\tau + \mu)/\mu$, where μ_τ is the turbulent viscosity and μ the fluid's molecular viscosity – is presented in Figure 6(b). It is noteworthy to observe the predominance of turbulent effects in the channel's inferior section, whilst the annular section, aligned with the Von-Mises criterion, shows mainly molecular effects.



(a) Von-Mises Criterion (b) Viscosity ratio $(\mu_\tau + \mu)/\mu$

Figure 6: Final model's contours.

With the fluid flow simulation well established, the software ANSYS Rocky was then used to couple the fluid flow and sediment bed, considering spherical rock cuttings of $4\ mm$ diameter. The total mass of cuttings was roughly $4.2\ kg$, which is equivalent to a sediment bed of $30\ cm$. In Figure 7, the temporal evolution of particle mass in the domain is shown. The black curve represents the domain's total mass, whilst the red identifies the mass of cuttings below the constriction, in the inferior cylindrical section of the domain. The blue curve is the difference between the latter and the former, representing the particle mass in the annular region. The dashed green line is the linear trend from the black curve. In the same Figure, four different time stamps are exhibited, highlighting the change in particle concentration in the inferior region and the particles' velocities. The maximum velocity was limited to $10\ m/s$ to better visualize the range within the domain.

This inferior region, as depicted by the viscosity ratio contour, is dominated by turbulent effects. One can observe the fast decrease in the mass of cuttings in the cited region between 0 and $5\ s$, and a proportional increase in the transported mass in the annular section – where the flow is mostly

ISBN: 978-65-5222-057-8

laminar and molecular viscosity dominates. The laminar flow in the annular section of the borehole creates a plug region in the viscoplastic fluid closer to the inner wall, which efficiently carries the rock cuttings out of the borehole; the slower particle transport can be visualized at $t = 10\ s$.

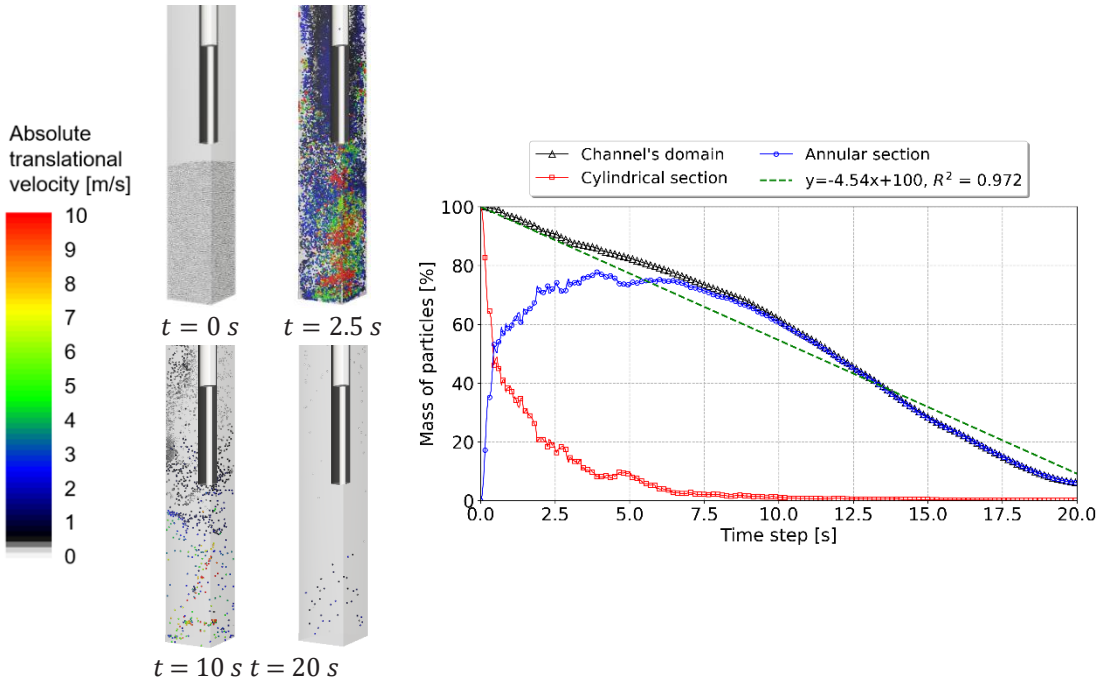


Figure 7: Temporal evolution and distribution of the mass of particles within the domain.

After about $10\ s$, when the red curve reaches an asymptotic profile, the mass of cuttings initially located at the channel's bottom has been almost fully lifted and transported by the drilling fluid, as can be observed in Figure 7. From the linear trend, the total mass of rock cuttings would be fully transported after approximately $22\ s$, which means that around $103\ kg$ of drilling fluid would be necessary to efficiently clean the experimental borehole, considering the employed pumping system capacity; this represents a ratio of $24.5\ kg_{fluid}/kg_{sediment}$ or $3.4\ kg_{fluid}/cm_{bed}$.

CONCLUSIONS

The present research investigated the potential of using a viscoplastic fluid, formulated with seawater, to clean a representative drilling borehole, essentially composed of a constriction and an annular channel. Simulations of the fluid flow were first carried out using ANSYS Fluent, refining the mesh observing the different flow regimes within the domain and, simultaneously, assessing the influence of the regularization model implemented in the software. After the mesh

ISBN: 978-65-5222-057-8

was consolidated, simulations using ANSYS Rocky were coupled with the fluid flow results, in order to investigate the sediment transport capacity of the cited flow. Sediments represent rock cuttings from the drilling process, and they are modeled as spheres with $4\ mm$ diameter.

Results show an evident cleaning potential of the formulated viscoplastic fluid. The plug region, developed in the annular section, where the flow is laminar, works to keep the rock cuttings trapped and carry them out of the borehole. Using a linear trend, a $30\ cm$ sediment bed is expected to be completely lifted from the borehole's bottom in approximately $10\ s$, and the total mass of particles will be cleaned from the borehole in around $22\ s$.

Future research will validate the approach further with an experimental setup. Also, different well orientations will be assessed, aiming to investigate different drilling conditions and the fluid flow and sediment transport behavior.

AKNOWLEDGEMENTS

Financial support from the National Agency of Oil, Natural Gas and Biofuels (ANP), the Funding Authority for Studies and Projects (FINEP), the Ministry of Science and Technology (MCT) through the ANP Human Resources Program for the Oil and Gas Sector (PRH-ANP/MCT) and the PETROBRAS Human Resources Training Program (PRH10-UTFPR).

REFERENCES

LOVATO, S.; KEETELS, G. H.; TOXOPEUS, S. L.; SETTELS, J. W., An eddy-viscosity model for turbulent flows of Herschel–Bulkley fluids, **Journal Of Non-Newtonian Fluid Mechanics**, [S.L.], v. 301, p. 104729, mar. 2022, Elsevier BV, http://dx.doi.org/10.1016/j.jnnfm.2021.104729.

ALMEIDA, Paola Cardoso de; ARAÚJO, Ofélia de Queiroz Fernandes; MEDEIROS, José Luiz de. Managing offshore drill cuttings waste for improved sustainability. **Journal Of Cleaner Production**, [S.L.], v. 165, p. 143-156, nov. 2017, Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.07.062.

GERACI, L. C. M.; GONZAGA, K. A.; CRUZ, F. C.; VIANNA, A. M.; SOUSA, E. A. TOT-3P design: technical fluid solutions for producing and injecting wells. In: **OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE**, 2025, Houston. Anais... Houston: OTC, 2025. https://doi.org/10.4043/35662-MS.

THOMPSON, Roney L.; SOARES, Edson J., Viscoplastic dimensionless numbers, **Journal Of Non-Newtonian Fluid Mechanics**, [S.L.], v. 238, p. 57-64, dez. 2016, Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.jnnfm.2016.05.001.

ISBN: 978-65-5222-057-8

EFFECT OF HOLLOW GLASS SPHERES CONCENTRATION ON THE RHEOLOGICAL BEHAVIOR OF A SYNTHETIC-BASED DRILLING FLUID

Marcos Vinícius Pereira da Costa[1], Patrícia Vieira de Oliveira[1] and Cezar Otaviano Ribeiro Negrão[1]

[1]Postgraduate Program in Mechanical and Materials Engineering - PPGEM, Federal University of Technology – Paraná (UTFPR), Center for Rheology and Non-Newtonian Fluids (CERNN), Deputado Heitor Alencar Furtado st., 5000, Curitiba – PR, 81280-340, Brazil

ABSTRACT

Synthetic-based drilling fluids are often necessary in formations characterized by complex geology and HPHT conditions at the bottom hole. Additionally, some reservoirs require low-density drilling fluids to match their fracture pressure. To address these issues, a new lightweight synthetic-based drilling fluid was developed using a 100% synthetic oil continuous phase. This study investigates the influence of HGS (hollow glass spheres) on the rheological behavior of the drilling fluid. Density measurements were carried out using a pycnometer, and rheological characterization was performed with a rheometer using a grooved plate-plate geometry. The fluid density reached 5.8 lbm/gal after the HGS incorporation. The addition of the HGS in the fluid increased apparent viscosity and shear stress across the shear-rate range up to one order of magnitude. For the base fluid, the Mizhari-Berk model resulted in the best fit to the data, while for the HGS fluid the best was the Sisko model. The yield stress for the fluid increased significantly, with the stress ramp test showing an increase of up to 30-fold. For the oscillatory tests, HGS addition reduced the linear viscoelastic strain limit from 1 % to 0.2 % and increased both storage (G′) and loss (G″) moduli, while elastic behavior remained dominant within the linear viscoelastic region; frequency sweeps performed under these conditions showed elevated G′ and G″ values and a shift in the crossover frequency, where G″ exceeds G′, indicating a more stable elastic network.

Keywords: lightweight drilling fluids, rheology, hollow glass microspheres, synthetic drilling fluids.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Nowadays, as global demand for oil and gas continues to rise and easily accessible reservoirs become depleted, the industry has turned to unconventional formations (Arain *et al.*, 2022). In particular, depleted reservoirs and unconsolidated shales with low fracture pressures may require the use of lightweight drilling fluids. Although the addition of compressed gas has traditionally addressed this requirement, it can introduce significant technical challenges, increase costs, and elevate operational risks, (Gaurina-Medimured *et al.*, 2021). An effective alternative is the incorporation of hollow glass microspheres (HGS), whose high mechanical strength makes them especially suitable for high-pressure and high-temperature (HPHT) drilling operations (Khalil and Jan, 2021). Moreover, HGS has been employed in a variety of fluids, ranging from paints to cement slurries, and in extreme environments such as the deep sea and outer space, thanks to their thermal stability, chemical inertness, and mechanical resistance (Askø *et al.*, 2021).

Drilling fluids are responsible for performing many functions along the drilling operation like carrying cuttings from the bottom hole, maintaining stability of the uncased drilled section and preventing fluid inflow, cooling and cleaning the bit, reducing the friction between the drill string and hole walls, sealing the formation by forming a thin, low-permeability cake (Hossain and Al-Majed, 2015). The selection of the drilling fluid depends on many aspects, mainly, the geometry of the wellbore, especially the depth, the lithology of the formation, and the cost of drilling fluid. Synthetic drilling fluids are used in situations where the use of water-based drilling fluids is not recommended, such as harsh bottom hole conditions and formations with clay swelling problems. The fluid can be an inverted emulsion or 100% synthetic continuous phase.

To formulate the drilling fluid, olefin was used as the continuous phase, along with organophilic clay, emulsifiers, a filtrate control agent, and a rheological modifier. The objective of this work is to evaluate the impact of adding HGS in the rheology of a 100% olefin drilling fluid. The fluid's rheology will be evaluated through flow curves, stress ramps tests and oscillatory tests.

MATERIALS AND METHODS

The base formulation composition was as follows: the continuous phase was an olefin with a density of 6.51 lbm/gal, two types of emulsifiers were added, the first emulsifier and the second emulsifier, an organophilic clay, a filtrate control additive and a rheological modifier. As a density-reducing agent, Hollow glass microspheres (HGS) from 3M were used, HGS 19k46 with a typical density of 3.84 lbm/gal and an isostatic pressure resistance of 19000 psi.

The base fluid was homogenized using an Ultra Turrax T18 (IKA). After the HGS addition, samples were homogenized with an IKA HS7 magnetic stirrer. The density measurements were carried out with a metallic

ISBN: 978-65-5222-057-8

pycnometer with a volume of 25 mL. For the rheological measurements the MCR 502 from Anton Paar was used, with a grooved plate-plate geometry (35 mm radius) at the temperature of 25 ºC.

The flow curves were done using a plate-plate gap of 1 mm, which is about 50 times the average particle size. Shear stress of the samples was evaluated in the following shear rates s^{-1}: 511.0, 340.0, 170.0, 102.0, 51.1, 10.2, 5.1, 3.1, 1.5. The samples were pre-sheared at 511 s^{-1} for 120 s and at each shear rate for 240 s. The shear rates chosen were based on the viscosimeter speeds. The stress range was previously evaluated to determine the range when the fluid starts flowing. In the test, stress was varied logarithmically, and strain was calculated from the measured shear rate. For the base formulation the stress range was 0.1 to 10 Pa, and for the HGS formulation, the stress ranged from 10 to 100 Pa.

The oscillatory experiment was used to study the viscoelastic properties of the synthetic-based drilling fluid. In this experiment. Before the test, a memory-clearing protocol was carried out by preshearing the sample clockwise and counterclockwise for 60 s at 511 s^{-1}. Amplitude sweeps are Oscillatory experiments performed with variable amplitudes at constant frequency of 1 Hz. In this study, stress sweep and strain sweep were performed. The oscillatory strain varied logarithmically from 0.02% to 100%. Frequency sweep tests are oscillatory experiments conducted with variable frequencies at constant amplitude. The frequency varied logarithmically from 0.01 to 100 Hz with a constant deformation amplitude of 0.1% for the base fluid and 0.05% for the HGS fluid.

RESULTS AND DISCUSSION

Tables 1 and 2 show the additive order of addition and concentrations used to prepare the base fluid and the HGS formulation, respectively.

Table 1: Base fluid composition.

Order of Addition	Additive	Concentration (lbm/bbl)	Mass concentration % (g/g)
1	Olefin	-	91.03
2	Primary Emulsifier	2.5	0.86
3	Secondary Emulsifier	2.5	0.86
4	Filtrate Control Agent	1	0.35
5	Organophilic Clay	15	5.18
6	Rheological Modifier	5	1.73

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 2: HGS fluid composition.

Order of Addition	Additive	Concentration (lbm/bbl)	Mass concentration % (g/g)
1	Olefin	-	67.98
2	Primary Emulsifier	2.5	0.99
3	Secondary Emulsifier	2.5	0.99
4	Filtrate Control Agent	1	0.40
5	Organophilic Clay	15	5.95
6	Rheological Modifier	5	1.98
7	HGS	58.80	21.70

The initial density of the formulation is 6.82 lbm/gal, the final density is 5.80 lbm/gal, resulting in a 15.0% density reduction upon HGS addition. The results of the flow curve are presented in Table 3. The statistical metrics for data fitting are shown in Table 4. The best-fit model for the base fluid were the Mizhari-Berk and Heinz-Casson, both with R^2 = 1.0000, with the Mizhari-Berk resulting in the lowest values of SSE and RMSE. For the HGS fluid the Sisko model resulted in the best fitting with R^2 = 0.9996 followed by the Heinz-Casson and Mizhari-Berk models. Figure 1 shows the flow curves with the adjusted fits. The viscosity of both fluids decreases significantly for both formulations as the shear rate increases, showing a desirable behavior for drilling fluids. Viscosity at a low shear rate is about 10 times higher than the viscosity at high shear rates. This reduction reduces the drop pressure inside the drill pipe and increases the cutting suspension capacities in the annulus.

Table 3: Flow curves results. Shear stress ± the standard deviation.

Shear Rate (s^{-1})	Base Fluid Shear Stress (Pa)	HGS Fluid Shear Stress (Pa)
511.0	12.2754 ± 0.1944	106.6150 ± 0.1250
340.0	9.9009 ± 0.1263	90.3018 ± 0.1677
170.0	7.2852 ± 0.1543	73.2040 ± 0.1684
102.0	6.0583 ± 0.0861	65.2160 ± 0.0741
51.1	4.9527 ± 0.0274	58.2704 ± 0.0256
10.2	3.6272 ± 0.0215	48.5220 ± 0.0430
5.1	3.4065 ± 0.0267	45.9005 ± 0.1349
3.1	3.2957 ± 0.0245	43.3905 ± 0.0075
1.5	3.1253 ± 0.0235	42.7169 ± 0.1546

ISBN: 978-65-5222-057-8

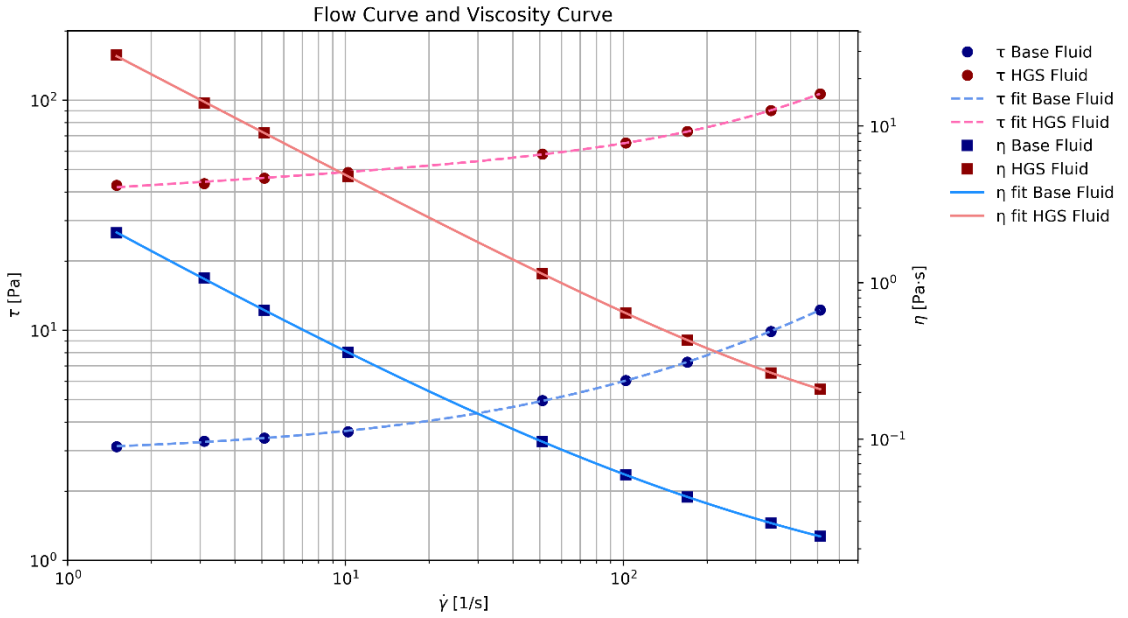


Figure 1: Flow curves and the adjusted models.

The result parameters for the Mizhari-Berk model for both fluids follow: for the base fluid the network interaction parameter was k_{OM}=1.6873 $Pa^{0.5}$ and the shear response coefficient k_M=0.0663 $Pa^{0.5}{\cdot}s^{0.5306}$ with the flow behavior index of n=0.5306. For the HGS fluid, k_{OM}=6.3601 $Pa^{0.5}$, k_M=1.661 $Pa^{0.5}{\cdot}s^{0.5067}$ and the flow behavior index of n=0.5067. For the Sisko model, the adjusted parameters follow: the base fluid newtonian plateau was μ_∞=0.0133 Pa·s, the consistency index for the model was K=2.8477 $Pa{\cdot}s^{0.1072}$ and the flow behavior index of n=0.1072. For the HGS fluid μ_∞=0.0843 Pa·s, K=40.5038 $Pa{\cdot}s^{0.0722}$ and n=0.0722.

The Casson, Herschel-Bulkley, and Robertson-Stiff models also resulted in good predictions of the rheological behavior of the base fluid and the HGS fluid, with high values of R^2 and low values of SSE and RMSE. The power-law and Bingham models showed poor fitting for both fluids, especially the power-law for the HGS fluid, considering its high yield stress.

Khalil and Jan (2021) obtained similar results, with the Mizhari-Berk model showing the best fitting for a water-based drilling fluid without HGS and at concentrations of 21.25% of HGS and the Heinz-Casson being the best model with the Sisko model showing a good prediction of the experimental data.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 4: Experimental fit results for base fluid and HGS formulation.

Model	Base Fluid			HGS Fluid		
	R^2	SSE	RMSE	R^2	SSE	RMSE
Power-law	0.9019	8.3694	0.9643	0.9054	385.1292	6.5416
Bingham	0.9795	1.7506	0.4410	0.9670	134.4000	3.8644
Herschel Bulkley	0.9998	0.0168	0.0432	0.9981	7.6065	0.9193
Casson	0.9996	0.0310	0.0587	0.9986	5.5015	0.7818
Sisko	0.9992	0.0681	0.0870	0.9996	1.6031	0.4220
Robertson-Stiff	0.9991	0.0801	0.0943	0.9954	18.8493	1.4472
Heinz-Casson	1.0000	0.0039	0.0208	0.9987	5.1374	0.7555
Mizhari-Berk	1.0000	0.0036	0.0199	0.9987	5.2360	0.7627

The results of the stress ramp for the base fluid are shown in Figure 2. There were two characteristic values (red-dashed lines): 3.4 Pa at 1% strain and 4.5 Pa at onset rapid strain increase, these values are higher but in the same order of magnitude of the square of the network parameter of the Mizhari-Berk model, k_{OM}^2 = 2.8470 Pa and the Heinz-Casson yield parameter, k_{HC} = 2.8660 Pa. Figure 3 shows corresponding values of 121.9 Pa and 151.5 Pa for the HGS fluid, both exceeding significantly the yield parameter of the Heinz-Casson model adjusted for the fluid, k_{HC} = 40.7448 Pa.

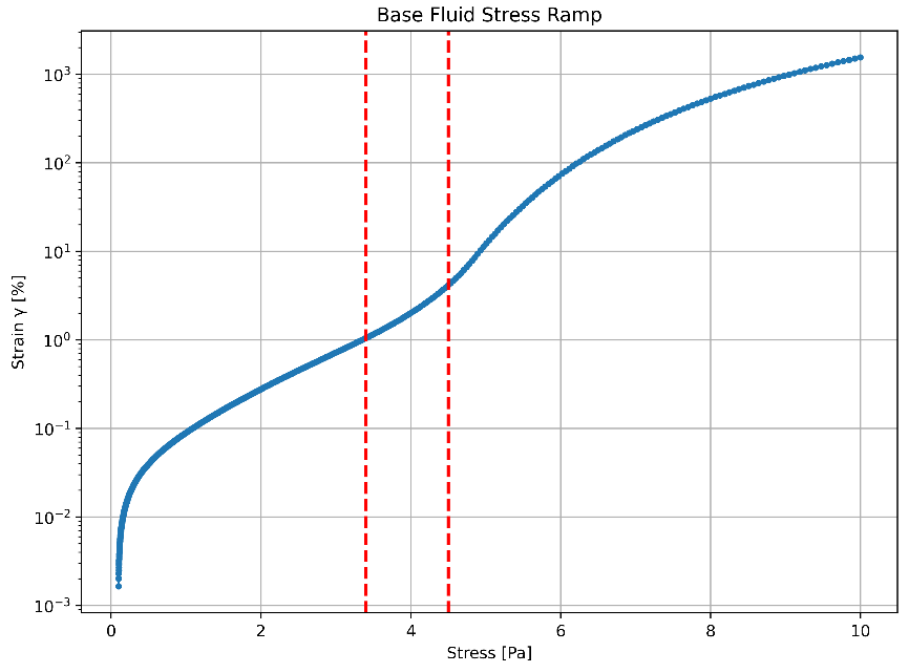


Figure 2: Base fluid stress ramp.

ISBN: 978-65-5222-057-8

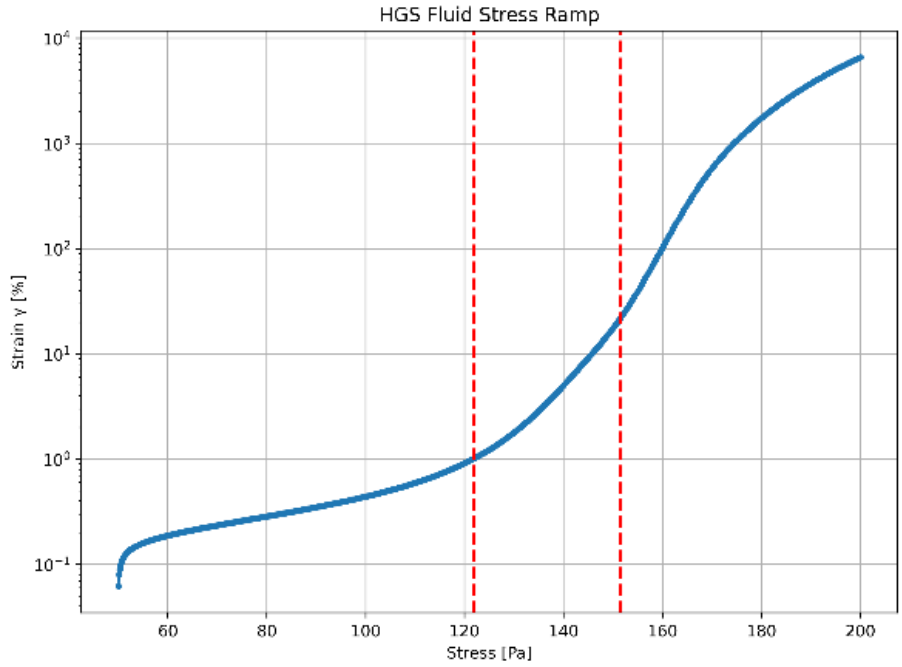


Figure 3: HGS fluid stress ramp.

The amplitude-sweep plots for the base fluid, Figure 4, and the HGS fluid, Figure 5, reveal that the incorporation of hollow glass spheres alters the suspension's viscoelastic response. In the base fluid, the storage modulus, G', and the loss modulus, G'', remain essentially constant at approximately 20 Pa and ~12 Pa, respectively, throughout the linear viscoelastic regime (LVE), which extends up to roughly 1% strain (vertical dashed line). Upon addition of HGS, both G' and G'' increase by approximately two orders of magnitude to ~2×10^3 Pa and ~5×10^2 Pa, while the LVE limit shifts to about 0.2% strain, indicating a much stiffer network that yields at lower deformations. The strain-sweep curves confirm an enhanced stress-bearing capacity across the entire deformation range. Overall, the data demonstrate that the inclusion of hollow glass spheres stiffens and strengthens the fluid, albeit narrowing its elastic window. In Figure 4 Figure 5, the red dashed lines show the chosen strain for the frequency sweep test. In Figure 4 the shear stress when $G' = G''$ is approximately 1 Pa at 20% of strain, for the HGS fluid the crossover occurs at approximately 25 Pa at 30% strain.

ISBN: 978-65-5222-057-8

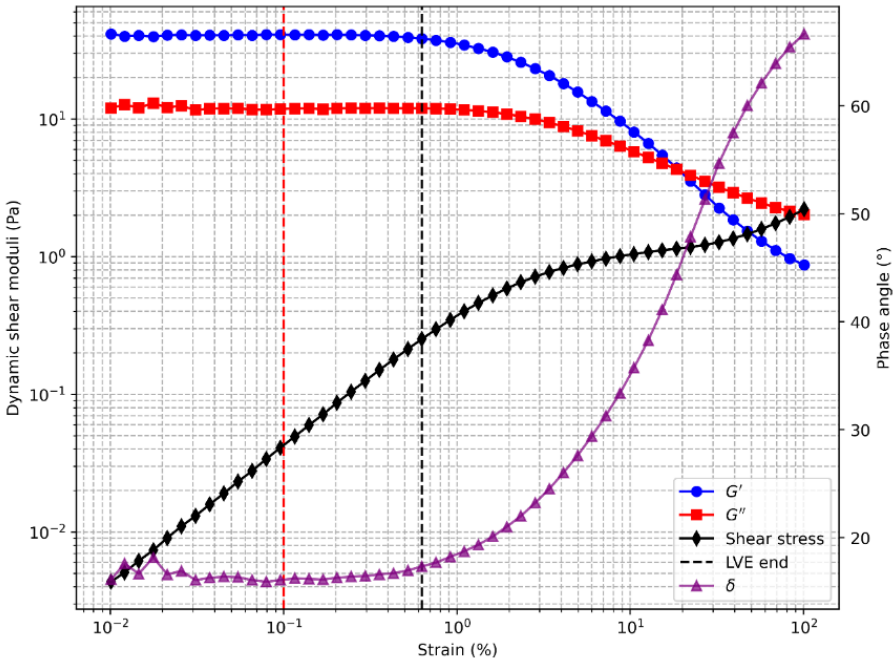


Figure 4: Base fluid strain sweep.

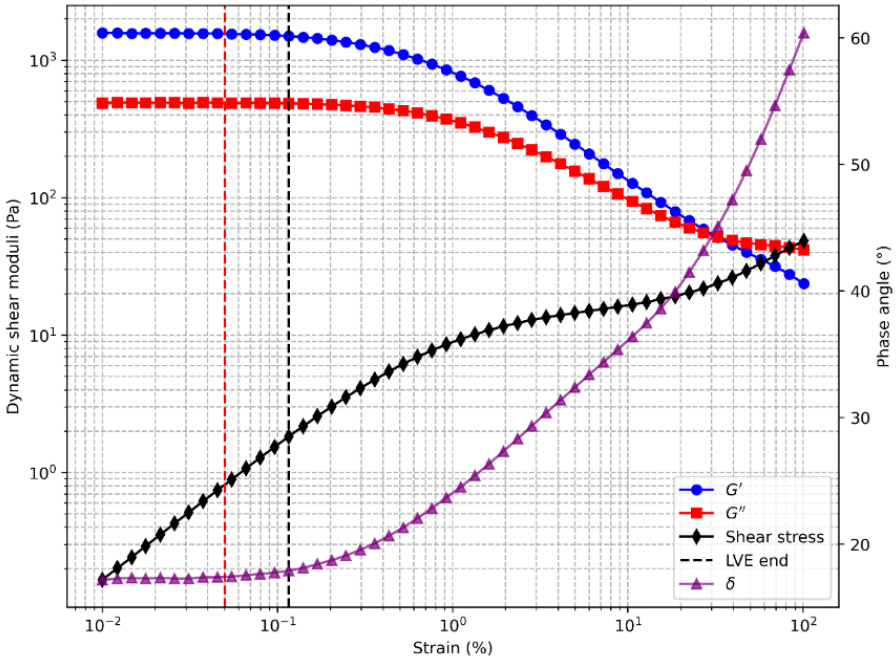


Figure 5: HGS fluid strain sweep.

The frequency-sweep data for the base fluid and the HGS fluid are presented in Figure 7, both exhibit characteristics of a soft gel network. The addition of HGS elevates both moduli by roughly one order of magnitude while preserving the overall shape of the curves. In the base fluid, the storage modulus, G', increases from ~20 Pa at 0.1 Hz to ~70 Pa at 10 Hz, and the loss modulus, G'', rises from ~12 Pa to ~25 Pa over the same range, with the phase angle, δ,

ISBN: 978-65-5222-057-8

remaining between 15° and 20°, indicative of a predominantly elastic response. Upon incorporation of HGS, G' spans from ~5×10^2 Pa to ~1.8×10^3 Pa and G'' from ~1.2×10^2 Pa to ~8×10^2 Pa between 0.1 Hz and 10 Hz, while δ remains close to 20°, reflecting dominant elastic behavior. At frequencies above 40 Hz the viscous effect becomes the dominant effect for the base fluid. For the HGS fluid the frequency up to 80 Hz marks the cross between G' and G''.

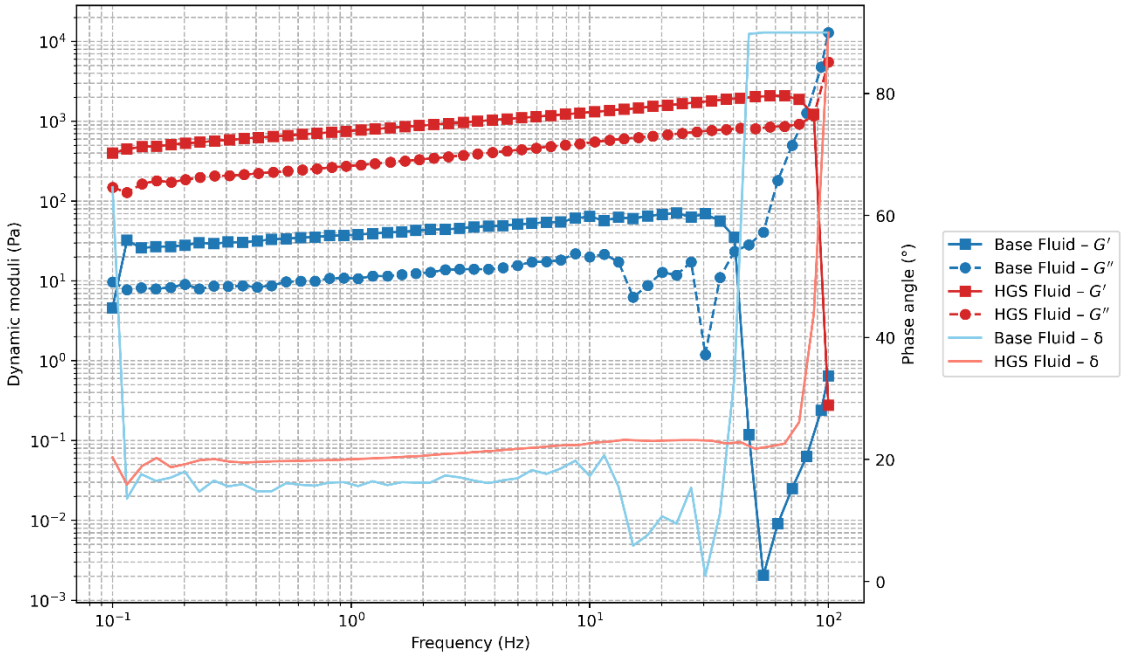


Figure 6: Frequency sweep test.

CONCLUSIONS

This study demonstrates that the incorporation of hollow glass microspheres into a 100% synthetic olefin-based drilling fluid significantly modifies its rheological properties while reducing density. The best fit for the data was achieved with the Mizhari-Berk and Heinz-Casson models with R^2 = 1.0000 for the base fluid and the Sisko model for the HGS fluid with R^2 = 0.9996. The density reduction reached 14.9% and the HGS formulation achieved a final density of 5.8 lbm/gal. Increasing the HGS concentration from 0% to 21.7% (w/w) raised the yield stress and apparent viscosity across the tested shear-rate range without significantly changing the shear-thinning behavior. The stress ramp showed a yield stress of 4.5 Pa for the base fluid and 151.5 Pa for the HGS fluid. Oscillatory amplitude sweeps demonstrated that HGS fluid exhibit storage and loss moduli approximately two orders of magnitude higher than the base fluid, with the linear viscoelastic regime contracting from 1% to 0.2% strain, indicative

ISBN: 978-65-5222-057-8

of a stiffer microstructure. Frequency sweeps revealed that the HGS fluid's moduli remain an order of magnitude greater across the entire frequency range reflecting a more elastic character for both fluids, and the addition of HGS extended the elastic dominance for higher frequencies.

ACNOWLEDGEMENTS

This study was financed by the Human Resources Program of the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels -- PRH-ANP under management of the São Paulo Research Foundation (FAPESP).

The authors acknowledge Petrobras' financial support and collaboration. We also thank the Laboratory of Rheology (LabReo) for access to their facilities and invaluable technical assistance, which were fundamental to the completion of this study.

REFERENCES

Arain, A.H., Ridha, S., Mohyaldinn, M.E. and Suppiah, R.R., 2022. "Improving the performance of invert emulsion drilling fluid using boron nitride and graphene nanoplatelets for drilling of unconventional high-temperature shale formations". Journal of Molecular Liquids, Vol. 363, p. 119806. ISSN 0167-7322. doi: https://doi.org/10.1016/j.molliq.2022.119806.

Askø, A., Alsvik, E.T., Danielsen, T.H. and Haga, M.A., 2020. "Low-density invert emulsion drilling fluid enables recovery of oil reserves in extremely depleted reservoirs: A case history from valhall, norway". In SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. SPE, p. D091S009R004.

Gaurina-Medimurec, N., Pašić, B., Miji´c, P. and Medved, I., 2021. "Drilling fluid and cement slurry design for naturally fractured reservoirs". Applied Sciences, Vol. 11, No. 2. ISSN 2076-3417. URL https://www.mdpi.com/20763417/11/2/767.

Hossain, M.E. and Al-Majed, A.A., 2015. Fundamentals of sustainable drilling engineering. John Wiley & Sons.

Khalil, M. and Jan, B.M., 2012. "Viscoplastic modeling of a novel lightweight biopolymer drilling fluid for underbalanced drilling". Industrial & Engineering Chemistry Research, Vol. 51, No. 24, pp. 8195–8204. doi:10.1021/ie200811z.

Mezger, T.G. et al., 2012. The rheology handbook, Vol. 10. Vincentz Network Hannover, Germany.

Morrison, F.A. et al., 2001. Understanding rheology, Vol. 1. Oxford university press New York.

Nasiri, M. and Ashrafizadeh, S., 2010. "Novel equation for the prediction of rheological parameters of drilling fluids in an annulus". Industrial & Engineering Chemistry Research, Vol. 49, No. 7, pp. 3374–3385.

ISBN: 978-65-5222-057-8

EVALUATION OF THE SEDIMENTATION DYNAMICS OF WEIGHTING AGENTS IN WATER- AND GLYCERIN BASED FLUIDS UNDER THE EFFECT OF TEMPERATURE

Juliana Siqueira Agrelos, Idrissa Deme*, Carla Gabriella Oliveira de Brito, Bernardo de Assis Oliveira, Allan Barbosa Geoffroy Motta, Luís Americo Calçada, Cláudia Miriam Scheid

*Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, *idrissdeme@yahoo.fr*

ABSTRACT

Sedimentation is the separation of solid particles in a fluid due to gravity and density differences. In the context of drilling fluids, this process affects weighting agents, which are essential for well stability. After drilling and cementing, part of the fluid can remain trapped in the annulus between the casing and the rock formation for years. During this period, thermal variations due to well depth and the flow of oil to the surface increase the pressure in the annulus, a phenomenon known as Annular Pressure Buildup (APB). To control APB, the open shoe technique is employed, which allows communication between the annulus and the formation, relieving the pressure. However, sedimentation of the weighting agents can form an impermeable layer at the bottom of the annulus, blocking this communication and compromising the effectiveness of the method. This study aims to evaluate the sedimentation dynamics of drilling fluids under temperature variations, focusing on the integrity of oil wells. To investigate this process, bench tests were carried out in which sedimentation height was monitored over time using 2-liter graduated cylinders. A 10% concentration of calcite ($CaCO_3$) and barite ($BaSO_4$) was used as weighting agents in a 50% v/v water/glycerin base fluid. The experimental conditions included room temperature, isothermal at 60°C, and a thermal gradient with heating at the base to 60 °C, achieved using a coil heater around the cylinder. The results, analyzed through normalized height versus time curves, showed that sedimentation was faster at higher temperatures and under isothermal conditions, followed by the thermal gradient and, lastly, room temperature. Convective phenomena were also observed, suggesting that thermal distribution influences particle dynamics.

Keywords: sedimentation, thermal effects, particulate systems.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

After drilling a well, cementing is performed, leaving drilling fluid confined in the annulus between the wellbore and the casing (Nieckele, 2014). During production, this fluid may experience an increase in annular pressure due to thermal variation and oil flow to the surface, a phenomenon known as Annular Pressure Build-Up (APB), which threatens well integrity. To mitigate this, the open shoe technique can be used to allow pressure relief through fluid communication with the rock formation. However, the settling of weighting agents can form a low-permeability barrier, hindering drainage and reducing the effectiveness of the technique (Rocha et al., 2019).

Within this context, it is important to understand how drilling fluids settle to ensure well safety and operational efficiency. A commonly used method to analyze sedimentation is the graduated cylinder test, which monitors the height of the suspension's upper interface over time (Cremasco, 2018). The earliest work related to this phenomenon is by Stokes (1850), whose research laid the foundation for understanding sedimentation dynamics and introduced Stokes' Law, relating terminal settling velocity to particle size and density, and fluid viscosity. Further advances were made by Kynch (1952), who developed a mathematical model for sedimentation using the continuity equation. A more recent study by Nocón (2010) presents a method employing hydrostatic measurements and a model proposed by Metzger (1997), which uses the continuity equation and an empirical correlation of settling velocity to monitor sedimentation by simulating the position of the upper interface based on solid concentration and velocity.

In laboratory experiments, sedimentation is monitored by various techniques such as sampling, ultrasound, gamma-ray attenuation, electrical conductivity, and hydrostatic pressure. Despite the existence of sophisticated methods, visual observation with graduated cylinders remains the most accessible and practical technique. This method, often using millimeter rulers to track sedimentation heights, is effective for visual phase analysis and provides reliable data (Caen et al., 2017).

Several studies have highlighted temperature as a significant factor influencing sedimentation. Ghawi (2008) studied potable water sedimentation tanks and found that temperature affects deposition rates by altering fluid viscosity. Experiments with kaolinite suspensions in distilled and saline water, conducted by Liu (2010), revealed that although higher temperatures increase settling velocity, lower temperatures tend to maintain a constant rate over longer periods. This underscores the importance of considering thermal effects during drilling operations.

The present study aims to experimentally investigate the effect of temperature on drilling fluid sedimentation through graduated cylinder tests

ISBN: 978-65-5222-057-8

METHODOLOGY

In the experiments conducted, fluids were formulated using glycerin as a viscosifying agent and calcite ($CaCO_3$) and barite ($BaSO_4$) as weighting materials. The primary purpose of adding glycerin was to slow down the sedimentation process, allowing easier and more precise monitoring of sedimentation height over time. Suspensions containing 10% (v/v) weighting material (barite or calcite) were prepared in a solution composed of 50% water and 50% glycerin. The components were weighed using a Shimadzu precision balance model BL3200H. Subsequently, the mixture was mechanically stirred for 30 minutes at 500 rpm using a Fisatom 722S agitator.

Particle size analysis of the weighting materials was conducted by laser diffraction using a Malvern Mastersizer 2000. Figure 1 shows the particle size distribution curves for barite and calcite, while Table 1 presents the statistical data obtained from these analyses. Solid densities were determined by pycnometry, resulting in values of 3.19 ± 0.07 g/mL for barite and 2.49 ± 0.24 g/mL for calcite. The densities of the suspensions were measured using a Fann mud balance model 140, yielding 1.35 ± 0.01 g/mL for the barite suspension and 1.29 ± 0.01 g/mL for the calcite suspension.

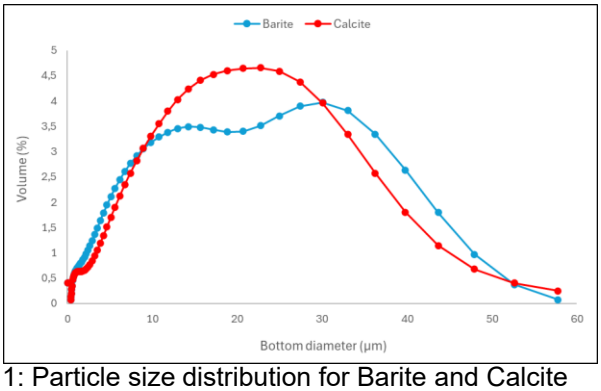


Figure 1: Particle size distribution for Barite and Calcite

Table 1: Statistical data from the particle size analysis for Barite and Calcite

	Barite	Calcite
Sauter average diameter(µm)	5.15	5.64
D10 (µm)	2.09	2.44
D50 (µm)	12.57	14.40
D90 (µm)	35.57	33.41

The rheological behavior of the suspensions was characterized using an Anton Paar rheometer, model MCR 302e. Measurements were carried out at temperatures of 25 °C and 60 °C. Figure 2 shows the viscosity versus shear rate curve for the base fluid at both 25 °C and 60 °C, indicating Newtonian behavior. Figure 3 presents the flow curves of the 10% calcite (a) and 10% barite (b) suspensions, which exhibit pseudoplastic behavior. It is observed that increasingthe temperature leads to a decrease in viscosity, as expected. However, this effect is less significant in the suspensions.

ISBN: 978-65-5222-057-8

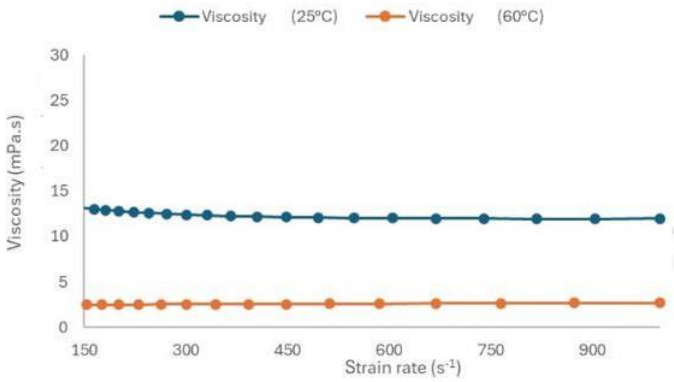


Figure 2: Rheology of the base fluid at 25ºC and 60ºC.

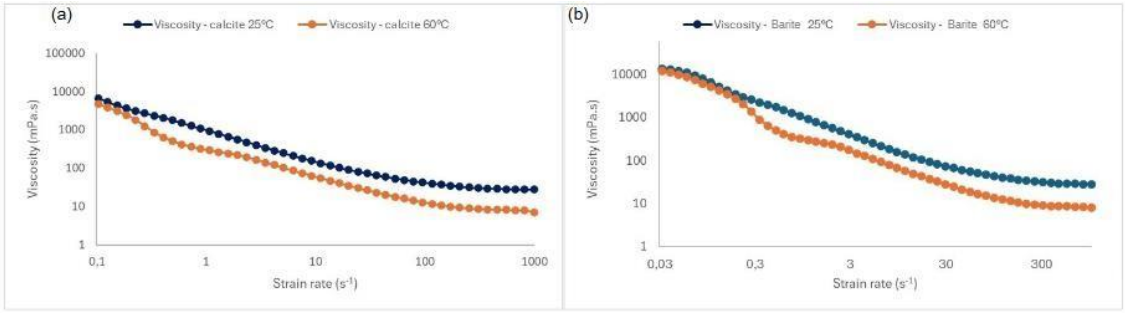


Figure 3: Apparent viscosity versus shear rate at 25ºC and 60ºC for 10% Calcite suspension (a) and 10% Barite suspension (b).

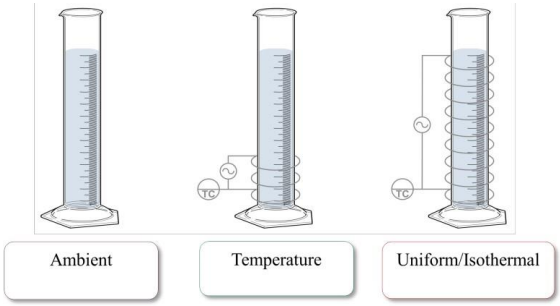


Figure 4: Schematic representation of sedimentation tests conducted under different thermal conditions.

Sedimentation tests were conducted in a 2000 mL graduated cylinder under three different heating conditions: at room temperature, with heating at the base at 60 °C, and with uniform heating at 60 °C. For the uniform heating tests, the cylinder was wrapped with a coil from the base to the top. In the thermal gradient tests, heating was applied only to the bottom part of the cylinder. Figure 4 schematically illustrates the configurations adopted for each condition. The cylinders were not thermally insulated and could be influenced by the surrounding environment.

Temperature control was performed using a type J thermocouple positioned at the base of the cylinder, connected to a PID controller. Additionally, two temperature indicators with NTC sensors were used to monitor temperatures at the top and the middle region of the fluid, as shown in the photo in Figure 5.

ISBN: 978-65-5222-057-8

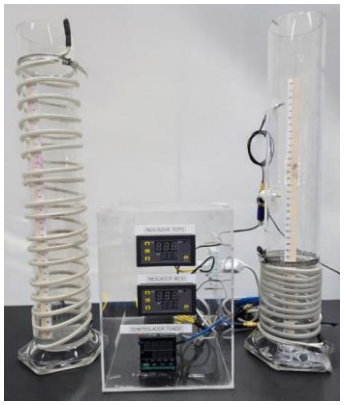


Figure 5: Apparatus for sedimentation tests with temperature control and monitoring

The tests were performed in triplicate and lasted for 300 minutes, with the advancement of the clarified zone monitored using a millimeter scale attached externally to the cylinder, following this schedule: every 1 minute during the first 40 minutes, every 2 minutes between 40 and 80 minutes, every 5 minutes between 80 and 120 minutes, and every 10 minutes until the end of the test.

RESULTS AND DISCUSSION

The effects of temperature on sedimentation can be observed in Figures 6 and 7, which show the relationships between interface height and time for the three analyzed scenarios, for both barite and calcite. It is evident that both uniform heating and gradient heating promote faster sedimentation compared to that observed at room temperature, regardless of the material used.

In the case of sedimentation under the effect of a temperature gradient, it is observed that in the upper regions of the column (above 80% of the total height), the behavior is like sedimentation at room temperature. Between 80% and 40% of the total height, a transition zone occurs, while below 40% of the height, the behavior resembles that of sedimentation under uniform heating until the end of the process. These results allow for predicting the sedimentation dynamics in wells when a temperature gradient is present.

Another relevant point to discuss is the influence of fluid rheology on sedimentation dynamics. Indeed, the literature shows that increasing temperature reduces viscosity (Ofei, 2023). This phenomenon is important to understand why the tests with heating exhibited higher sedimentation rates compared to lower temperatures.

Figures 2 and 3 show that increasing temperature leads to lower fluid viscosity. As a result, the resistance to particle movement in the medium decreases, facilitating flow and consequently accelerating sedimentation. Therefore, heating not only reduces viscosity but also increases particle mobility, contributing to faster sedimentation.

ISBN: 978-65-5222-057-8

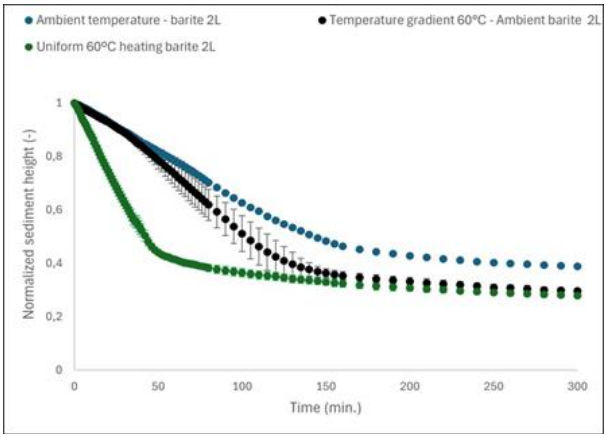


Figure 6: Comparison of the three temperature cases for Barite in 2L cylinders.

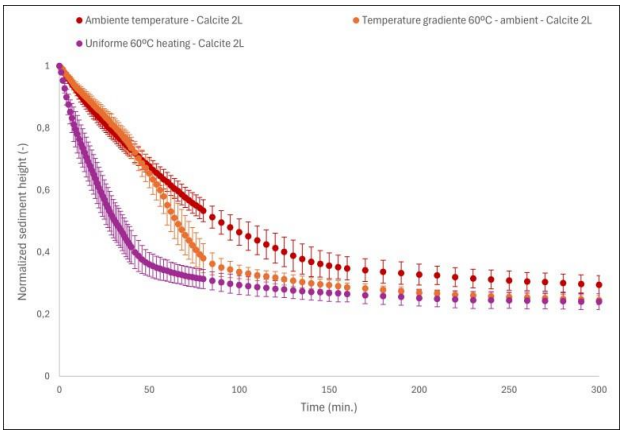


Figure 7: Comparison of the three cases for Calcite in 2L cylinders.

An analysis of temperature variation over test time was also conducted. For sedimentation at room temperature and under isothermal heating, no significant change in suspension temperature was observed. For this reason, the analysis of thermal evolution throughout the process is based on tests performed under a temperature gradient. Figure 8 and 9 shows the temperature variation over time, along with the sedimentation curve for barite and calcite, respectively. It is important to note that three thermocouples were used in the experiments: one at the top, one in the middle, and one at the bottom of the cylinder.

It can be observed that, for both barite and calcite, sedimentation begins more slowly since the thermal gradient is not yet fully established. This initial phase behaves similarly to sedimentation at room temperature. As the gradient becomes established, the sedimentation rate increases, resembling the behavior observed under uniform heating. This progression highlights the influence of temperature on the suspension behavior in both the bed region and the clarified zone, with fluctuations recorded by the intermediate thermocouple associated with the passing interface.

ISBN: 978-65-5222-057-8

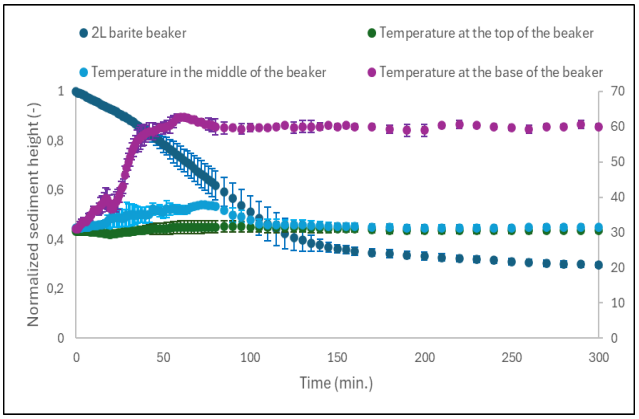


Figure 8: Temperature and sedimentation curve behavior over time with a 60°C-to-ambient temperature gradient for Barite.

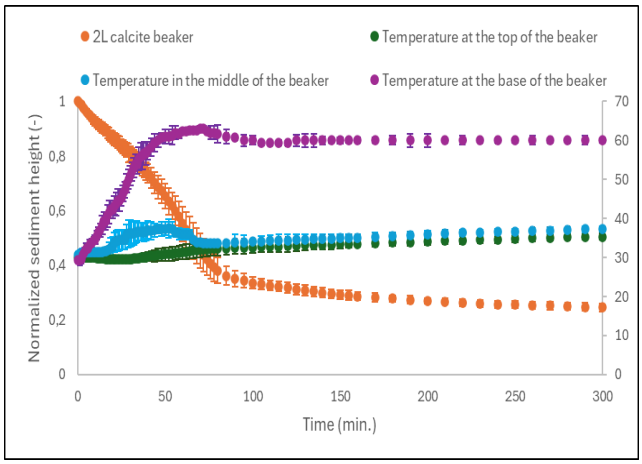


Figure 9: Temperature and sedimentation curve behavior over time with a 60°C-to-ambient temperature gradient for Calcite.

Therefore, it is important to investigate how temperature varies along the suspension height, especially after the sedimentation interface passes the thermocouples positioned in the upper and middle regions. Analyzing temperature variation at each thermocouple as a function of normalized sediment height is essential to identify how heat transfer occurs in each region, both in the clarified zone and in the particulate system. It is worth noting that the thermocouple located at the bottom remains constantly immersed in the sediment bed, serving as a stable reference throughout the experiment. Figures 9 and 10 illustrate the temperature variation for the experiment conducted with a 10% barite suspension as a function of sediment height, recorded by the thermocouples fixed at the top and middle of the system, respectively.

Taking this into account, Figure 10 shows an initial temperature drop immediately after the interface passes through this region, followed by a continuous increase until the front reaches the middle area, at which point there is a slight temperature decrease. This behavior highlights the combined action of two distinct heat transfer processes: conduction and convection.

ISBN: 978-65-5222-057-8

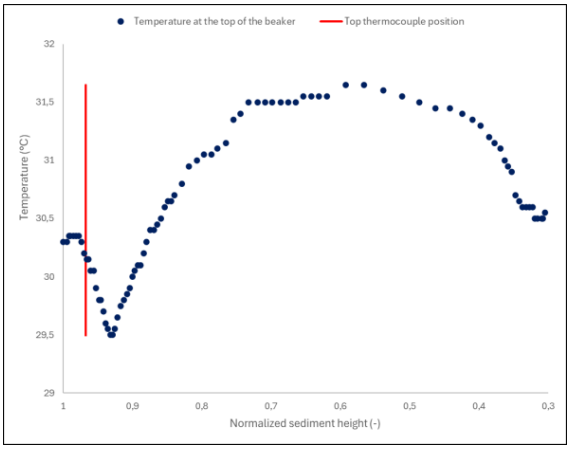


Figure 10: Temperature evolution with height for the top thermocouple under a 60ºC–30ºC temperature gradient.

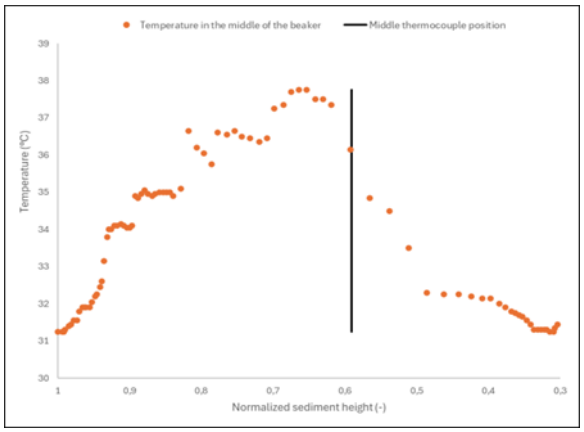


Figure 11: Temperature evolution with height for the middle thermocouple under a 60ºC–30ºC temperature gradient.

At the beginning of the experiment, the thermal gradient was not yet fully established, and the interface between the sediment bed and the clarified liquid was located at the upper part of the system, away from the heating source at the base. At this point, the upper sensor recorded a lower temperature, which gradually increased. When the interface passed the sensor, a slight drop in the measured temperature was observed. This can be attributed to the fact that the clarified liquid has lower thermal conductivity compared to the particulate region, which reduces heat transfer by conduction.

Over time, as the system heats from the bottom up and the thermal gradient intensifies, the clarified liquid near the interface begins to be influenced by the temperature. This process causes a local decrease in density, leading to the formation of natural convection currents. This behavior, observed for both calcite and barite, explains the temperature increase recorded by the sensor sometime after the interface passes, since heating of the clarified liquid and the resulting convective movement make heat transfer more effective in the region, raising its temperature. Towards the end, a slight temperature drop can be observed at the thermocouple because convection in the clarified zone is not sufficient to sustain heat transfer at the same level as conduction.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figure 11 provides important insights by clearly highlighting the role of thermal conduction in the particulate suspension through the temperature evolution recorded by the thermocouple positioned in the middle of the cylinder. Unlike the behavior observed in the upper region of the system, here a gradual temperature increase is seen before the interface's arrival, followed by a slight decrease immediately after its passage. This behavior can be attributed to the longer time the sensor remained immersed in the particulate suspension, where heat transfer occurs predominantly by conduction. As mentioned, the presence of suspended particles contributes to an increase in the effective thermal conductivity of the medium, facilitating heat propagation through contact between particles and fluid (Gori & Corasaniti, 2014; Hamilton & Crosser, 1962).

After the interface passes, the sensor comes into contact only with the base fluid, which has a lower thermal conductivity. As a result, conduction loses predominance, and heat transfer by convection tends to become the main mechanism, although with lower efficiency. The convection that occurs can be considered natural, it happens when heating makes part of the fluid less dense, causing it to rise, while the cooler, denser fluid sinks, creating a flow that transfers heat through buoyancy forces (Incropera & Dewitt, 2003).

It was therefore shown that the heating process followed not only the sedimentation progression over time but also its variation depending on the position within the cylinder. This explains why thermal readings at the top start at lower levels and later increase due to convection, while in the middle region, temperatures were already higher due to longer exposure to accumulated heat.

CONCLUSIONS

This study analyzed the effect of temperature on the sedimentation of barite and calcite suspensions as weighting agents. Tests were conducted in 2000 mL cylinders under three conditions: ambient temperature, base thermal gradient heating at 60 °C, and isothermal heating at 60 °C. The results allowed for the evaluation of sedimentation dynamics under the three conditions and showed that increased temperature accelerates sedimentation, with isothermal heating being the most efficient, followed by the thermal gradient, and lastly ambient temperature. The experimental results, together with rheological graphs at different temperatures, also confirmed the influence of this parameter on sedimentation. Additionally, the temperature evolution over time at different heights highlighted the heat transfer mechanisms of conduction and convection present in the process, enabling a better understanding of thermal interactions during sedimentation.

ACNOWLEDGEMENTS

The authors gratefully acknowledge the funding and support from Petrobras (Project SAP 4600669323) and UFRRJ, as well as the assistance of the Fluid Flow Laboratory in the development of this work.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERENCES

A. O. NIECKELE, Aumento de pressão de fluido confinado no anular de poços de petróleo., Ph.D. thesis, PUC-Rio (2014).

R. R. Rocha, B. F. Oechsler, L. A. Meleiro, F. M. Fagundes, F. O. Arouca, J. J. Damasceno, C. M. Scheid, L. A. Calçada, Settling of weighting agents in non-newtonian fluids to off-shore drilling wells: Modeling, parameter estimation and analysis of constitutive equations, Journal of Petroleum Science and Engineering 184 (2020).

M. A. Cremasco, Operações unitárias em sistemas particulados e fluidomecânicos, Blucher, 2018.

G. G. Stokes, On the Effect of the Internal Friction of Fluids on the Motion of Pendulums, Cambridge University Press, 1850.

R. Caenn, H. Darley, G. Gray, Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids, 7th Edition, Gulf Professional Publishing, 2017

GHAWI, Ali Hadi. A numerical model of flow and settling in sedimentation tanks in potable water treatment plants. 2008. Thesis (PhD in Civil Engineering) – Slovak University of Technology in Bratislava, Faculty of Civil Engineering, Department of Sanitary and Environmental Engineering, Bratislava, 2008.

LIU, Chengyong et al. The sedimentation mechanical properties of coal and gangue particles at different granularity levels. Minerals, v. 15, n. 5, p. 472, 2025.

OFEI, Titus Ntow; NGOUAMBA, Elie; OPEDAL, Nils; LUND, Bjørnar; SAASEN, Arild. Rheology assessment and barite sag in a typical North Sea oil- base drilling fluid at HPHT conditions. Korea-Australia Rheology Journal, v. 35, n. 2, p. 81-94, 2023.

W. NOCON, Practical aspects of batch sedimentation control based on fractional density changes. powder technology, Powder Technology 198 (2010) 167–174.

M. METZGER, Simulation studies of settling properties in sedimentation process, in: 11th European Simulation, 1997, pp. 675–678.

INCROPERA, Frank P.; DEWITT, David P. Fundamentos de transferência de calor e massa. 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2008.

HAMILTON, R. L., & CROSSER, O. K., Thermal conductivity of heterogeneous two-component systems. Industrial & Engineering chemistry fundamentals, 1(3), 187-191, 1962.

GORI, F., & CORASANITI, S., Effective thermal conductivity of composites. International Journal of Heat and Mass Transfer, 77, 653-661, 2014.

ISBN: 978-65-5222-057-8

USE OF X-RAY DIFFRATOMETRY TO EVALUATE THE INHIBITION OF REACTIVE CLAYS BY PAMAM G0.5 IN AQUEOUS-BASED DRILLING FLUIDS

Julia Gracielle Gomes de Souza[1], João Pedro Celestino Soares[2], Grazielle Lopes[1], Luciana S. Spinelli[1,3]

[1]*Federal University of Rio de Janeiro/Nanotechnology Engineering Program PENt-COPPEUFRJ, ju.gracielle@ufrj.br,grazilp@yahoo.com, luspinelli@pent.coppe.ufrj.br*

[2]*Federal Institute of Rio de Janeiro - Duque de Caxias Campus, joao.celestino.ifrj@gmail.com.*

[3]*Federal University of Rio de Janeiro/Institute of Macromolecules Professor Eloísa Mano, spinelli@ima.ufrj.br*

ABSTRACT

The swelling of clay minerals represents a major challenge in well drilling operations, as it can compromise the structural integrity of the well and operational efficiency. Several approaches have been investigated to mitigate the swelling of these clay minerals. Polyamidoamine dendrimers (PAMAM) emerge as a promising alternative, due to their high density of functional groups and remarkable ability to interact with clay surfaces. This work aims to synthesize half-generation PAMAM dendrimer (G0.5) and evaluate its ability to inhibit clays in aqueous fluids. The synthesis took place using a divergent route, addition of monomers to the nucleus, followed by amidization, allowing the controlled construction of generations. PAMAM G0.5 was characterized by Fourier transform infrared spectroscopy (FTIR) and thermogravimetric analysis (TGA). The appearance of characteristic bands attributed to C=O bonds (1730 cm^{-1}) and N–H (1251 cm^{-1}) indicated the efficient formation of the material. TGA analysis revealed a Tonset around 300°C, compatible with what is expected for this generation. After characterization, aqueous fluids containing bentonite, 0.5% w/v of PAMAM G0.5 and other additives used in aqueous drilling fluids were formulated. The system was subjected to thermal aging at 90°C/16h and subsequent drying to obtain solid material. The X-ray diffraction (XRD) technique was used to evaluate the inhibition potential of G0.5 by changing the basal spacing. The diffractometer pattern showed changes in the crystallinity of the clay minerals after the addition of dendrimers to the fluid, suggesting effective interaction and possible stabilization of the structure. Therefore, it can be concluded that the efficiency of applying dendrimers as a clay swelling inhibitor represents a technological innovation in drilling fluid engineering, offering benefits both for the stability of wells and for the reduction of environmental impacts associated with conventional additives.

Keywords: Drilling fluids, dendrimers, clay mineral inhibition, PAMAM, thermal stability.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Drilling fluids play an essential role in the oil well drilling process, contributing to well stability, gravel removal, pressure control, and rock formation integrity (Amorim et al., 2003). The performance of these fluids is directly related to their rheological and filtration properties — such as viscosity, gel consistency, filtrate control, and plaster formation.

To ensure the safety and efficiency of drilling, the fluids must have good thermal stability, solids suspension capacity, low abrasiveness, low corrosivity, and must not compromise the productivity of the producing formations (Vieira et al., 2009). However, the presence of active shales—found in about 75% of drilled formations—poses a challenge, accounting for more than 90% of well instability problems (Trenery et al., 2009). The clay minerals present in these shales, such as smectites, are highly hydrated. Its layered structure allows water to penetrate, promoting an increase in basal spacing — a phenomenon known as swelling or expansion (Amorim, 2006). To mitigate this process, chemical inhibitors are added to the fluids, which act by physical or chemical adsorption on the negative surfaces of the clays, promoting cation exchange and structural stabilization (Mello, 2001).

Traditionally, inorganic salts such as potassium chloride (KCl) and sodium chloride (NaCl) are used as chemical inhibitors of clay hydration. KCl stabilizes the structure of clays by replacing Na^+ ions with K^+ in the interlayers, reducing the tendency to swell (Albuquerque, 2006) as shown in Figure 1. However, these salts have high environmental toxicity, being gradually replaced by less impactful alternatives, such as chlorine-free salts (Pereira, 2009).

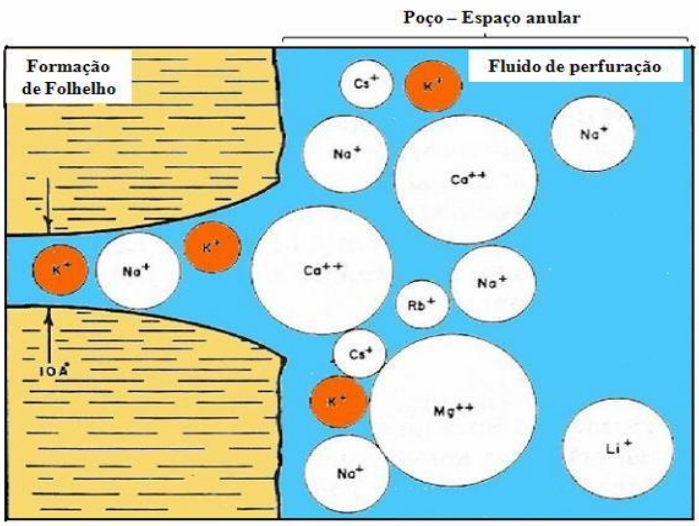


Figure 1: Introduction of ions into the interlayers of the active shales.

In this context, polyamidoamine dendrimers (PAMAM) emerge as a promising solution, due to their highly functionalized three-dimensional structure. These polymers are able to interact specifically with the surface of

ISBN: 978-65-5222-057-8

clay minerals, promoting stabilization and reducing swelling of clay minerals. In addition, they have high thermal stability and can be designed to minimize the environmental impact of the waste generated (Mello, 2001; Vieira et al., 2009). Therefore, this work aims to evaluate the efficiency of PAMAM dendrimers as inhibitors of expansive clays in drilling fluids, evaluating their application in well stabilization and their viability as a more sustainable alternative to conventional salts.

METHODOLOGY

PAMAM Dendrimer Synthesis and Characterization

The polyamidoamine dendrimer (PAMAM) was synthesized by the divergent route, according to the methods described by Tomalia *et al.* (1985) and Froimowicz *et al.* (2005). Synthesis was performed in an inert nitrogen atmosphere, using 9 mL (0.1349 mol) of ethylenediamine (EDA), 54 mL (0.5965 mol) of methyl acrylate (MA) and 80 mL of methanol, added to a 250 mL roundbottomed flask with three mouths. The reaction was conducted at room temperature for four days, under continuous magnetic stirring.

The resulting product was purified by vacuum distillation at 60 ° C and characterized by Fourier transform infrared spectroscopy (FTIR) to identify functional groups, and by thermogravimetric analysis (TGA) to evaluate thermal stability.

Formulation of Drilling Fluids

The preparation of the fluids followed a sequential addition of additives as shown in Table 1, under constant agitation at approximately 13,000 rpm using the Hamilton Beach mixer. After formulation, the fluids remained at rest for 24 hours before the analyses were performed for evaluate the clay swelling. The synthesized dendrimers were incorporated into the formulated water-based drilling fluids. Three systems were designed and prepared.

- (i) **Standard fluid**: with bentonite, without inhibitor.
- (ii) **Commercial fluid**: using KCl as inhibitor.
- (iii) **PAMAM fluid**: additivated with G0.5 half-generation polyamidoamine dendrimers to evaluate its inhibitory action.

Table 1: Standard formulation of water-based drilling fluid

Additives	Standard	Commercial fluid	PAMAM fluid
Water	350 ml	350 ml	350 ml
KCl	-----	3.0%m/v	-----
Bentonite	22g	22g	22g
PAMAM G0.5	-----	-----	3.0%m/v

ISBN: 978-65-5222-057-8

Evaluation of Drilling Fluids Properties

Each fluid system was assessed in three distinct steps. The first step involved evaluating rheological properties and filtrate loss before aging. The second step focused on post-aging rheological and filtrate properties. The third step, conducted after aging, assessed rheological behavior and swelling inhibition capability. In total, nine fluids were prepared for analysis. The thermal aging was done in a roller oven at 90°C for 16 hours by using a Fann 35A rotational viscometer. The filtration tests were performed in an LPLT filter press at 100 psi pressure and room temperature and the filtrate was collected after 30 minutes. Table 2 shows the rheological parameters, the measurement condition and their ranges.

Table 2: Rheological parameters in Fann 35A viscometer and LPLT filter press

Rheological Parameters	Measurement condition	Values ranges
Apparent Viscosity (AV)	L600/2	15 - 35 Cp
Plastic Viscosity (PV)	L600-L300	≥15 Cp
Flow Limit (YE)	L300-VP	15 N/m^2
Filtrate Loss Volume (FL)	After 30 min	≥18 mL

To evaluate the inhibition performance of the PAMAM G0.5 dendrimer, the fluids were centrifuged to separate the solids (bentonite), and then dried in an oven at 60°C. The dried solids were analyzed by X-ray diffraction (XRD), in order to identify structural changes in the bentonite, and by TGA, to evaluate the thermal stability of the solids after interaction with the different inhibitors.

RESULTS AND DISCUSSION

Fourier Transform Infrared Spectroscopic Analysis (FTIR)

Figure 2 shows the infrared spectra (FTIR) of the synthesized PAMAM G0.5 dendrimer. The spectrum revealed characteristic bands compatible with the presence of ester groups, indicating the successful formation of the molecule. The main bands observed were:

- **2953 cm^{-1}**: asymmetric stretching of C–H bonds of the methyl group;
- **1731 cm^{-1}**: carbonyl stretch vibration (C=O), characteristic of ester groups (Silverstein, 2005);
- **3460 cm^{-1}**: band assigned to secondary amides, suggesting the presence of reaction by-products, probably due to parallel reactions during synthesis.

ISBN: 978-65-5222-057-8

The similarity of the spectrum obtained with the profiles reported in the literature confirms the formation of the intermediate G0.5, according to previous studies (Kannaiyan & Imae, 2009; Niu et al., 2011).

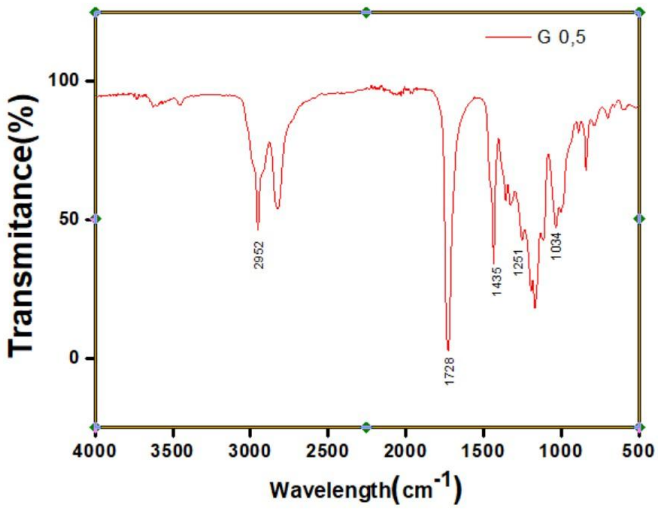


Figure 2: Infrared (FTIR) spectra of the PAMAM G 0.5 dendrimer.

Thermogravimetric Analysis (TGA)

Figure 3 shows the thermogravimetry curve of sample G 0.5. Initially, a mass loss of approximately 9% up to 100 °C was observed, attributed to the elimination of residual solvents and absorbed moisture (Silvestrini et al., 2018). The sample showed a single main stage of thermal degradation between 250–300 °C, which evidences its thermal stability. This behavior contrasts with conventional additives, which generally degrade at lower temperatures. The peak observed in this range indicates the thermal decomposition of the organic structure of the dendrimer (Takagi et al., 2000).

These results confirm that the synthesized PAMAM G 0.5 dendrimer has the structural and thermal stability required for its application as an inhibitor in drilling fluids.

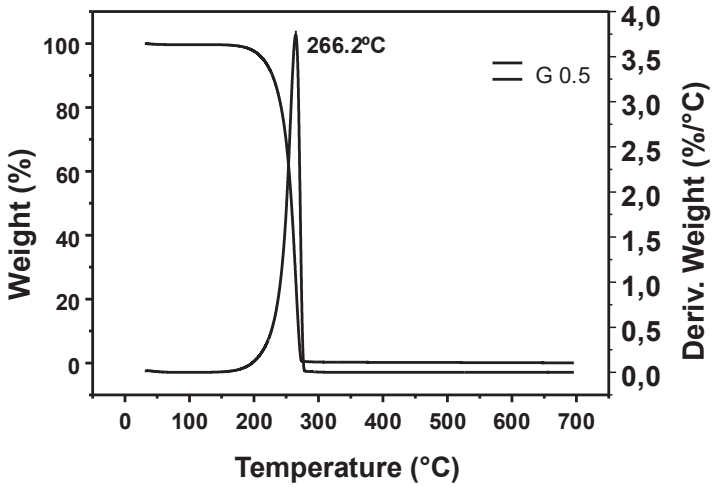


Figure 3: Thermogravimetry curve of sample G 0.5.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Evaluation of the Influence of Dendrimer PAMAM G0.5 on Fluids Properties

Rheological and Filtrate Properties

The efficacy of the chemical additives was evaluated through the rheological and filtration properties of the drilling fluids, before and after thermal aging. The additives were incorporated into the formulations according to the concentrations specified in Table 1, ensuring comparable experimental conditions between the systems analyzed in duplicates. Table 3 presents the results obtained for rheological and filtration properties before and after aging of the fluids.

Table 3 - Rheological and filtration properties of drilling fluids

Fluids	AV (cP)	PV (cP)	YE (N/m²)	FL (mL)
FS FS (aged)	12 19	9 14	6 11	25 20
FCI FCI (aged)	12 11	5 4	15 14	21 23
FG 0.5 FG 0.5 (aged)	18 17	12 10	12 15	20 18

Being: AV – apparent viscosity, PV – plastic viscosity, YP – yield point, FL – filtrate loss, FS – standard fluid, FCI – fluid with commercial inhibitor, FG 0.5 – fluid with PAMAM G0.5.

This approach allowed us to compare the ability of each inhibitor to preserve the desirable properties of the fluid, to control clay hydration and resistance to aging. After thermal aging, the fluid without inhibitor (FS) showed rheological instability and higher filtrate loss volume, showing susceptibility to clay swelling. The fluid with KCl (FCI) had moderate stability, but with a slight increase in filtrate loss. On the other hand, the fluid with PAMAM G0.5 dendrimer (FG 0.5) shows better results of rheological properties and filtrate loss in the tested concentration, indicating that the dendrimer can confer high thermal stability, making it a promising alternative to conventional inhibitors.

Thermal Analysis of Drilling Fluids

Figure 4 shows the thermogravimetric curves corresponding to the dried solids of the three distinct formulations of drilling fluids. For all curves, the first mass loss, observed below 150 °C, is associated with the water and residual solvents evaporation—a behavior typical of aqueous systems and consistent with the literature (Nanjo & Sekiguchi, 1998). In the range of 150 °C to 400 °C, the PAMAM fluid showed a smoother degradation curve, indicating greater thermal stability. This effect is attributed to the dendrimer's highly branched structure and the presence of amide bonds, which enhance the rigidity of the

ISBN: 978-65-5222-057-8

molecular matrix (Takagi et al., 2000). Between 400 °C and 700 °C, the PAMAM fluid showed higher thermal residue compared to the other systems, suggesting the formation of carbonaceous structures or stable residues, reinforcing the role of PAMAM as a thermal stabilizer (Newkome & Shreiner, 2008). Compared to the commercial inhibitor, the dendrimer demonstrated superior performance, with more predictable and structured thermal behavior under high temperature. These results show the potential of PAMAM G0.5 as a functional additive, capable of combining thermal stability, structural definition and lower environmental impact (Sebestík etal., 2012).

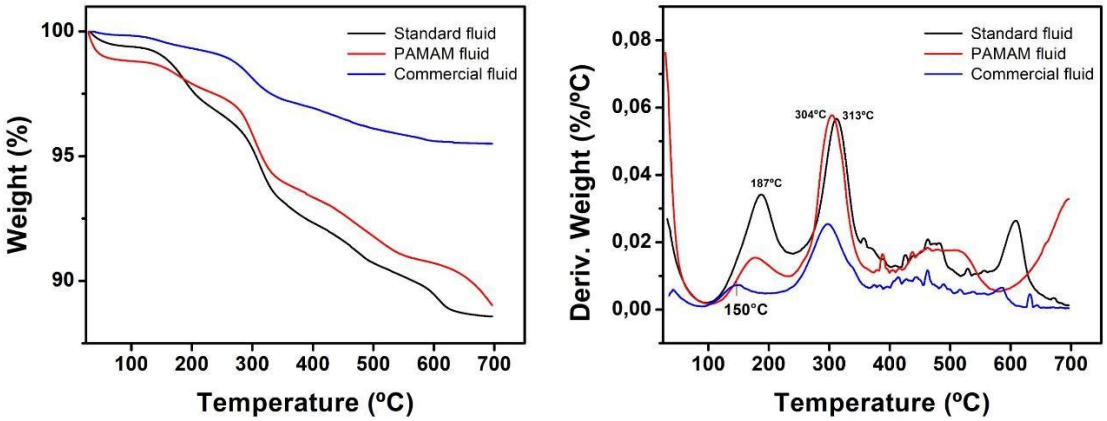


Figure 4: Thermogravimetric curves corresponding to the dried solids of the three different drilling fluids.

X-ray Diffraction (XRD)

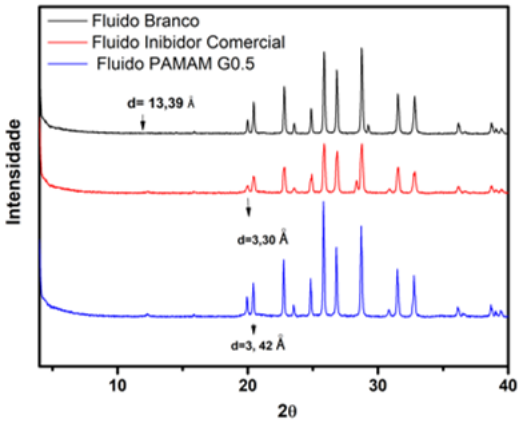
Figure 5 presents the diffractograms from the samples of bentonite after 24 hours contact with the different fluids of drilling.

In standard fluid, the presence of intense and well-defined peaks at low angles (2θ ≈ 6°–7°) characteristic of the hydrated phase of bentonite is observed, indicating intense interlamellar expansion, due to water absorption, a typical phenomenon of smectite-type clays (Christidis et al., 1999). Thus, it showed a higher swelling ratio due to the expansive nature of the smectite present.

In commercial fluid (with KCl), there was a shift from the main peaks to higher values of 2θ, accompanied by a reduction in its intensity. Such behavior is associated with the replacement of Na ions by K in the interlamellar layers, which reduces the hydration capacity of the clay and limits its swelling, confirming the action of KCl as an inhibitor of shale (Patel et al., 2018).

The PAMAM fluid shows similar behavior to that of KCl, displacement of peaks above 2θ and significant attenuation of intensity. This result suggests that dendrimers promote structural stabilization of bentonite through electrostatic interactions and hydrogen bonds between its amine terminal groups and the functional groups present on the clay surface (Rani et al., 2021).

ISBN: 978-65-5222-057-8



Lei de Bragg

$$n \cdot \lambda = 2d \cdot \sin(\theta) \quad \Rightarrow \quad d = \frac{n \cdot \lambda}{2 \cdot \sin(\theta)}$$

Fluido	2θ (°)	θ (°)	d (Å)	Interpretação
Fluido branco	6,5	3,25	13,59 Å	Alta hidratação/ inchaço
Fluido PAMAM	26	13	3,42 Å	Inibição /baixa hidratação
Fluido comercial	27	13,5	3,30 Å	Inibição forte

Figure 5: Diffractograms obtained from the drilling fluids

CONCLUSIONS

This work demonstrated that the PAMAM G0.5 dendrimer, synthesized via divergent route, has structural and thermal properties compatible with its application in drilling fluids. Characterization by FTIR and TGA confirmed the formation and stability of the dendrimer, while tests with drilling fluids revealed its ability to inhibit the swelling of smectite-type clays.

Compared to the commercial inhibitor KCl, PAMAM G0.5 proved to be more efficient in maintaining rheological and filtration properties after thermal aging, in addition to showing greater interaction with the bentonite structure, as demonstrated by XRD. Its functionalized structure and the possibility of reducing environmental impacts reinforce its potential as an innovative and sustainable additive.

Thus, the use of dendrimers such as PAMAM G0.5 represents a technological advance for drilling fluid engineering, being a promising alternative for future industrial and scientific applications.

ACNOWLEDGEMENTS

Petrobras, ANP, PRH 16.1, UFRJ, LMCP.

REFERENCES

Albuquerque, A. C. C. Use of Chemically Modified Polymers as Additives for Water-Based Drilling Fluids. Master's thesis, Department of Organic Chemistry, Federal University of Rio de Janeiro, 2006.

Amorim, L.V. Improvement, Protection and Recovery of the Rheology of Hydroclay Fluids for Use in the Drilling of Oil Wells. Thesis (PhD in Process Engineering), CCT, UFCG, Campina Grande, PB, 2003.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Christidis, G. E., & Scott, P. W.. Physical and chemical properties of bentonite: important indicators for the evaluation of its industrial applications. Applied Clay Science, 15(1-2), 145-168, 1999.

Froimowicz, P., Gandini, A., & Strumia, M.. New polyfunctional dendritic linear hybrids from terminal amine polyether oligomers (Jeffamine®): synthesis and characterization. *Tetrahedron letters*, *46*(15), 2653-2657, 2005.

Mello, L. A. M. Determination of the Chemical Composition of Commercial Clay Stabilizers, Center for Research and Development, April 2001.

Nanjo, M.; Sekiguchi, A. Group-14-element-based hybrid dendrimers: Synthesis and characterization of dendrimers with alternating Si and Ge atoms in the chains. Organometallics, v. 17, n. 3, p. 492–494, 1998. DOI: 10.1021/OM970678W.
Newkome, G.; Shreiner, C. D. Poly(amidoamine), polypropylenimine, and related dendrimers and dendrons possessing different 1→2 branching motifs: An overview of the divergent procedures. Polymer, v. 49, n. 1, p. 1– 173, 2008. DOI: 10.1016/j.polymer.2007.10.021.

Patel, A. D., et al. Evaluation of clay inhibition performance of KCl and polymer-based inhibitors in water-based drilling fluids. Journal of Petroleum Science and Engineering, 162, 45–54, 2018

Pereira, E. Use of Clay Inhibitors as Problem Solving in Sounding, Available at: www.systemmud.com.br.

Rani, S., et al.. Dendrimer–clay interactions: Experimental and molecular dynamics investigation. Applied Clay Science, 208, 106151, 2021.

Sebestik, J.; Reinis, M.; Jezek, J. Synthesis of dendrimers: Convergent and divergent approaches. In: BRUNNER, H.; KREJCIK, M. (Org.). Bioorganic Chemistry: Peptides and Proteins. Vienna: Springer, 2012. p. 55–81. DOI: 10.1007/978-3-7091-1206-9_6.

TAKAGI, K. et al. Triazine dendrimers by divergent and convergent methods. Journal of Polymer Science Part A: Polymer Chemistry, v. 38, no. 24, p. 4385–4395, 2000. doi:10.1002/1099-0518(20001215)38:24<4385.

Tomalia, D. A., Baker, H., Dewald, J., Hall, M., Kallos, G., Martin, S., Smith, P.. A new class of polymers: starburst-dendritic macromolecules. Polymer journal, 17(1), 117-132, 1985

Tomalia, D. A., et al. Dendritic molecules: A new class of nanoscopic soft materials. Chemical Reviews, 114(6), 3459–3507, 2014.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Trenery, J., Mullen, G. Water-based fluid performs like oil-based mud, available at http:www.eandpnet.com/area/exp/744.htm.

Vidal, E.L.F., Felix, T.F., Garcia, R.B., Costa, M., Girão, J.H.S. Application of New Cationic Polymers as Clay Inhibitors in Water-Based Drilling Fluids, Annals of the 4th PDPETRO, Campinas, SP, October 2007.

Vieira, T. M., Amorim, L. V., Lira, H. L., Medeiros, R. C. A. Evaluation of swelling inhibition of bentonite clays – preliminary study. 53rd Brazilian Congress of Ceramics, Guarujá, SP, June 2009.

ISBN: 978-65-5222-057-8

NUMERICAL METHODOLOGY USING CFD-DEM FOR SAND RETENTION TEST IN RDTW

Sergio Yoshio Ogata Junior[1], Fernando Cesar De Lai[2], Vinicius Gustavo Poletto[3], Silvio Luiz de Mello Junqueira[4], Sergio Taveira de Camargo Junior[5], Alexandre Zacarias Ignacio Pereira[6]

[1]CERNN, sergioyogatajr@gmail.com, [2]CERNN, vinsptt19@gmail.com, [3]CERNN, fernandodelai@gmail.com, [4]CERNN, silvio@utfpr.edu.br, [5]CENPES, camargojr@petrobras.com.br, [6]CENPES, alexandre.zip@petrobras.com.br

ABSTRACT

Sand production affects approximately 50% of oil reservoirs and is caused by the detachment of fine particles from the rock formation toward the wellbore. When uncontrolled, the phenomenon leads to significant operational and environmental issues and may result in well abandonment. Among the mitigation alternatives, standalone screens (SAS) are notable due to technical feasibility and low long-term cost. The performance of SAS is evaluated through sand retention tests, such as the slurry test, in which a concentrated sand mixture with a defined particle size distribution (PSD) flows through a coupon. During the experiment, the formation of the retained particle bed, the mass of solids passing through, and the pressure drop are analyzed. PSD is characterized based on the cumulative particle sizes (d_{10}, d_{50}, d_{90}, d_{95}), from which the uniformity ($U_C=d_{40}/d_{90}$) and sorting ($S_C=d_{10}/d_{95}$) coefficients are determined. In numerical modeling, the coupled CFD-DEM approach is commonly employed, where the balance equations for each phase are solved separately. To reduce computational costs, PSD used in simulations must be adapted. This work proposes a numerical methodology for simulating sand retention tests, considering a representative elementary volume with a rectangular geometry to model the SAS of RDTW model with polydisperse continuous PSD. The parameter analyzed is the lower-end truncations (15–75 μm) of a single PSD, which was not reported in past literatures. The acceptance criterion proposed by Adams et al. (2007) is adopted, which defines the maximum allowable sand production as 0.15 lb/ft² per screen area, and screen plugging defined when pressure differential reaches 100 psi, as proposed by Williams et al. (2006). The methodology proposed includes the analysis of effect of parameter on produced mass and PSD, simulation time and pressure drop.

Key words: CFD-DEM, sand retention test, standalone screen, RDTW, numerical methodology.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Sand production in oil wells is one of the oldest reported industry problems. This phenomenon occurs due to the detachment of fine particles from the rock formation, which are then carried toward the wellbore, potentially leading to operational and environmental consequences (Khan et al., 2024). Consequently, sand control measures are implemented to ensure safe and economically viable production. Standalone screen (SAS) installation is among the most widely used techniques due to its relatively lower implementation cost (Wu et al., 2016). Premium screen models can improve particle retention and resistance to plugging by offering more complex flow paths compared to simpler designs like wire-wrapped and slotted linear models (Underdown et al., 1999). While cost-effective for long-term applications, initial implementation steps are expensive, and poorly designed systems can lead to operational issues and, in extreme cases, well shutdown. Therefore, ongoing research and development in this area are essential to ensure reliable solutions (Mathisen et al., 2007). The challenge in SAS selection lies in defining optimal parameters to maximize hydrocarbon production while minimizing sand production (Wu et al., 2016).

SAS performance is evaluated by sand retention tests (SRT) which conducts a static filtration, where particles flow toward a filter medium (Mürkers, 1990). Slurry tests, for instance, simulate gradual rock formation failure by depositing a low-concentration sand mixture onto a coupon (Hodge et al., 2002). Although experiments provide relevant data, numerous tests are required to analyze multiple variables, which increases time and labor. Conversely, numerical methods reproduce results at a relatively lower cost, with minimal risk and greater efficiency, enabling more detailed flow analyses (Ismail et al., 2021). One approach for this application is the CFD-DEM coupled numerical model, where the fluid phase is computed using Computational Fluid Dynamics (CFD) and particle motion is determined through the Discrete Element Method (DEM). Several numerical parameters are necessary for these simulations, such as solid-fluid and solid-solid forces, and particle size distribution (PSD). In past literature, PSD has typically been setup as a discrete, constant diameter or continuous distribution, with the smallest diameter often higher than the US Mesh-325 size (44 μm) which may not accurately represent all sand samples. This work proposes a new numerical methodology to evaluate PSD in a continuous configuration by applying a lower value truncation on RDTW premium SAS.

In this paper we present:

a. A brief literature review of past sand screen selection papers and numerical works focusing on PSD setup
b. A brief explanation of the CFD-DEM model
c. Simulation conditions
d. Results analysis for lower value truncation on PSD for a single sand sample's sand retention test

ISBN: 978-65-5222-057-8

Past numerical works for standalone screens selection

Early SAS selection focused on empirical criteria, often based on the ratio between slot opening width and the sand size equivalent to ten percent (d10) of the sample's accumulated mass. Some authors also verified a relation to sand sample's uniformity ($U_C=d_{40}/d_{90}$) and sorting ($S_C=d_{10}/d_{95}$) coefficients. However, explicit criteria for sand production were not reported, leading industry practices to establish standardized laboratory sand retention tests (SRT). Later, authors proposed criteria for acceptable maximum produced sand per screen area and for permeability or pressure differential related to screen plugging, based on oil and gas field data analyses (Wu et al., 2016).

Mondal et al. (2010) introduced the Discrete Element Method (DEM) to SRT for wire-wrapped screens (WWS), and subsequently, Mondal et al. (2011) extended this approach to plain squash mesh (PSM). Feng et al. (2012) developed an in-house code for CFD-DEM simulations using constant-sized spherical and non-spherical particles. Wu et al. (2016) later simulated two discrete particle size distributions (PSDs) with the same code. Shaffee et al. (2019) incorporated adhesive effects into their particle model to simulate the role of chemical additives in forming sand agglomerates. Ravazi et al. (2021) investigated sand retention mechanisms in WWS using constant-diameter particles. Ismail et al. (2021) developed a code to perform simulations on WWS and PSM with constant diameter/monodispersed PSDs. Subsequently, Ismail (2022) extended this work to different sand samples and non-Newtonian fluids with continuous PSDs. Ogata et al. (2024) presented an exploratory study of SRT on Reversed Dutch Twilled Weave (RDTW) screens, varying screen aperture, slurry concentration, and the lower value truncation of a continuous PSD. Despite several numerical studies on SRT, most configured the PSD without considering fine particles (ø < 44 μm) or chose PSD without fines.

CFD-DEM coupled numerical model

CFD-DEM couples computational fluid dynamics (CFD) to solve fluid flow equations from a Eulerian perspective, and the discrete element method (DEM), developed by Cundall and Strack (1979), to calculate individual particle movement from a Lagrangian point of view.

Translational and rotational movements of solid particle 'j' are derived from Newton's second law, as described in Equations (1) and (2):

$$m_{p[j]}\frac{d\vec{u}_{p[j]}}{dt} = \sum \vec{F}_{p,c[j]} + \vec{F}_{d,p[j]} + \vec{F}_{\nabla p,p[j]} + \vec{F}_{g,p[j]} + \vec{F}_{e,p[j]} \quad (1)$$

$$I_{p[j]}\frac{d\vec{\omega}_{p[j]}}{dt} = \sum \vec{T}_{p,c[j]} + \vec{T}_{\beta\to p[j]} \quad (2)$$

where $m_{p[j]}$ is mass of a particle 'j', $\vec{u}_{p[j]}$ is its velocity vector [m/s], $I_{p[j]}$ its momentum inertia [kg.m²] and $\vec{\omega}_{p[j]}$ its particle rotational velocity [rad/s]. $\sum \vec{F}_{p,c[j]}$ and $\sum \vec{T}_{p,c[j]}$ are respectively sum of contact forces [N] and torques [N.m]. $\vec{F}_{d,p[j]}$, $\vec{F}_{\nabla p,p[j]}$, $\vec{F}_{g,p[j]}$, $\vec{F}_{e,p[j]}$ and $\vec{T}_{\beta\to p[j]}$ are forces and torque due to interaction between phases that are related to drag, pressure gradient, force from gravitational field and buoyancy, respectively.

Normal contact forces are calculated using hysteretic linear spring model, proposed by Walton and Braun (1986) that applies Hooke's law in steps of loading $F_{n,c}$ and unloading $F_{n,\mathrm{d}}$, and a restitution coefficient ε is used to account for energy

ISBN: 978-65-5222-057-8

dissipation (Kruggel-Emden et al., 2007). Tangential contact forces are calculated by the Coulomb limit model introduced by Tsuji *et al.* (1992). Contact torque in the normal direction $\vec{T}_n$ refers to particle rotation (Norouzi *et al.* 2016) and rolling resistance with constant torque is defined for tangential direction $\vec{T}_t$ (Beer and Johnson, 1976 *apud* Zhou *et al.* 1999). The summary of contact terms is presented in Table 1.

Table 1: Summary of contact forces and related parameters

$F_{n,c} = K_{n,c}\delta_n$	(3)	$F_{n,d} = F_n + K_{n,d}(\delta_n - \delta_{n,0})$	(4)
$K_{n,d} = \frac{K_{n,c}}{\varepsilon^2}$	(5)	$\frac{1}{K_{n,c}} = \frac{1}{k_{n[1]}} + \frac{1}{k_{n[2]}}$	(6)
$k_{n[j]} = E_{p[j]}L_{p[j]}$	(7)	$F_t = -\mu_f\lvert F_n\rvert\vec{t}$	(8)
$\mu_f = \begin{cases}\mu_{f,s}, u_t \le u_{t,lim}\\ \mu_{f,d}, u_t > u_{t,lim}\end{cases}$	(9)	$\vec{T}_n = R\vec{n} \times \vec{F}_n$	(10)
$\vec{T}_t = -\mu_r R\lvert F_n\rvert\vec{\omega}$	(11)		

Equations (12) and (13) describe the mass and momentum conservation for fluid phase flow in a solid-fluid multiphase domain (Norouzi *et al.*, 2016):

$$\frac{\partial(\varepsilon_\beta\rho_\beta)}{\partial t} + \nabla\cdot(\varepsilon_\beta\rho_\beta\vec{u}_\beta) = 0 \quad (12)$$

$$\frac{D(\varepsilon_\beta\rho_\beta\vec{u}_\beta)}{Dt} = -\varepsilon_\beta\nabla\cdot p_\beta + \nabla\cdot(\varepsilon_\beta\mu_\beta\nabla\cdot\vec{u}_\beta) + \varepsilon_\beta\vec{F}_{\beta,b} + \vec{F}_{p\to\beta} \quad (13)$$

where ε_β is fluid volumetric fraction [%], and $\vec{F}_{\beta,b}$ force per volume unit due to gravitational field [N/m³]. $\vec{F}_{p\to\beta}$ is force per volume of control unit interaction between solid-fluid phases [N/m³].

Simulation conditions

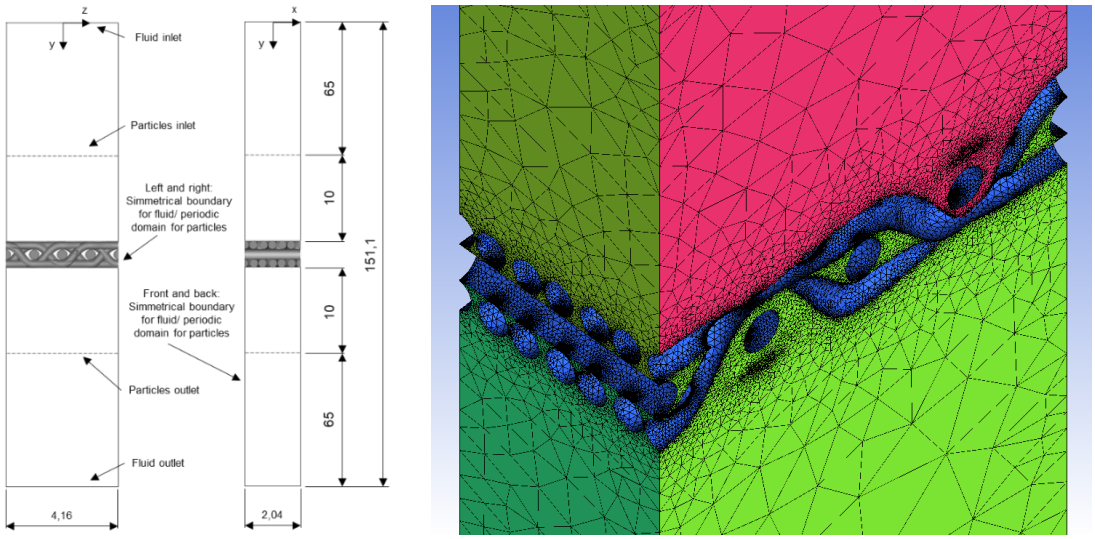
Figure 1.a illustrates the computational domain's geometry and boundary conditions. CFD-DEM simulations were performed using the commercial software package comprising Ansys Fluent 2025 R1 coupled with Ansys Rocky 2025 R1. Free fluid regions with lengths of 65 mm were selected to ensure fully developed flow upon reaching the particle inlet and exiting the fluid outlet. A representative elementary volume was chosen following a procedure proposed by Glatt et al. (2009), which combines repeating screen patterns and resulted in a 2.04 mm x 4.16 mm coupon.

The original CAD geometry, as received from the manufacturer, contained wires with contact lines and surfaces that caused divergences in CFD simulations. This necessitated a reduction of the weft wire diameters from 320 µm to 300 µm. Mesh generation was performed using Ansys ICEM CFD 2025 R1, with 1.8 million cells to the domain. In the fluid-only region, hexagonal meshes were applied, whereas tetrahedral meshes were selected for multiphase flow zones with refinement concentrated in regions between and around the wires, as shown in Figure 1.b.

Fluid enters the domain with a uniform velocity and exits at the fluid outlet with a prescribed constant pressure. The particle inlet is configured at the

ISBN: 978-65-5222-057-8

same speed as the fluid, with its concentration varied on a case-by-case basis. At the outlet, particles are removed from the domain, but information regarding produced particle mass and PSD is stored. A no-slip condition is applied at the screen surfaces. Pressure differential is calculated between the fluid inlet and outlet.



(a) (b)

Figure 1: a) Domain and boundary condition and b) Mesh refinement on and near screen

Fluid and sand properties are based on experimental data reported in the document '2023Cernn-BR_Reativos_SPI-Incrustação_RTF_Telas'. A 70/30 glycerin-water solution at 24°C was formulated to achieve a dynamic viscosity of 20 cP, ensuring sand suspension in the mixture. PSD truncation value is based on US Mesh screen sizes. The maximum acceptable sand production per screen area of 0.15 lb/ft², as specified by Adams et al. (2007), and screen plugging when pressure reaches 100 psi, as stated by Williams et al. (2006), is considered. Numerical parameters calibration is also described in the report. A summary of all parameters is presented in Table 2, and PSD details in Figure 2.

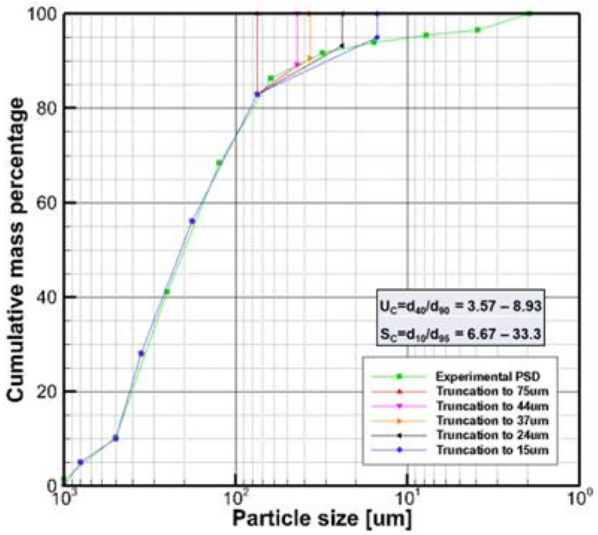


Figure 2: PSDs detail

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 2: Summary of fluid and sand properties and numerical parameters

ρ_β	Density [kg/m³]	1200	U_p	Particle velocity [m/s]	0.01
μ_β	Dynamic viscosity [cP]	20	E_p	Young's module [N/m²]	10^8
U_β	Inlet fluid velocity [m/s]	0.01	$\mu_{f.s}$	Static friction coefficient	0.1
PSD	Particle size distribution	Figure 2	$\mu_{f.d}$	Dynamic friction coefficient	0.05
-	Particles shape	Spherical	ε	Restitution coefficient	0.3
-	PSD lower truncation value [um]	15-75	μ_r	Rolling resistance coefficient	0.05
C_p	Particle concentration [g/L]	10	υ_p	Poisson coefficient	0.3

Simulations were conducted by varying PSD lower value truncation to investigate the impact of fine particles (<44 μm) on sand retention tests. The analysis was based on computational cost, physical time, sand production and differential pressure.

Effect of PSD lower value truncation

Lowering the PSD truncation value from 75 μm implies that a certain number of particles previously designated as 75 μm are now distributed by mass into a wider range of sizes, for example, from 44 μm to 75 μm. This effectively increases the number of particles in the simulation, requiring the DEM solver to process more calculations and, consequently, increasing simulation time. Smaller particles pass through the screen's gaps with greater ease, hindering the process of filling pore necks and leading to extended physical times.

The effect is observed in Figure 3.a, which illustrates the number of particles that cross the screen over time. For truncation values from 75 μm to 24 μm, the physical time increased from 17.7 seconds to 40.4 seconds, and the simulation time from 1.5 days to 8.1 days. The 15 μm case was interrupted mid-calculation at 41.4 seconds (physical time) to collect partial data, due to an excessively long simulation time of 44.2 days. Thus, it was not possible to reach the sand production stabilization time, unlike other cases. This case is currently being simulated, and its full results will be analyzed in future work. For the fixed parameters of 10 g/L concentration and PSD, it can be observed that the number of produced particles increases by an order of magnitude.

The cumulative produced PSD, illustrated in Figure 3.b, shows that all cases present almost a linear profile on a logarithmic scale. Smaller truncation values tend to shift the curve toward upper-right of the graph, verifying the impact of smaller particles in sand retention test. Despite not completing the 15 μm case, a linear fit applied to the points in Figure 3.b, where the cumulative particle size percentage reaches the case's truncated value (the point where the curve transitions to a vertical line), indicates that the percentage of produced particles with a 15 μm size would represent approximately 32.2%. (This corresponds to a point at 67.8% on the vertical line where the linear fit curve crosses.)

Even though the number of produced particles increases by an order of magnitude with reduced PSD truncation values (Figure 3.a), the size of solids that percolate the screen are smaller, and mass production does not significantly increase. Figure 3.b shows that the mass corresponding to the truncated diameter is the most representative in sand production, especially for higher truncation values. Figure 3.c illustrates that the contribution of cumulative mass for each particle size larger than the truncated diameter increases linearly

ISBN: 978-65-5222-057-8

on a linear-log scale, and all profiles exhibit similar slopes. The resulting total mass produced is shown in Figure 3.d where the PSD truncated at 75 μm resulted in 0.023 lbf/ft² of produced sand, increasing to 0.058 lbf/ft² for the 24 μm truncation. For the unfinished 15 μm simulation, a total of 0.079 lbf/ft² of particles were produced. By applying a power fit to the data between 75 μm and 24 μm truncations (Figure 3.d), an extrapolated value of 0.085 lbf/ft² is expected for the 15 μm case. These values represent between 15.1% and 56.7% of the 0.15 lbf/ft² criterion, indicating that all cases satisfy the sand retention test requirements.

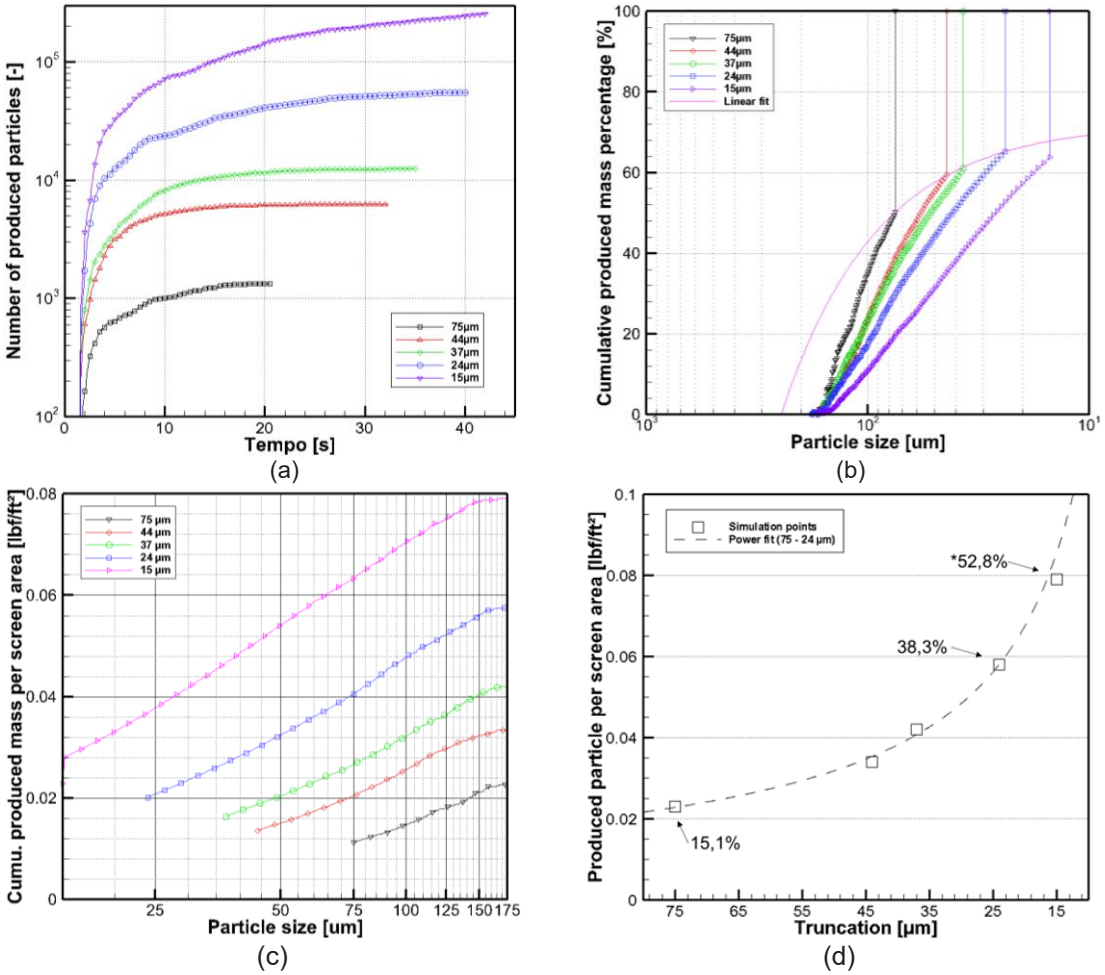
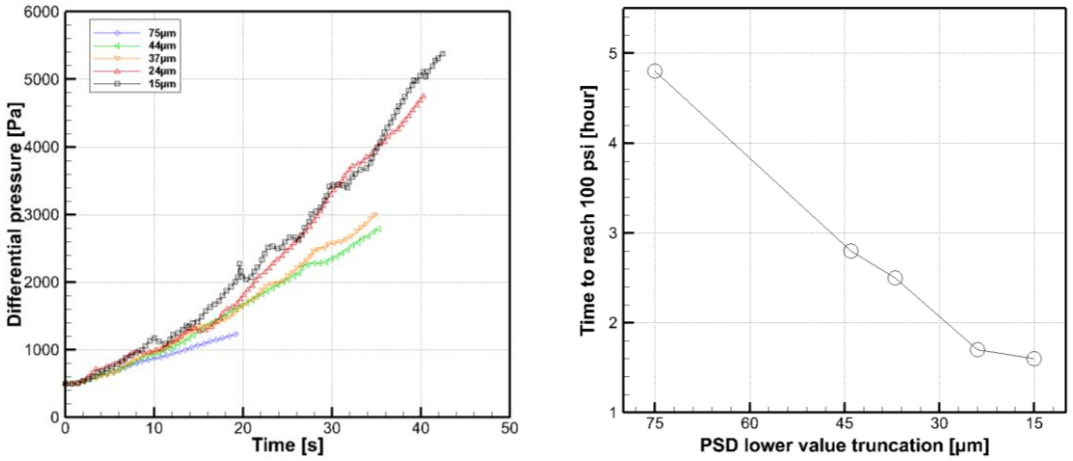


Figure 3: Effect of particle concentration at number of particles produced on a) number of produced particles, b) produced PSD, c) cumulative and d) total produced mass per screen area

The differential pressure over time is influenced by the lower value truncation, affecting both the profile's slope and oscillation, as illustrated in Figure 4.a. For the PSD truncated at 75 μm, the differential pressure builds up at a slower rate. However, the profile's slope steepens as the truncation value decreases, indicating that smaller particles tend to fill pore throats and the spaces between larger particles, which reduces free flow paths and thus leads to a quicker evolution of differential pressure. It can also be observed that as the truncation value is lowered, the oscillation in the pressure profiles becomes more pronounced. This phenomenon occurs due to clusters of particles that are trapped inside the screen that are intermittently pressed against and released from

ISBN: 978-65-5222-057-8

the screen as differential pressure increases, impacting both fluid flow and the measured differential pressure. This is another reason why simulation time increases as truncation is lowered. The extrapolation of the pressure profile to calculate the time required to reach 100 psi (0.7 MPa) resulted in a linear profile on a linear scale. The results show that the presence of finer particles leads to rapid plugging, with a difference in plugging time from 4.8 hours (for 75 µm truncation) to 1.7 hours (for 24 µm truncation).



(a) (b)

Figure 4: Effect of lower value truncation on a) differential pressure and b) time to reach 100 psi (0.7 MPa)

CONCLUSIONS

This study proposes a numerical methodology for simulating sand retention tests, focusing on applying lower value truncation for continuous particle size distributions (PSD) on a Reversed Dutch Twilled Weave (RDTW) screen.

Our analysis reveals that reducing the PSD truncation from 75 µm to 15 µm led to a 375% increase in total sand produced (from 0.023 to 0.085 lbf/ft²), which is primarily attributed to the increased mass of particles at the truncated size. The slope of the differential pressure intensifies with lower truncation values, as smaller particles more effectively fill pore gaps, thereby constricting fluid flow paths. The presence of finer sand alters the cumulative PSD, the total produced mass, and the time required to reach 100 psi. Nevertheless, these changes exhibit predictable patterns, suggesting a potential for forecasting outcomes for even lower truncation values.

Conversely, a reduced PSD truncation value significantly extends simulation time that stems from a confluence of factors: a magnitude increases in the number of particles within the domain; the greater ease which small particles traverse screen apertures, impeding the formation of a stable particle bed and allocation between screen's gap; and oscillations in differential pressure triggered by particle clusters being intermittently released from the screen.

The initial findings from our current methodology highlight the critical importance of lower value truncation in representing the influence of fine particles (< 44 µm) in sand retention tests. Future simulations will further enhance this methodology's relevance by exploring PSD variations in uniformity and sorting coefficients, different fluid types (e.g., crude oil and gas), alternative screen models and apertures, and truncation values below 15 µm, utilizing high-performance computing (HPC) resources.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ACNOWLEDGEMENTS

Financial support from Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP –, from Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP –, from Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT – by means of Human Resources Program of ANP for the Setor Petróleo e Gás – PRH- ANP/MCT – and from Human Resource Formation Program of PETROBRAS - PRH10- UTFPR.

REFERENCES

ADAMS, P. R. *et al.* Current state of the premium screen industry: buyer beware, methodical testing and qualification shows you don't always get what you paid for. SPE Drilling & Completion, v. 24, n. 03, p. 362-372, 2007

CUNDALL, P. A.; STRACK, O. DL. A discrete numerical model for granular assemblies. geotechnique, v. 29, n. 1, p. 47-65, 1979.

FENG, Y. *et al.* Evaluation of sand screen performance using a discrete element model. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. SPE, 2012. p. SPE-158671-MS.

GLATT, E. *et al.* Structure and pressure drop of real and virtual metal wire meshes. Fraunhofer ITWM, v. 157, p. 56, 2009.

HODGE, R. M. *et al.* An evaluation method for screen-only and gravel-pack completions. In: SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. SPE, 2002. p. SPE-73772-MS.

ISMAIL, N. I.; KUANG, S.; YU, A. CFD-DEM study of particle-fluid flow and retention performance of sand screen. Powder Technology, v. 378, p. 410-420, 2021.

ISMAIL, N. I. B. CFD-DEM modelling and analysis of sand screen performance in the petroleum industry. 2022. Tese de Doutorado. Monash University.

KRUGGEL-EMDEN, Harald *et al.* Review and extension of normal force models for the discrete element method. Powder Technology, v. 171, n. 3, p. 157-173, 2007.

KHAN, J. A. *et al.* Smart standalone screen completion strategy for sand control by balancing fluid influx: A review on sand retention for screen selection, acoustic sand leak detection and sand removal methods from subsurface to surface. Powder Technology, p. 119477, 2024.

MATHISEN, A. M.; AASTVEIT, G. L.; ALTERAAS, E. Successful Installation of Stand Alone Sand Screen in More Than 200 Wells—The Importance of Screen Selection Process and Fluid Qualification. In: SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. SPE, 2007. p. SPE-107539-MS.

MONDAL, S. *et al.* Numerical simulations of screen performance in standalone screen applications for sand control. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition?. SPE, 2010. p. SPE-134326-MS.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MONDAL, S. *et al.* A new method for the design and selection of premium/woven sand screens. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition?. SPE, 2012. p. SPE-146656-MS.

MURKES, J. Fundamentals of crossflow filtration. Separation and Purification Methods, v. 19, n. 1, p. 1-29, 1990.

NOROUZI, Hamid Reza *et al.* Coupled CFD-DEM modeling: formulation, implementation and application to multiphase flows. John Wiley & Sons, 2016.

OGATA *et al.* Efficiency evaluation fo RDTW Stand Alone Screens (SAS) for sand production using CFD-DEM 20th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering – ENCIT 2024. Foz do Iguaçu, PR: 2024

RAZAVI, Fatemeh; KOMRAKOVA, Alexandra; LANGE, Carlos F. CFD–DEM simulation of sand-retention mechanisms in slurry flow. Energies, v. 14, n. 13, p. 3797, 2021.

SHAFFEE, S. N. *et al.* Numerical investigation of sand-screen performance in the presence of adhesive effects for enhanced sand control. SPE Journal, v. 24, n. 05, p. 2195-2208, 2019.

TSUJI, Yutaka; TANAKA, Toshitsugu; ISHIDA, T. Lagrangian numerical simulation of plug flow of cohesionless particles in a horizontal pipe. Powder technology, v. 71, n. 3, p. 239-250, 1992.

UNDERDOWN, D. R.; DICKERSON, R. C.; VAUGHAN, William. The nominal sand control screen: a critical evaluation of screen performance. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition?. SPE, 1999. p. SPE-56591-MS.

WALTON, O. R.; BRAUN, R. L. Viscosity, granular-temperature, and stress calculations for shearing assemblies of inelastic, frictional disks. Journal of rheology, v. 30, n. 5, p. 949-980, 1986.

WILLIAMS, C. F.; RICHARD, B. M.; HORNER, D. A new sizing criterion for conformable and nonconformable sand screens based on uniform pore structures. In: SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. SPE, 2006. p. SPE-98235-MS.

WU, B. *et al.* Evaluating sand screen performance using improved sand retention test and numerical modelling. In: Offshore technology conference Asia. OTC, 2016. p. D031S036R004.

ZHOU, Y. C. *et al.* Rolling friction in the dynamic simulation of sandpile formation. Physica A: Statistical Mechanics and its Applications, v. 269, n. 2-4, p. 536-553, 1999.

ISBN: 978-65-5222-057-8

IMPROVING THERMAL STABILITY OF AQUEOUS DRILLING FLUIDS WITH SILICA/AADA CORE-SHELL NANOMATERIALS

Thalia Ayane Pereira de Andrade[1], Giulia Silvares Vieira[2], Grazielle Lopes[1], Luciana S. Spinelli[1,2]

[1]Federal University of Rio de Janeiro/Nanotechnology Engineering PENt-COPPE-UFRJ, thatha.apa@icloud.com, grazilp@yahoo.com.br, luspinelli@pent.coppe.ufrj.br [2]Federal University of Rio de Janeiro/Institute Macromolecules (IMA), giuliasilvares@nano.ufrj.br, spinelli@ima.ufrj.br

ABSTRACT

Due to increasing environmental pressure, the number of studies focused on improving aqueous drilling fluids has increased significantly. Although aqueous fluids offer environmental and economic advantages, their good performance is directly associated with the use of additives capable of maintaining stable properties, ensuring efficient and safe drilling. However, their application in high-temperature environments still represents a challenge, since conventional additives, such as xanthan gum and hydroxypropyl starch, undergo thermal degradation. Thus, new additives have been developed aiming at greater thermal resistance, such as the tetrapolymer AADA, composed of acrylamide (AM), 2-acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid (AMPS), diallyldimethylammonium chloride (DMDAAC) and acrylic acid (AA), which preserves the rheological properties of the fluid above 100°C but is less efficient for filtrate loss. Aiming to enhance the effect of AADA, this work investigates the efficiency of core-shell nanostructures formed by silica nanoparticles/AADA tetrapolymer (CS_{insitu}) in maintaining rheological and filtrate loss properties of fluids at higher temperatures. The fluids were formulated by first solubilizing the core-shell nanomaterials at concentrations of 0.1%, 0.5% and 1.0% w/v for 20 minutes. Then, the other additives were added. The rheological and filtrate loss properties were evaluated before and after aging in a rotary oven at 70°C and 90°C for 16 h. The addition of the nanocomposite significantly improved the thermal stability of the fluids, maintaining adequate rheological properties and reducing the filtrate volume after aging. Fluids with 0.1% and 0.5% w/v of CS_{insitu} showed superior and more consistent performance compared to fluids with AADA at the same concentrations. Thus, CS_{insitu} nanocomposites are considered a promising additive for aqueous drilling fluids, promoting stability in properties at high temperatures and contributing to safer and more sustainable drilling operations.

Key-words: Core-shell, drilling fluid, thermal stability.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Drilling fluids are complex multiphase systems that are essential for the stability and safety of drilling operations (Caenn, Darley, & Gray, 2017). Their physicochemical and rheological properties directly influence performance, especially in challenging environments such as deep and ultra-deep wells, which already account for more than 40% of reservoirs (Li et al., 2021). Under these extreme conditions, water-based fluids face limitations due to thermal degradation of their components, resulting in a loss of efficiency (Bai et al., 2015; Balaga & Kulkarni, 2023; Wu et al., 2023).

In response to increasing thermal demands, there has been growing interest in additives that enhance the stability of water-based fluids. Synthetic polymers, such as terpolymers and tetrapolymers, have shown promising results (Sepehri, Soleyman, & Varamesh, 2018). In this context, Brasil et al. (2022) developed the tetrapolymer AADA to improve thermal resistance. At the same time, the use of nanomaterials has also gained attention in drilling fluid formulations, particularly silica nanoparticles, which are valued for their thermal stability, ease of incorporation, and good interaction with polymeric compounds (Abang; Pin; Ridzuan, 2021; Gokapai; Pothana; Ling, 2024; Kok; Bal, 2019).

Among the most promising solutions are core–shell nanostructures, which combine an inorganic core, such as nanosilica, with a polymeric shell. This configuration enhances thermal stability, improves dispersion, and increases overall functional performance by integrating the properties of both components (Arif et al., 2024). Thus, this study evaluates the efficiency of core–shell structures formed in situ by nanosilica and the AADA tetrapolymer (CS_{insitu}) in maintaining the rheological properties and controlling fluid loss of drilling fluids at high temperatures.

METHODOLOGY

Synthesis of the AADA Tetrapolymer

The AADA tetrapolymer is composed of the monomers acrylamide (AM), 2-acrylamido-2-methylpropanesulfonic acid (AMPS), diallyldimethylammonium chloride (DMDAAC), and acrylic acid (AA). Its synthesis and characterization were carried out according to the protocol established by Brasil et al. (2022).

Synthesis of Core–Shell Nanocomposites

The core–shell (CS_{insitu}) structures used in this study were synthesized and characterized following the methodologies described by Silvares et al. (2025).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Preparation of Drilling Fluids

Drilling fluids were prepared using Hamilton Beach mixers, based on the standard fluid composition described in Table 1. Samples were formulated with CS_{insitu} at concentrations of 0.1%, 0.5%, and 1% (w/v), along with fluids containing AADA at the same concentrations, and a standard fluid without additives for comparison. The fluid properties were evaluated on the day of formulation and after aging in a roller oven for 16 hours at 70 °C and 90 °C. All formulations were prepared in duplicate to ensure the reproducibility of the results.

Table 1: Composition of standard fluid.

Additives	Water	Xantham Gum	HPA	KCl	Lubricant	Barite	Alkalizing
Composition	350ml	1.5 g	2.0 g	16 g	7 g	15 g	qsp

Evaluation of Drilling Fluid Properties

The analyses of the drilling fluids were performed in accordance with API 13B-1 standards for water-based fluids, considering both aged and before aging samples.

Specific Density of the Fluid

The density was determined using a FANN mud balance, previously calibrated with water to ensure accuracy and reliability of the results obtained.

Rheological Properties

The rheological parameters, apparent viscosity (AV), plastic viscosity (PV), and yield point (YP), were determined using a Fann 35A rotational viscometer by measuring dial readings at 600, 300, 200, 100, 6, and 3 rpm. Based on these readings, the rheological properties were calculated.

Gel strengths were measured on the same viscometer after shearing the fluid at 600 rpm for 1 minute. For gel strength (10 second), the fluid was left static for 10 seconds before the 3-rpm reading. For gel strength (10 minutes), the resting time was extended to 10 minutes.

Filtrate Loss Test

The API filtrate loss test was conducted using a FANN LPLT filter press. The equipment was properly assembled, and the fluid was transferred to the filtration cell. During the test, a pressure of 100 psi was applied for 30 minutes, during which the filtrate was collected in a 25 mL graduated cylinder.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Filter Cake Characterization

Thickness Determination

The thickness of the filter cakes was determined by measuring five different points on each cake (Figure 1) using a digital caliper. The average of the measured values was then calculated.

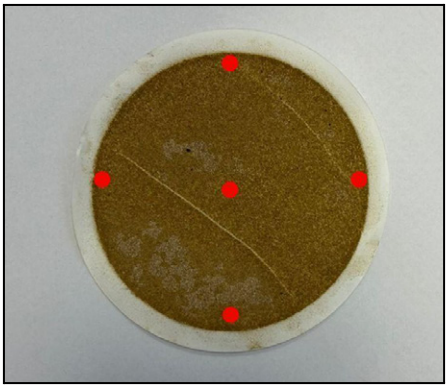


Figure 1: Assessment points in red for filter cake thickness.

Morphology by Scanning Electron Microscopy (SEM)

The morphology of the filter cakes was analyzed by scanning electron microscopy (SEM) using a VEGA3 TESCAN system (COPPE/UFRJ), operating at 15 kV. The images were processed using the equipment's proprietary software.

Hydrophobicity Determination by Contact Angle Analysis

Contact angle analyses were performed using a Ramé-Hart Instruments goniometer, with measurements conducted in quintuplicate. The contact angles were determined using the ImageJ software.

RESULTS AND DISCUSSION

Evaluation of Drilling Fluids (API Tests)

Specific Density (Weight)

Table 2 shows that the specific gravities of the fluids remained stable and within the range specified by API 13B (9.0–10 lb/gal) after the aging process at both tested temperatures.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 2: Specific density of aqueous fluids with and without additives, before and after aging.

Specific Density (lb/gal)							
Fluids	**Standard**	**CS_{insitu} 0.1% (%w/v)**	**CS_{insitu} 0.5% (%w/v)**	**CS_{insitu} 1.0% (%w/v)**	**AADA 0.1% (%w/v)**	**AADA 0.5% (%w/v)**	**AADA 1.0% (%w/v)**
Before Aging	**9.2**	**9.0**	**9.2**	**9.1**	**9.0**	**9.0**	**9.1**
70°C	**9.4**	**9.2**	**9.2**	**9.3**	**9.1**	**9.3**	**9.3**
90°C	**9.1**	**9.2**	**9.3**	**9.3**	**9.2**	**9.2**	**9.2**

Rheological Properties

The fluids containing CS_{insitu} exhibited superior performance compared to those with AADA and the base fluids, showing greater thermal stability in rheological properties (Figure 2).

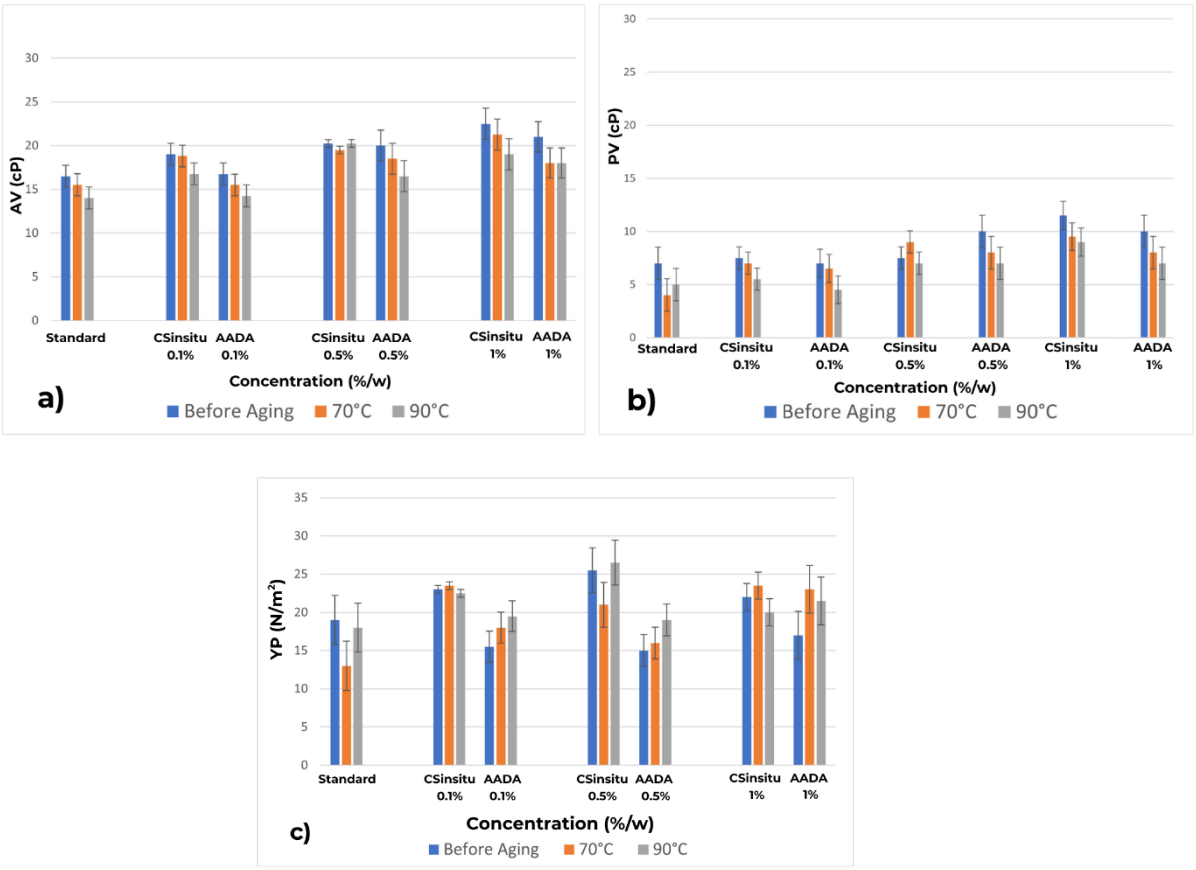


Figure 2: Apparent viscosity (a), plastic viscosity (b) and yield point (c) of standard and additived fluids.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Apparent and plastic viscosities remained stable after aging at 90 °C, particularly at concentrations of 0.1% and 0.5% (w/v). The yield point also remained consistent across all tested concentrations. Notably, CS_{insitu} achieved results comparable to AADA at only 0.1% (w/v), demonstrating its high efficiency even at low concentrations.

As shown in Figure 3, the fluids containing CS_{insitu} met the API standard limits for both gel strengths even after aging at 90 °C, unlike those with AADA. Concentrations of 0.1% and 0.5% (w/v) also demonstrated the best performance, highlighting excellent thermal stability.

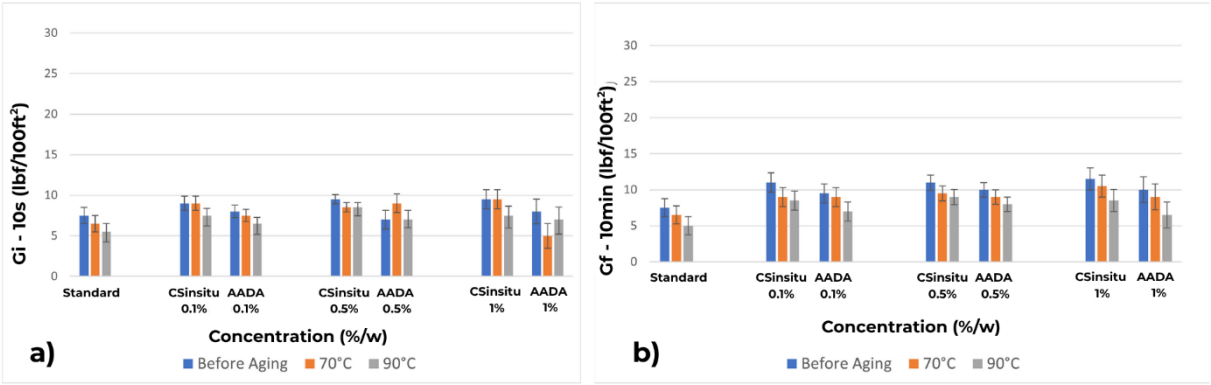


Figure 3: Gel strength 10 s (a) and Gel strength 10 min (b) of standard and additived fluids.

Overall, CS_{insitu} additives demonstrated excellent thermal stability and rheological efficiency, even at reduced concentrations, indicating their promising potential for use in formulations designed for high-temperature environments.

Filtrate Loss Test

Figure 4 shows that the fluids containing CS_{insitu} exhibited lower filtrate loss (FL) compared to the base fluids and those with AADA, both before and after aging at 90 °C. At 0.1% (w/v) CS_{insitu}, the FL remained nearly constant, indicating high thermal stability. The lowest FL was observed at 0.5% (w/v), demonstrating the best performance. At 1.0% (w/v), a slight loss of efficiency was noted, suggesting an optimal application range. At all concentrations, CS_{insitu} outperformed AADA.

ISBN: 978-65-5222-057-8

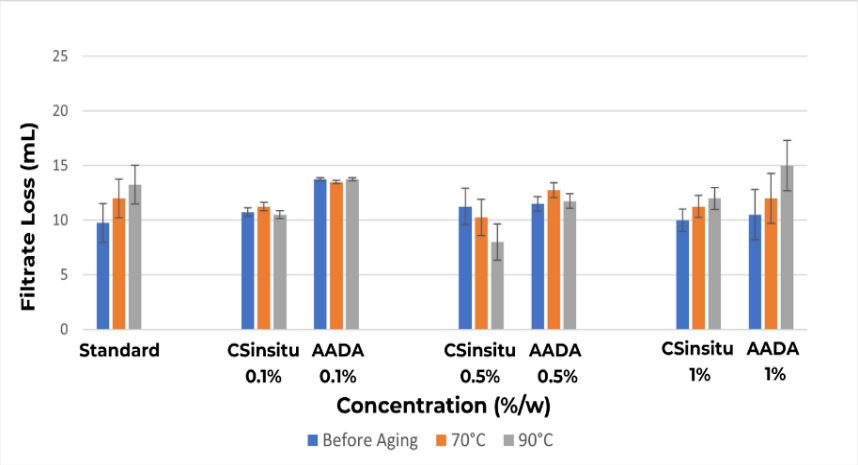


Figure 4: Filtrate loss of standard fluids and fluids added with CS_{insitu} and AADA.

Filter Cake Characterization

Thickness Determination

The thickness of the filter cakes (Figure 5) was also evaluated, and the results indicate that the core-shell additives, especially at concentrations of 0.1% and 0.5% (w/v), promoted greater stability against thermal aging. The nanocomposite stood out by maintaining the filter cake thickness with low variation, which is related to the reduction in filtrate volume.

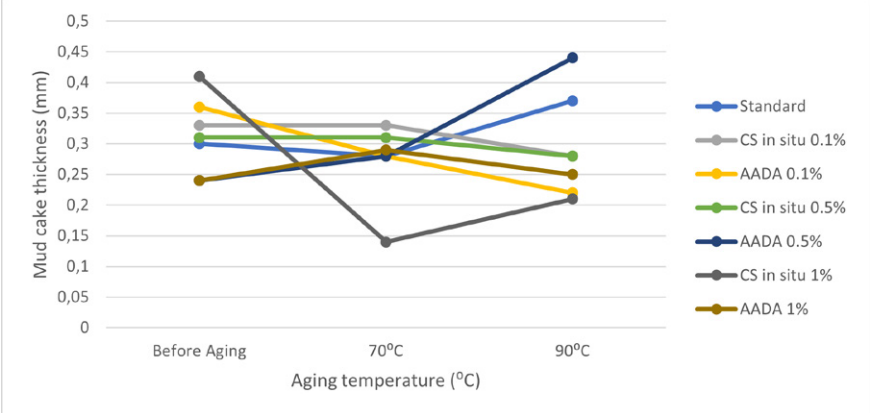


Figure 5: Filter cake thickness as a function of aging temperature.

Scanning Electron Microscopy (SEM) Morphology

The SEM images (Figure 6) revealed that fluids containing CS_{insitu} formed more uniform filter cakes with fewer channels, which aligns with the hydrophobicity and filtrate volume results. Compared to AADA, filter cakes with CS_{insitu} exhibited lower porosity, especially at concentrations of

ISBN: 978-65-5222-057-8

0.1% and 0.5% (w/v) after thermal aging, confirming the nanomaterials' ability to enhance impermeability and improve the barrier performance.

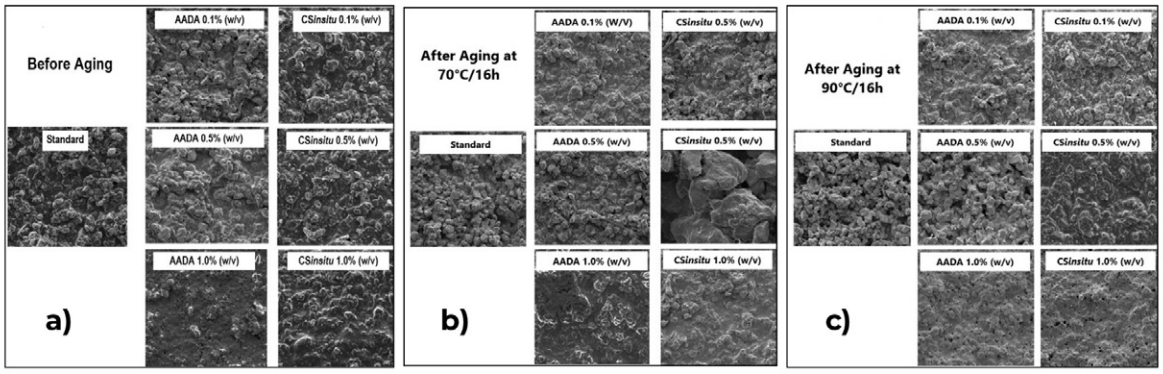


Figure 6: SEM with 200x magnification of the plasters a) before aging, b) 70°C and c) 90°C.

Hydrophobicity Determination by Contact Angle Analysis

In Figure 7, it is observed that filter cakes derived from fluids containing CS_{insitu} exhibited contact angles above 90°, indicating hydrophobic characteristics at all concentrations tested. Furthermore, the measured angles were higher than those of the standard fluids and fluids with AADA additives at all concentrations.

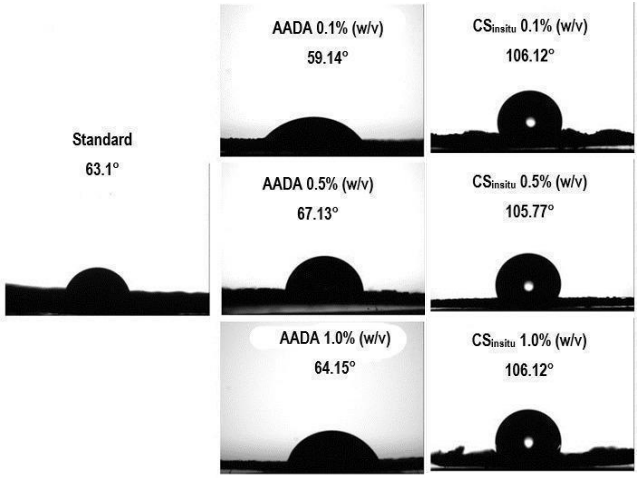


Figure 7: Images of the angle analyses of the filter cakes before aging.

The contact angle analysis (Figure 8) showed that filter cakes with CS_{insitu} maintained or increased their hydrophobicity after thermal aging, especially at 0.1% (w/v). While the filter cake from the standard fluid became more hydrophilic at 90 °C, those with CS_{insitu} preserved better hydrophobic characteristics, outperforming AADA in most concentrations. These results indicate that CS_{insitu}, even at low dosages, improves the impermeability of the filter cakes, which correlates with the observed reduction in filtrate volume.

ISBN: 978-65-5222-057-8

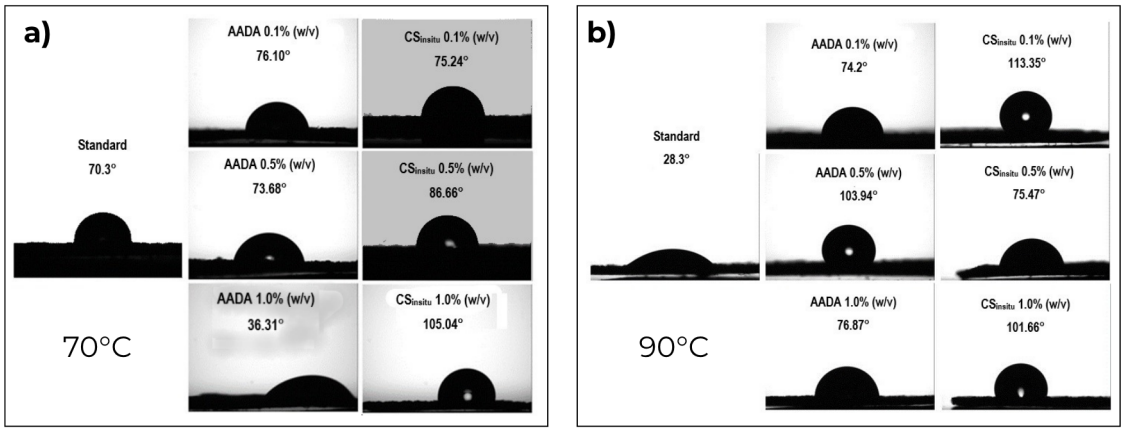


Figure 8: Images of the angle analyses of the filter cakes aged at a) 70°C and b) 90°C.

CONCLUSIONS

The results demonstrate that the core-shell nanomaterial (CS_{insitu}), formed by the association between nanosilica and AADA, improved the rheological stability and filtrate control of aqueous drilling fluids, even at high temperatures. These effects were achieved with only 0.1% (w/v) additive, evidencing higher efficiency compared to AADA alone. The study thus highlights the potential of hybrid nanostructures as more effective and economical solutions for applications in HPHT wells and geothermal wells.

ACNOWLEDGEMENTS

Petrobras, ANP, PRH 16.1, UFRJ e LMCP.

REFERENCES

ABANG, G. N., PIN, Y. S., RIDZUAN, N. **Application of silica (SiO_2) nanofluid and Gemini surfactants to improve the viscous behavior and surface tension of water-based drilling fluids.** Egyptian Journal of Petroleum, v. 30, n. 4, p. 37-42, 2021.

ARIF, M. **Core-shell systems of crosslinked organic polymers: A critical review.** European Polymer Journal, v. 206, 2024.

BAI, X., YANG, Y., XIAO, D., PU, X., WANG, X. **Synthesis, characterization, and performance evaluation of the AM/ AMPS/DMDAAC/SSS quadripolymer as a fluid loss additive for water-based drilling fluid.** Journal of Applied Polymer Science, v. 132, n. 14, 2014.

BALAGA, D. K., KULKARNI, S. D. **Investigation of Thermal Degradation Kinetics of Synthetic Polymers in High-Performance Water-Based Muds**

ISBN: 978-65-5222-057-8

for Designing Drilling Automation Processes for Viscosity and Fluid-Loss Control. 2023.

BRASIL, R. F., LOPES, G., AMORIM, D. C., FERREIRA, L. S., PACHECO, E. B. V. **Synthesis and characterization of AM/AMPS/ DMDAAC/AAC tetrapolymer for application in drilling fluid.** Brazilian Journal of Development, v. 8, n. 2, p. 15042-15051, 2022.

CAENN, R., DARLEY, H. C. H., GRAY, G. R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**, 7° ed., Gulf Publishing Company, p. 1-34, 2017.

GOKAPAI, V., POTHANA, P., LING, K. **Nanoparticles in Drilling Fluids: A Review of Types, Mechanisms, Applications, and Future Prospects.** Eng, v. 5, n. 4, 2024.

KÖK, M. V., BAL, B. **Effects of silica nanoparticles on the performance of water-based drilling fluids.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 180, p. 605–614, 2019.

LI, J., TAO, X., BAI, B., HUANG, S., JIANG, Q., ZHAO, Z., CHEN, Y., MA, D., ZHANG, L., LI, N., SONG, W. **Geological conditions, reservoir evolution and favorable exploration directions of marine ultra-deep oil and gas in China.** Petroleum Exploration and Development, v. 48, n. 1, p. 60-79, 2021.

SEPEHRI, S., SOLEYMAN, R., VARAMESH, A., MAJID, V. **Effect of synthetic water-soluble polymers on the properties of the heavy water-based drilling fluid at high pressure-high temperature (HPHT) conditions**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 166, p. 850-856, 2018.

SILVARES, G., LOPES, G., VIANNA, A. M., SPINELLI, L. S. **Development of new silica nanoparticles/tetrapolymer core–shell structure with high thermal resistance for application in water-based drilling fluids.** Journal of Materials Science, v. 60, p. 7859-7871, 2025.

WU, Y., YOU, F., HOU, S., ZHOU, S. **Study of a novel cross linked graft copolymer starch in water-based drilling fluid.** Materials Research Express, v. 10, n. 5, 2023.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RHEOLOGICAL AND STRUCTURAL INVESTIGATION OF XANTHAN GUM/GLYCEROL DISPERSIONS: FLOW CURVE AND OSCILLATORY SHEAR TESTS

Bianca Stefani de Sousa[1], Yane Honorato Santos[2], Géssica Palaoro de Mello[3], Walter Francisco Cardoso Júnior[4], Angelo Marinho Vianna[5], Elessandre Alves de Souza[6], Juliana Regina Kloss[7], Admilson T. Franco[8]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, biancasousa@alunos.utfpr.edu.br, [2]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, yane.honorato93@gmail.com, [3]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, gessica.mello@funtefpr.org.br, [4]Petrobras, waltercardoso@petrobras.com.br, [5]Petrobras, angelovianna@petrobras.com.br, [6]Petrobras, elessandre@petrobras.com.br, [7]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, julianakloss@utfpr.edu.br, [8]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, admilson@utfpr.edu.br

ABSTRACT

Drilling operations in offshore oil wells require substantial fluid volumes, which must be biodegradable in controlled discharge systems where they are released directly onto the seabed. Water-based fluids containing biopolymers like xanthan gum serve as common options, but increasing their concentration to reduce transport volumes presents challenges due to the limited rheological stability of these systems in aqueous media. Glycerol, a biodegradable polyol, offers a promising alternative to water as a dispersion medium by improving storage stability and flow properties. However, its interaction with xanthan gum induces temperature-dependent cross-linking, which affects handling and pumping efficiency. This study aims to characterize the rheology and molecular structure of xanthan gum dispersions in glycerol under different temperature conditions. For this purpose, 22 lb/bbl dispersions were prepared at 70, 80, and 90 °C using an Ultra-Turrax disperser for 25 to 35 minutes. The evaluation of rheological properties included flow curve analysis and oscillatory tests with a TA DHR-3 rotational rheometer. At the same time, a Fourier Transform Infrared Spectroscopy (FTIR) with a Bruker Vertex 70 spectrometer was used to identify structural modifications. The results demonstrate that temperature significantly influences dispersion structure. FTIR spectra revealed a narrowing of the –OH stretching band, indicating reduced molecular vibrational freedom due to cross-linking reactions that increase structural rigidity. Flow curves supported this finding, showing higher viscosities at elevated preparation temperatures and exhibiting shear-thinning behavior. In oscillatory tests, the lowest-temperature sample exhibited predominant viscous behavior (G" > G'). In contrast, higher temperatures caused the opposite trend, reinforcing the effect of cross-linking and promoting a more solid-like state. These findings offer valuable insights for optimizing biodegradable drilling fluid formulations and enhancing stability and processability in offshore applications.

Keywords: xanthan gum, glycerol, dispersion, rheology, drilling fluid.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Drilling wells in deepwater environments represent one of the most challenging operations in the oil industry, requiring technological solutions that combine efficiency, safety, and environmental sustainability. One such solution is the Pump and Dump (P&D) technique, applied in the initial stages of offshore drilling and characterized by the use of brines or seawater as the drilling fluid, which is pumped and discharged directly onto the seafloor without returning to the system (Akers, 2010; Bonelli et al., 2016). This practice, illustrated in Figure 1, has proven particularly effective in traversing geologically unstable zones or formations with abnormal pressures (Feijó et al., 2022).

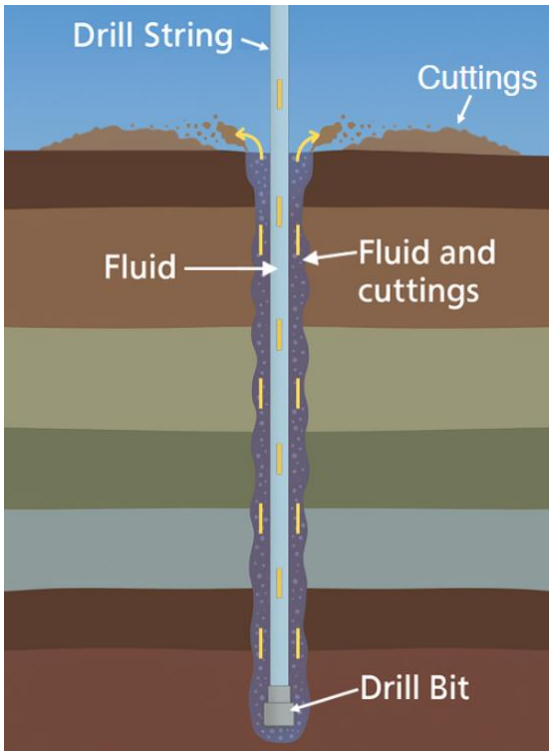


Figure 1: Illustration of the P&D technique during the early drilling stages. Drilling fluid circulates through the drill string to the bit, aiding rock fragmentation and transporting cuttings upward through the annulus, ensuring borehole cleaning and stabilization (Perenco, 2010).

However, using seawater as the primary fluid imposes limitations on rheological properties, compromising the suspension and transport of drill cuttings. To overcome these shortcomings, viscosifying additives are commonly employed. Among them, biopolymers — especially xanthan gum (XG) — are widely recognized for their effectiveness in modifying the rheology of aqueous fluids, even at relatively low concentrations (Akpan; Enyi; Nasr, 2020; Villada et al., 2022).

XG is an anionic polysaccharide produced by the bacterium *Xanthomonas campestris*, featuring a primary structure composed of a β-1,4-D-glucose backbone similar to cellulose, with side chains containing mannose and

ISBN: 978-65-5222-057-8

glucuronic acid. This double-helix configuration endows XG with an excellent ability to form structured networks in solution, along with complex rheological behaviors such as pseudoplasticity, thixotropy, and resistance to high temperatures and salinity variations (Brunchi et al., 2019; Vaishnav; Choudhary, 2021). These characteristics make it an ideal additive for environmentally compatible drilling fluids.

The logistics associated with transporting large volumes of viscosified fluid pose a challenge in offshore operations, due to the need for advanced storage and the risk of physicochemical instability over shelf life. A promising alternative involves the development of supersaturated dispersions of XG in non-aqueous solvents, with final dilution carried out on the platform itself using in-line mixing equipment (Akers, 2010; Passos et al., 2020). For such formulations to be viable, the solvent must be miscible with seawater, biodegradable, non-toxic, and capable of maintaining the structural stability of XG during storage.

Double-distilled glycerol (DDG) stands out as a viable candidate, given its high viscosity, low toxicity, high biodegradability, and thermal stability (Olson; Tunér; Verhelst, 2023; Tan; Abdul Aziz; Aroua, 2013). Nonetheless, its interaction with XG may lead to the formation of cross-linked networks, significantly increasing viscosity and impairing subsequent dilution of the formulation (Bilanovic; Starosvetsky; Armon, 2016; Zhang et al., 2023).

These cross-links between XG chains and DDG molecules may occur intramolecularly and intermolecularly through chemical reactions involving the functional groups of the two substances. This structural entanglement process is illustrated in Figure 2.

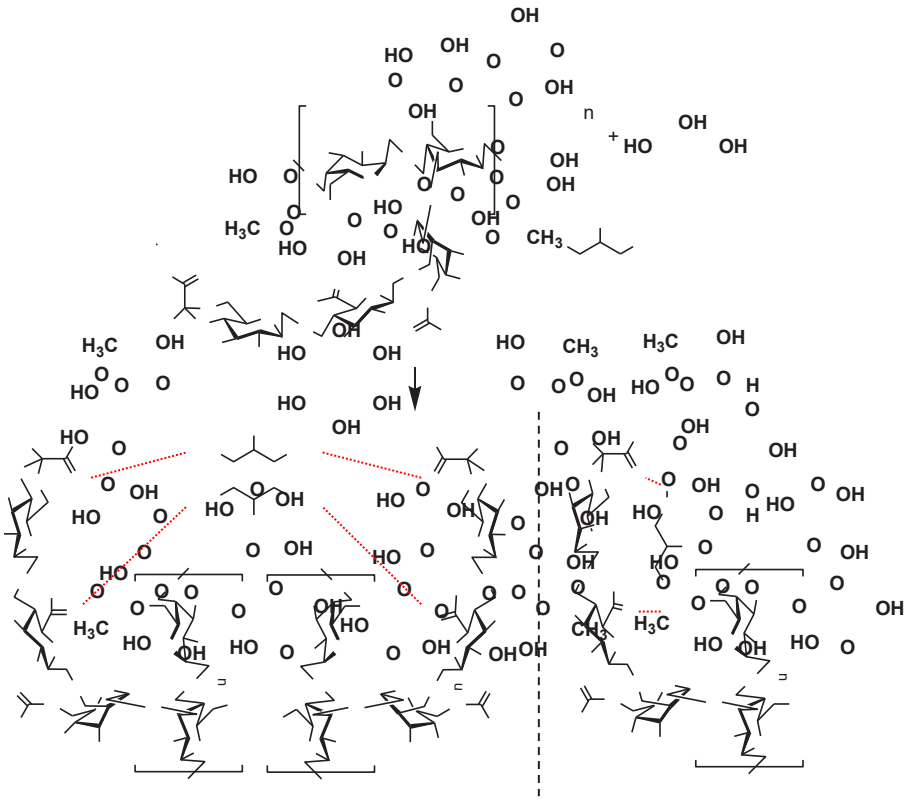


Figure 2: Intermolecular (left) and intramolecular (right) cross-linking between glycerol and xanthan gum (Patel et al., 2020).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Despite the extensive literature on XG, studies addressing its interaction with DDG remain scarce. Understanding the thermal effects of this interaction is therefore essential for developing concentrated drilling fluids that are simultaneously stable, processable, and environmentally compatible. The present study aims to characterize the structure and rheological behavior of concentrated xanthan gum dispersions in glycerol, prepared under different temperature conditions.

METHODOLOGY

This section describes the materials, equipment, and procedures employed to prepare and characterize xanthan gum (XG) dispersions in double-distilled glycerol (DDG), focusing on evaluating their rheological and structural properties under different thermal conditions.

- Preparation of Dispersions

Dispersions were prepared using analytical-grade DDG and commercial-grade XG, at a 22 lb/bbl concentration. The initial step involved adding XG to DDG under mechanical stirring using a Hamilton Beach Commercial mixer operating at 6000 rpm for 2 minutes to achieve a homogeneous preliminary mixture.

Subsequently, the mixture was subjected to high-intensity agitation using an Ultra-Turrax disperser in combination with an ice bath for thermal control. Temperature was monitored with a mercury thermometer, and agitation was performed in sequential stages of speed and duration, as detailed in Table 1. This process yielded four final preparation temperatures: 65, 70, 80, and 90 °C. After preparation, the dispersions were transferred to hermetically sealed glass vials and stored at room temperature.

Table 1: Agitation conditions used in the preparation of dispersions.

t/min	V/rpm
10	9000
10	10000
10	12000
≤5	14000

- Rheological Tests

Rheological measurements were performed using a TA DHR-3 rotational rheometer equipped with different geometries depending on the applied shear rate range. Tests included flow curve analysis and oscillatory tests.

- Oscillatory Tests

The viscoelastic behavior of the samples was investigated through oscillatory stress amplitude sweeps, ranging from 10^{-3} to 100 Pa at a fixed frequency of 1 Hz. Before measurement, each sample underwent a pre-shear protocol (1 minute at -100 s^{-1} and 1 minute at 100 s^{-1}), followed by a rest period

ISBN: 978-65-5222-057-8

under zero stress for 10 minutes to ensure partial structural recovery of the system.

- Flow Curves

Flow curves were obtained by applying constant shear rates ranging from 1021.8 to 1.0 s^{-1}. Shear rates in the higher range were assessed using smooth parallel plate geometry, while serrated parallel plates were employed for lower shear rates; both configurations had a diameter of 40 mm. This setup minimized errors related to secondary flow or sample slippage. All tests were conducted at a controlled temperature of 25 °C.

- Structural Characterization by FTIR

Spectroscopic analysis in the Fourier-transform infrared (FTIR) region was conducted using a Bruker Vertex 70 spectrometer, with potassium bromide (KBr) pellets. Spectra were acquired over the 4000 to 400 cm^{-1} range at a resolution of 4 cm^{-1} using 4 scans. Concentrated dispersions prepared at the four specified temperatures were analyzed, along with the pure components (XG and DDG), to identify potential molecular interactions and evaluate structural modifications associated with thermal cross-linking processes.

RESULTS AND DISCUSSION

- Rheological Properties

Xanthan gum (XG) dispersions in double-distilled glycerol (DDG) were prepared at a concentration of 22 lb/bbl to evaluate the influence of preparation temperature on their rheological properties. The sample prepared at 65 °C exhibited physical instability within the first 24 hours, as evidenced by phase separation and sediment formation, which prevented rheological characterization. This result suggests that interactions between XG and DDG are not sufficiently strong below a certain thermal threshold to form a homogeneous and stable matrix.

The remaining samples, prepared at 70 °C, 80 °C, and 90 °C, exhibited shear-thinning behavior, with increasing viscosity observed as the preparation temperature increased. Flow curves (Figure 3A) and apparent viscosity profiles (Figure 3B) revealed that samples XG90 and XG80 presented similar behavior, with higher viscosities than XG70. On average, the viscosity of XG70 was 25.5 ± 5.5 % lower than that of XG80. In contrast, pure DDG displayed Newtonian behavior and lower viscosity than all XG-containing samples.

ISBN: 978-65-5222-057-8

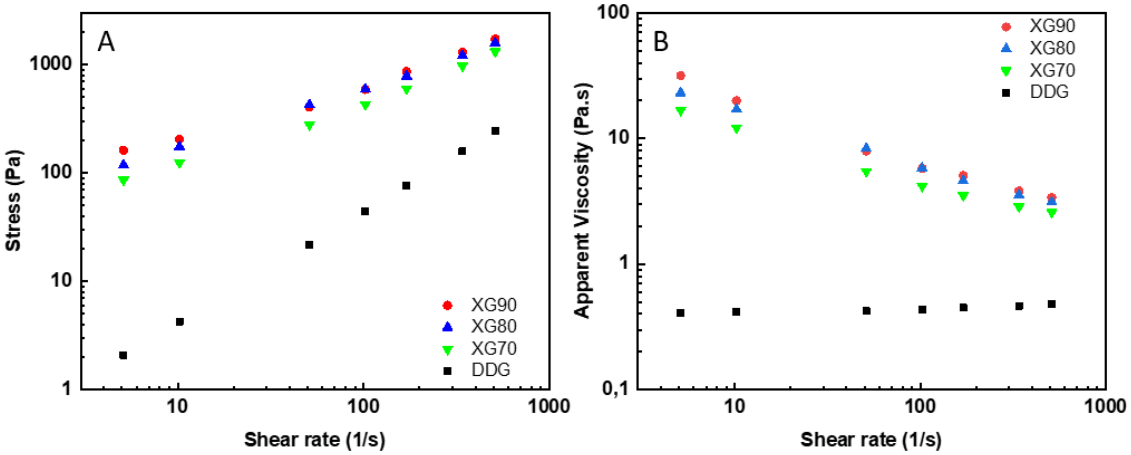


Figure 3: Flow curve (A) and apparent viscosity (B) of dispersions prepared at different temperatures and of pure glycerol.

These results demonstrate that increasing temperature promotes cross-linking reactions between XG and DDG, leading to greater structural rigidity and, consequently, increased viscosity, in agreement with the findings reported by Bilanovic et al. (2015).

In oscillatory tests (Figure 4), XG90 exhibited a storage modulus (G′) higher than the loss modulus (G″), indicating a predominantly elastic behavior. XG80 balanced the two moduli, while XG70 maintained G″ > G′, a typical feature of more viscous systems. Data were analyzed within the linear viscoelastic region, clearly defined up to strain levels of 0.01.

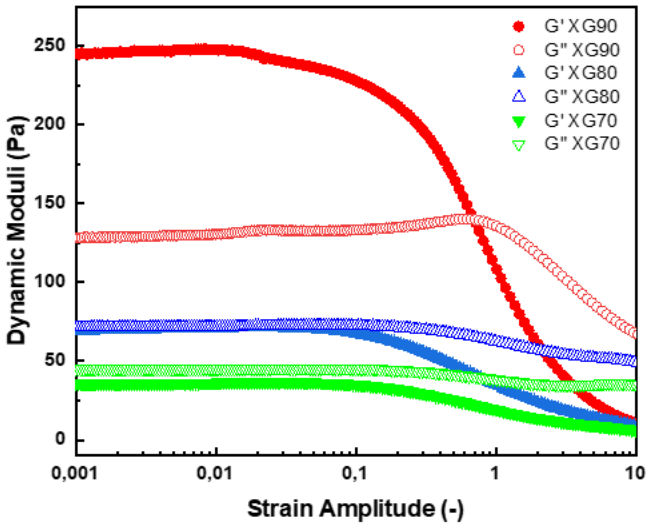


Figure 4: Oscillatory stress amplitude test comparing dispersions prepared at different temperatures.

Reinoso et al. (2019) reported that elevated temperatures induce greater conformational disruption of the biopolymer, potentially enhancing the exposure of XG interaction sites. In the presence of GB, this structural rearrangement appeared to promote an increase in the density of intermolecular bonds, thereby and reinforcing the sample's solid-like behavior.

From an operational standpoint in offshore drilling fluids, where pumpability and subsequent dilution are essential, the XG70 sample displayed the most

ISBN: 978-65-5222-057-8

suitable profile. Its lower viscosity and dominant liquid-like behavior enhance its applicability in such scenarios.

• Structural Characterization by FTIR

Fourier-transform infrared (FTIR) spectroscopy was employed to identify vibrational bands associated with the chemical bonds of the components present in the formulations (Figure 5). All samples exhibited a broad band between 3700–3000 cm^{-1}, corresponding to the stretching of hydroxyl (–OH) groups, typical of both XG and DDG (Ribeiro et al., 2024).

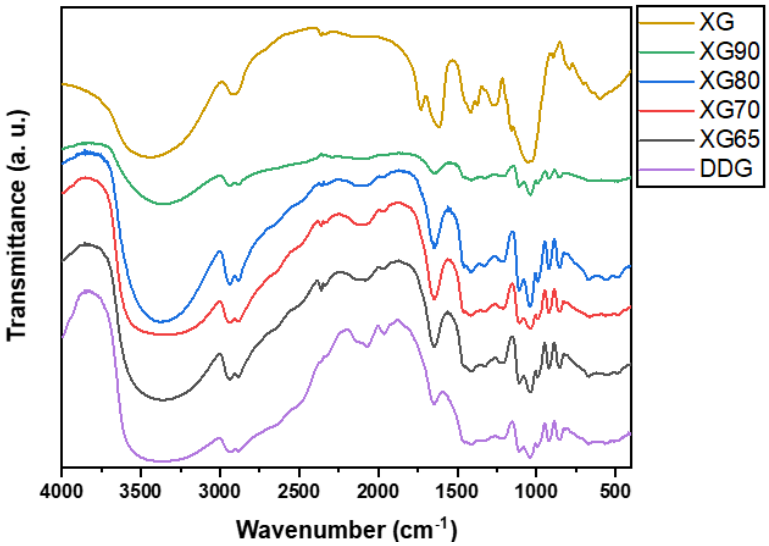


Figure 5: FTIR spectra of fluids produced at different temperatures and of the pure components.

In the 2940 cm^{-1} region, methylene (–CH_2) stretching was observed in samples containing DDG, while pure XG displayed this band at 2925 cm^{-1} (Deng et al., 2022). XG also presented a band at 1730 cm^{-1}, attributed to the asymmetric stretching of carboxylate groups from D-glucuronic acid units (Brunchi et al., 2019), and another at 1617 cm^{-1}, characteristic of pyruvic acid groups (Deng et al., 2022).

The dispersions displayed bands associated with DDG, notably at 1645 cm^{-1}, linked to the angular deformation of –OH groups due to hydrogen bonding (De Oliveira et al., 2023). Between 1150 and 830 cm^{-1}, vibrations corresponding to C–O and C–C bonds were identified, present in both the cyclic structures of XG and the DDG backbone (Kovtun; Casas; Cuberes, 2024; Maurya; Sharma, 2024).

Although the FTIR spectra of the dispersions resembled those of DDG, subtle variations in band intensity between 1500 and 1000 cm^{-1} suggest conformational changes and structural rearrangements induced by heating. The low intensity of characteristic XG signals may be attributed to its lower concentration in the samples and to restricted molecular mobility resulting from the formation of cross-linked networks within the DDG matrix.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSIONS

This study demonstrated the preparation temperature directly influences the rheological properties of xanthan gum (XG) dispersions in double-distilled glycerol (DDG). The sample prepared at 65 °C exhibited phase separation, whereas formulations prepared at 70, 80, and 90 °C were stable and showed shear-thinning behavior, with higher viscosities observed as the dispersion temperature increased.

Oscillatory analysis indicated higher temperatures promote greater internal structuring, with a predominant elastic character. Among the formulations, XG70 retained a more viscous behavior, making it the most suitable for applications in the oil industry.

FTIR characterization revealed minor changes in vibrational bands, suggesting molecular interactions between XG and DDG induced by heating. Therefore, preparation temperature is a key factor in determining the performance and stability of these concentrated dispersions.

Overall, the results contribute to a better understanding of the interaction mechanisms between xanthan gum and glycerol, providing valuable insights for developing more stable, efficient, and environmentally suitable dispersions for offshore operations.

ACNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank Petrobras for the financial support and partnership throughout this research, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) and the Post-graduate Program in Mechanical and Materials Engineering (PPGEM) for the academic support. We also acknowledge the Research Center in Rheology and Non-Newtonian Fluids (CERNN) and the Multiuser Rheometry Laboratory (LabReo) for providing the infrastructure and technical support essential to this work. Special thanks are extended to the Polymer Materials Laboratory (LaMaPo).

REFERENCES

AKERS, T. J. Salinity-based pump & dump strategy for drilling salt with supersaturated fluids. **SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings**, v. 2, p. 707–718, 2010.

AKPAN, E. U.; ENYI, G. C.; NASR, G. G. Enhancing the performance of xanthan gum in water-based mud systems using an environmentally friendly biopolymer. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 10, n. 5, p. 1933–1948, 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

BILANOVIC, D.; STAROSVETSKY, J.; ARMON, R. H. Cross-linking xanthan and other compounds with glycerol. **Food Hydrocolloids**, v. 44, p. 129–135, 2015.

BILANOVIC, D.; STAROSVETSKY, J.; ARMON, R. H. Preparation of biodegradable xanthan-glycerol hydrogel, foam, film, aerogel and xerogel at room temperature. **Carbohydrate Polymers**, v. 148, p. 243–250, 2016.

BONELLI, R. C. et al. First pump and dump operation on a pre-salt offshore well in Petrobras. **Rio Oil and Gas Expo and Conference**, p. 1–7, 2016.

BRUNCHI, C. E. et al. Chain conformation of xanthan in solution as influenced by temperature and salt addition. **Journal of Molecular Liquids**, v. 287, p. 111008, 2019.

DENG, C. et al. Effect of high temperature and high pressure on the biodegradability and biotoxicity of typical additives in drilling fluid. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 208, n. PE, p. 109773, 2022.

DE OLIVEIRA, É. L. et al. Synthesis and Characterization of Polyester Derived from Glycerol and Its Application as an Adhesive on Different Adherents. **Journal of the Brazilian Chemical Society**, p. 1–12, 2023.

FEIJÓ, J. L. DE Q. E et al. Utilização de técnica pump & dump de fluidos aquosos saturados e viscosos no Pré-Sal da Bacia de Santos. **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2022**, 2022.

KOVTUN, G.; CASAS, D.; CUBERES, T. Influence of glycerol on the surface morphology and crystallinity of polyvinyl alcohol films. **Polymers**, v. 16, n. 17, 2024.

MAURYA, S.; SHARMA, Y. C. Synthesis of oxygenated additive fuels from bio-renewable glycerol using sulfated Zr-Al based heterogeneous acid catalyst. **Fuel**, v. 355, p. 129352, 2024.

OLSON, A. L.; TUNÉR, M.; VERHELST, S. A concise review of glycerol derivatives for use as fuel additives. **Heliyon**, v. 9, n. 1, 2023.

PASSOS, A. G. L. G. DOS et al. Intervalos críticos no pós-sal: previsibilidade x estratégias de perfuração. **Rio Oil and Gas Expo and Conference**, v. 20, n. 2020, p. 136–137, 2020.

PATEL, J. et al. Xanthan gum derivatives: Review of synthesis, properties and diverse applications. **RSC Advances**, Vol. 10, No. 45, pp. 27103–27136, 2020.

PERENCO. RIMA - Relatório de Impacto Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima na Área Geográfica dos Blocos BM-ES-37, 38, 39, 40 e 41, Bacia do Espírito Santo, 2010.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REINOSO, D. et al. Rheological characterisation of xanthan gum in brine solutions at high temperature. **Carbohydrate Polymers**, v. 203, n. September 2018, p. 103–109, 2019.

RIBEIRO, A. C. R. et al. Effect of xanthan gum on the physical and chemical features of microfibrillated cellulose films plasticized by glycerol. **Biomass Conversion and Biorefinery**, v. 14, n. 18, p. 22203–22214, 2024.

TAN, H. W.; ABDUL AZIZ, A. R.; AROUA, M. K. Glycerol production and its applications as a raw material: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, p. 118–127, 2013.

VAISHNAV, A.; CHOUDHARY, D. K. **Microbial Polymers: Applications and Ecological Perspectives**. Singapore: Springer Singapore, 2021.

VILLADA, Y. et al. Use of synthetic calcium carbonate particles as an additive in water-based drilling fluids. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 652, p. 129801, 2022.

ZHANG, B. et al. Stable method for electrodepositing network-like magnesium hydroxide layer with superhydrophobicity and enhanced surface performance under structure direction of xanthan gum/glycerol. **Applied Surface Science**, v. 635, 2023.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RHEOLOGICAL AND STRUCTURAL INVESTIGATION OF XANTHAN GUM/GLYCEROL DISPERSIONS: FLOW CURVE AND OSCILLATORY SHEAR TESTS

Bianca Stefani de Sousa[1], Yane Honorato Santos[2], Géssica Palaoro de Mello[3], Walter Francisco Cardoso Júnior[4], Angelo Marinho Vianna[5], Elessandre Alves de Souza[6], Juliana Regina Kloss[7], Admilson T. Franco[8]

[1]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, biancasousa@alunos.utfpr.edu.br, [2]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, yane.honorato93@gmail.com, [3]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, gessica.mello@funtefpr.org.br, [4]Petrobras, waltercardoso@petrobras.com.br, [5]Petrobras, angelovianna@petrobras.com.br, [6]Petrobras, elessandre@petrobras.com.br, [7]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, julianakloss@utfpr.edu.br, [8]Universidade Tecnológica Federal do Paraná, admilson@utfpr.edu.br

ABSTRACT

Drilling operations in offshore oil wells require substantial fluid volumes, which must be biodegradable in controlled discharge systems where they are released directly onto the seabed. Water-based fluids containing biopolymers like xanthan gum serve as common options, but increasing their concentration to reduce transport volumes presents challenges due to the limited rheological stability of these systems in aqueous media. Glycerol, a biodegradable polyol, offers a promising alternative to water as a dispersion medium by improving storage stability and flow properties. However, its interaction with xanthan gum induces temperature-dependent cross-linking, which affects handling and pumping efficiency. This study aims to characterize the rheology and molecular structure of xanthan gum dispersions in glycerol under different temperature conditions. For this purpose, 22 lb/bbl dispersions were prepared at 70, 80, and 90 °C using an Ultra-Turrax disperser for 25 to 35 minutes. The evaluation of rheological properties included flow curve analysis and oscillatory tests with a TA DHR-3 rotational rheometer. At the same time, a Fourier Transform Infrared Spectroscopy (FTIR) with a Bruker Vertex 70 spectrometer was used to identify structural modifications. The results demonstrate that temperature significantly influences dispersion structure. FTIR spectra revealed a narrowing of the –OH stretching band, indicating reduced molecular vibrational freedom due to cross-linking reactions that increase structural rigidity. Flow curves supported this finding, showing higher viscosities at elevated preparation temperatures and exhibiting shear-thinning behavior. In oscillatory tests, the lowest-temperature sample exhibited predominant viscous behavior (G" > G'). In contrast, higher temperatures caused the opposite trend, reinforcing the effect of cross-linking and promoting a more solid-like state. These findings offer valuable insights for optimizing biodegradable drilling fluid formulations and enhancing stability and processability in offshore applications.

Keywords: xanthan gum, glycerol, dispersion, rheology, drilling fluid.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Drilling wells in deepwater environments represent one of the most challenging operations in the oil industry, requiring technological solutions that combine efficiency, safety, and environmental sustainability. One such solution is the Pump and Dump (P&D) technique, applied in the initial stages of offshore drilling and characterized by the use of brines or seawater as the drilling fluid, which is pumped and discharged directly onto the seafloor without returning to the system (Akers, 2010; Bonelli et al., 2016). This practice, illustrated in Figure 1, has proven particularly effective in traversing geologically unstable zones or formations with abnormal pressures (Feijó et al., 2022).

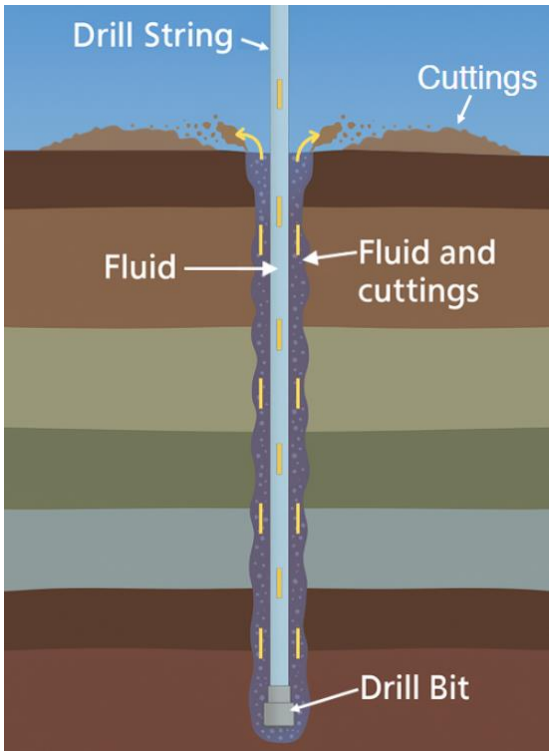


Figure 1: Illustration of the P&D technique during the early drilling stages. Drilling fluid circulates through the drill string to the bit, aiding rock fragmentation and transporting cuttings upward through the annulus, ensuring borehole cleaning and stabilization (Perenco, 2010).

However, using seawater as the primary fluid imposes limitations on rheological properties, compromising the suspension and transport of drill cuttings. To overcome these shortcomings, viscosifying additives are commonly employed. Among them, biopolymers — especially xanthan gum (XG) — are widely recognized for their effectiveness in modifying the rheology of aqueous fluids, even at relatively low concentrations (Akpan; Enyi; Nasr, 2020; Villada et al., 2022).

XG is an anionic polysaccharide produced by the bacterium *Xanthomonas campestris*, featuring a primary structure composed of a β-1,4-D-glucose backbone similar to cellulose, with side chains containing mannose and

ISBN: 978-65-5222-057-8

glucuronic acid. This double-helix configuration endows XG with an excellent ability to form structured networks in solution, along with complex rheological behaviors such as pseudoplasticity, thixotropy, and resistance to high temperatures and salinity variations (Brunchi et al., 2019; Vaishnav; Choudhary, 2021). These characteristics make it an ideal additive for environmentally compatible drilling fluids.

The logistics associated with transporting large volumes of viscosified fluid pose a challenge in offshore operations, due to the need for advanced storage and the risk of physicochemical instability over shelf life. A promising alternative involves the development of supersaturated dispersions of XG in non-aqueous solvents, with final dilution carried out on the platform itself using in-line mixing equipment (Akers, 2010; Passos et al., 2020). For such formulations to be viable, the solvent must be miscible with seawater, biodegradable, non-toxic, and capable of maintaining the structural stability of XG during storage.

Double-distilled glycerol (DDG) stands out as a viable candidate, given its high viscosity, low toxicity, high biodegradability, and thermal stability (Olson; Tunér; Verhelst, 2023; Tan; Abdul Aziz; Aroua, 2013). Nonetheless, its interaction with XG may lead to the formation of cross-linked networks, significantly increasing viscosity and impairing subsequent dilution of the formulation (Bilanovic; Starosvetsky; Armon, 2016; Zhang et al., 2023).

These cross-links between XG chains and DDG molecules may occur intramolecularly and intermolecularly through chemical reactions involving the functional groups of the two substances. This structural entanglement process is illustrated in Figure 2.

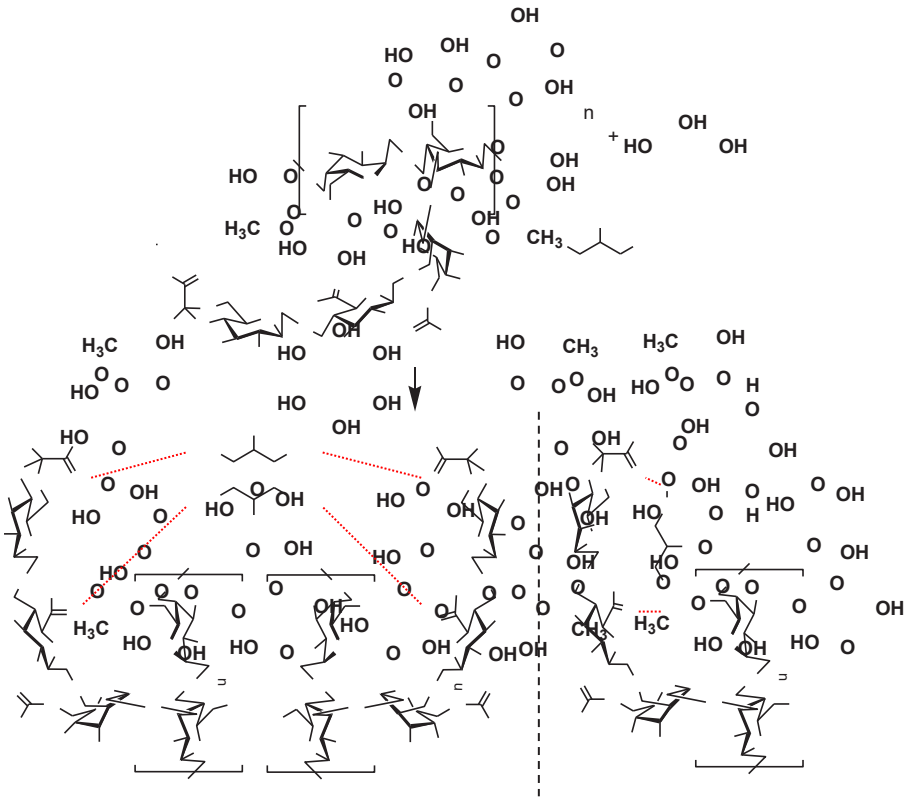


Figure 2: Intermolecular (left) and intramolecular (right) cross-linking between glycerol and xanthan gum (Patel et al., 2020).

ISBN: 978-65-5222-057-8

Despite the extensive literature on XG, studies addressing its interaction with DDG remain scarce. Understanding the thermal effects of this interaction is therefore essential for developing concentrated drilling fluids that are simultaneously stable, processable, and environmentally compatible. The present study aims to characterize the structure and rheological behavior of concentrated xanthan gum dispersions in glycerol, prepared under different temperature conditions.

METHODOLOGY

This section describes the materials, equipment, and procedures employed to prepare and characterize xanthan gum (XG) dispersions in double-distilled glycerol (DDG), focusing on evaluating their rheological and structural properties under different thermal conditions.

- Preparation of Dispersions

Dispersions were prepared using analytical-grade DDG and commercial-grade XG, at a 22 lb/bbl concentration. The initial step involved adding XG to DDG under mechanical stirring using a Hamilton Beach Commercial mixer operating at 6000 rpm for 2 minutes to achieve a homogeneous preliminary mixture.

Subsequently, the mixture was subjected to high-intensity agitation using an Ultra-Turrax disperser in combination with an ice bath for thermal control. Temperature was monitored with a mercury thermometer, and agitation was performed in sequential stages of speed and duration, as detailed in Table 1. This process yielded four final preparation temperatures: 65, 70, 80, and 90 °C. After preparation, the dispersions were transferred to hermetically sealed glass vials and stored at room temperature.

Table 1: Agitation conditions used in the preparation of dispersions.

t/min	V/rpm
10	9000
10	10000
10	12000
≤5	14000

- Rheological Tests

Rheological measurements were performed using a TA DHR-3 rotational rheometer equipped with different geometries depending on the applied shear rate range. Tests included flow curve analysis and oscillatory tests.

- Oscillatory Tests

The viscoelastic behavior of the samples was investigated through oscillatory stress amplitude sweeps, ranging from 10^{-3} to 100 Pa at a fixed frequency of 1 Hz. Before measurement, each sample underwent a pre-shear protocol (1 minute at -100 s^{-1} and 1 minute at 100 s^{-1}), followed by a rest period

ISBN: 978-65-5222-057-8

under zero stress for 10 minutes to ensure partial structural recovery of the system.

- Flow Curves

Flow curves were obtained by applying constant shear rates ranging from 1021.8 to 1.0 s^{-1}. Shear rates in the higher range were assessed using smooth parallel plate geometry, while serrated parallel plates were employed for lower shear rates; both configurations had a diameter of 40 mm. This setup minimized errors related to secondary flow or sample slippage. All tests were conducted at a controlled temperature of 25 °C.

- Structural Characterization by FTIR

Spectroscopic analysis in the Fourier-transform infrared (FTIR) region was conducted using a Bruker Vertex 70 spectrometer, with potassium bromide (KBr) pellets. Spectra were acquired over the 4000 to 400 cm^{-1} range at a resolution of 4 cm^{-1} using 4 scans. Concentrated dispersions prepared at the four specified temperatures were analyzed, along with the pure components (XG and DDG), to identify potential molecular interactions and evaluate structural modifications associated with thermal cross-linking processes.

RESULTS AND DISCUSSION

- Rheological Properties

Xanthan gum (XG) dispersions in double-distilled glycerol (DDG) were prepared at a concentration of 22 lb/bbl to evaluate the influence of preparation temperature on their rheological properties. The sample prepared at 65 °C exhibited physical instability within the first 24 hours, as evidenced by phase separation and sediment formation, which prevented rheological characterization. This result suggests that interactions between XG and DDG are not sufficiently strong below a certain thermal threshold to form a homogeneous and stable matrix.

The remaining samples, prepared at 70 °C, 80 °C, and 90 °C, exhibited shear-thinning behavior, with increasing viscosity observed as the preparation temperature increased. Flow curves (Figure 3A) and apparent viscosity profiles (Figure 3B) revealed that samples XG90 and XG80 presented similar behavior, with higher viscosities than XG70. On average, the viscosity of XG70 was 25.5 ± 5.5 % lower than that of XG80. In contrast, pure DDG displayed Newtonian behavior and lower viscosity than all XG-containing samples.

ISBN: 978-65-5222-057-8

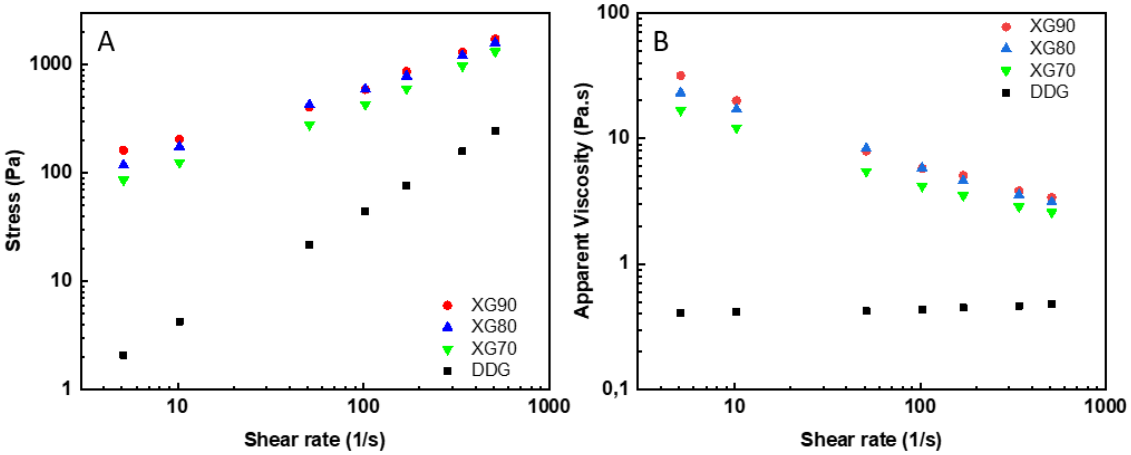


Figure 3: Flow curve (A) and apparent viscosity (B) of dispersions prepared at different temperatures and of pure glycerol.

These results demonstrate that increasing temperature promotes cross-linking reactions between XG and DDG, leading to greater structural rigidity and, consequently, increased viscosity, in agreement with the findings reported by Bilanovic et al. (2015).

In oscillatory tests (Figure 4), XG90 exhibited a storage modulus (G′) higher than the loss modulus (G″), indicating a predominantly elastic behavior. XG80 balanced the two moduli, while XG70 maintained G″ > G′, a typical feature of more viscous systems. Data were analyzed within the linear viscoelastic region, clearly defined up to strain levels of 0.01.

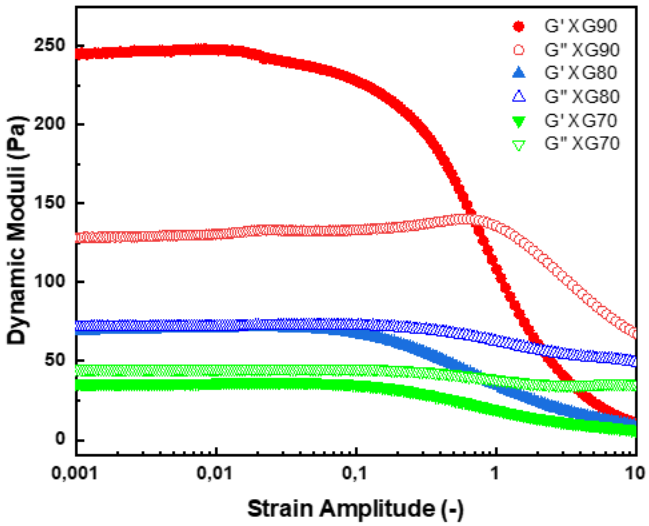


Figure 4: Oscillatory stress amplitude test comparing dispersions prepared at different temperatures.

Reinoso et al. (2019) reported that elevated temperatures induce greater conformational disruption of the biopolymer, potentially enhancing the exposure of XG interaction sites. In the presence of GB, this structural rearrangement appeared to promote an increase in the density of intermolecular bonds, thereby and reinforcing the sample's solid-like behavior.

From an operational standpoint in offshore drilling fluids, where pumpability and subsequent dilution are essential, the XG70 sample displayed the most

ISBN: 978-65-5222-057-8

suitable profile. Its lower viscosity and dominant liquid-like behavior enhance its applicability in such scenarios.

• Structural Characterization by FTIR

Fourier-transform infrared (FTIR) spectroscopy was employed to identify vibrational bands associated with the chemical bonds of the components present in the formulations (Figure 5). All samples exhibited a broad band between 3700–3000 cm^{-1}, corresponding to the stretching of hydroxyl (–OH) groups, typical of both XG and DDG (Ribeiro et al., 2024).

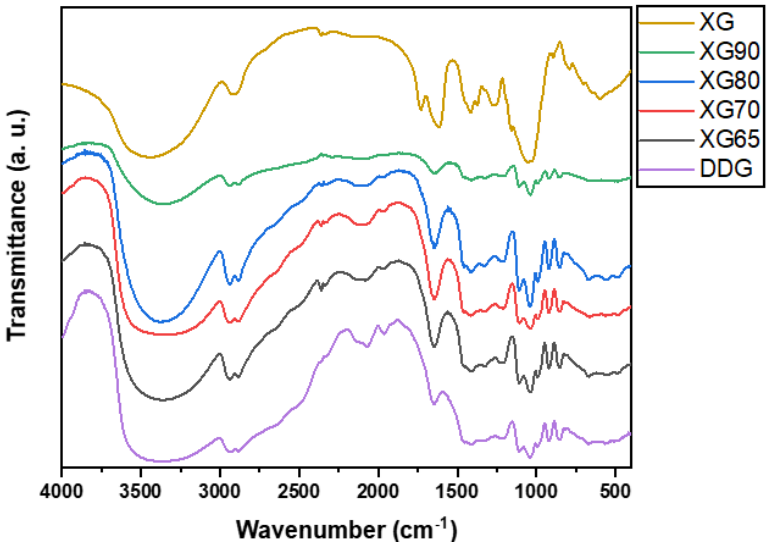


Figure 5: FTIR spectra of fluids produced at different temperatures and of the pure components.

In the 2940 cm^{-1} region, methylene ($–CH_2$) stretching was observed in samples containing DDG, while pure XG displayed this band at 2925 cm^{-1} (Deng et al., 2022). XG also presented a band at 1730 cm^{-1}, attributed to the asymmetric stretching of carboxylate groups from D-glucuronic acid units (Brunchi et al., 2019), and another at 1617 cm^{-1}, characteristic of pyruvic acid groups (Deng et al., 2022).

The dispersions displayed bands associated with DDG, notably at 1645 cm^{-1}, linked to the angular deformation of –OH groups due to hydrogen bonding (De Oliveira et al., 2023). Between 1150 and 830 cm^{-1}, vibrations corresponding to C–O and C–C bonds were identified, present in both the cyclic structures of XG and the DDG backbone (Kovtun; Casas; Cuberes, 2024; Maurya; Sharma, 2024).

Although the FTIR spectra of the dispersions resembled those of DDG, subtle variations in band intensity between 1500 and 1000 cm^{-1} suggest conformational changes and structural rearrangements induced by heating. The low intensity of characteristic XG signals may be attributed to its lower concentration in the samples and to restricted molecular mobility resulting from the formation of cross-linked networks within the DDG matrix.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSIONS

This study demonstrated the preparation temperature directly influences the rheological properties of xanthan gum (XG) dispersions in double-distilled glycerol (DDG). The sample prepared at 65 °C exhibited phase separation, whereas formulations prepared at 70, 80, and 90 °C were stable and showed shear-thinning behavior, with higher viscosities observed as the dispersion temperature increased.

Oscillatory analysis indicated higher temperatures promote greater internal structuring, with a predominant elastic character. Among the formulations, XG70 retained a more viscous behavior, making it the most suitable for applications in the oil industry.

FTIR characterization revealed minor changes in vibrational bands, suggesting molecular interactions between XG and DDG induced by heating. Therefore, preparation temperature is a key factor in determining the performance and stability of these concentrated dispersions.

Overall, the results contribute to a better understanding of the interaction mechanisms between xanthan gum and glycerol, providing valuable insights for developing more stable, efficient, and environmentally suitable dispersions for offshore operations.

ACNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank Petrobras for the financial support and partnership throughout this research, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) and the Post-graduate Program in Mechanical and Materials Engineering (PPGEM) for the academic support. We also acknowledge the Research Center in Rheology and Non-Newtonian Fluids (CERNN) and the Multiuser Rheometry Laboratory (LabReo) for providing the infrastructure and technical support essential to this work. Special thanks are extended to the Polymer Materials Laboratory (LaMaPo).

REFERENCES

AKERS, T. J. Salinity-based pump & dump strategy for drilling salt with supersaturated fluids. **SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings**, v. 2, p. 707–718, 2010.

AKPAN, E. U.; ENYI, G. C.; NASR, G. G. Enhancing the performance of xanthan gum in water-based mud systems using an environmentally friendly biopolymer. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 10, n. 5, p. 1933–1948, 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

BILANOVIC, D.; STAROSVETSKY, J.; ARMON, R. H. Cross-linking xanthan and other compounds with glycerol. **Food Hydrocolloids**, v. 44, p. 129–135, 2015.

BILANOVIC, D.; STAROSVETSKY, J.; ARMON, R. H. Preparation of biodegradable xanthan-glycerol hydrogel, foam, film, aerogel and xerogel at room temperature. **Carbohydrate Polymers**, v. 148, p. 243–250, 2016.

BONELLI, R. C. et al. First pump and dump operation on a pre-salt offshore well in Petrobras. **Rio Oil and Gas Expo and Conference**, p. 1–7, 2016.

BRUNCHI, C. E. et al. Chain conformation of xanthan in solution as influenced by temperature and salt addition. **Journal of Molecular Liquids**, v. 287, p. 111008, 2019.

DENG, C. et al. Effect of high temperature and high pressure on the biodegradability and biotoxicity of typical additives in drilling fluid. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 208, n. PE, p. 109773, 2022.

DE OLIVEIRA, É. L. et al. Synthesis and Characterization of Polyester Derived from Glycerol and Its Application as an Adhesive on Different Adherents. **Journal of the Brazilian Chemical Society**, p. 1–12, 2023.

FEIJÓ, J. L. DE Q. E et al. Utilização de técnica pump & dump de fluidos aquosos saturados e viscosos no Pré-Sal da Bacia de Santos. **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2022**, 2022.

KOVTUN, G.; CASAS, D.; CUBERES, T. Influence of glycerol on the surface morphology and crystallinity of polyvinyl alcohol films. **Polymers**, v. 16, n. 17, 2024.

MAURYA, S.; SHARMA, Y. C. Synthesis of oxygenated additive fuels from bio-renewable glycerol using sulfated Zr-Al based heterogeneous acid catalyst. **Fuel**, v. 355, p. 129352, 2024.

OLSON, A. L.; TUNÉR, M.; VERHELST, S. A concise review of glycerol derivatives for use as fuel additives. **Heliyon**, v. 9, n. 1, 2023.

PASSOS, A. G. L. G. DOS et al. Intervalos críticos no pós-sal: previsibilidade x estratégias de perfuração. **Rio Oil and Gas Expo and Conference**, v. 20, n. 2020, p. 136–137, 2020.

PATEL, J. et al. Xanthan gum derivatives: Review of synthesis, properties and diverse applications. **RSC Advances**, Vol. 10, No. 45, pp. 27103–27136, 2020.

PERENCO. RIMA - Relatório de Impacto Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima na Área Geográfica dos Blocos BM-ES-37, 38, 39, 40 e 41, Bacia do Espírito Santo, 2010.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REINOSO, D. et al. Rheological characterisation of xanthan gum in brine solutions at high temperature. **Carbohydrate Polymers**, v. 203, n. September 2018, p. 103–109, 2019.

RIBEIRO, A. C. R. et al. Effect of xanthan gum on the physical and chemical features of microfibrillated cellulose films plasticized by glycerol. **Biomass Conversion and Biorefinery**, v. 14, n. 18, p. 22203–22214, 2024.

TAN, H. W.; ABDUL AZIZ, A. R.; AROUA, M. K. Glycerol production and its applications as a raw material: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, p. 118–127, 2013.

VAISHNAV, A.; CHOUDHARY, D. K. **Microbial Polymers: Applications and Ecological Perspectives**. Singapore: Springer Singapore, 2021.

VILLADA, Y. et al. Use of synthetic calcium carbonate particles as an additive in water-based drilling fluids. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 652, p. 129801, 2022.

ZHANG, B. et al. Stable method for electrodepositing network-like magnesium hydroxide layer with superhydrophobicity and enhanced surface performance under structure direction of xanthan gum/glycerol. **Applied Surface Science**, v. 635, 2023.

ISBN: 978-65-5222-057-8

COMPARISON OF SIMULATION SOFTWARE FOR WATER INJECTION WELLS: VALIDATION AGAINST FIELD DATA

Bernardo P. Vieira[1], Marcus V. de S. Crispim[1], Fábio P. Fortkamp[1,2], Jader R. Barbosa Jr.[1,3]

[1]POLO – Research Laboratories for Emerging Technologies in Cooling and Thermophysics, Department of Mechanical Engineering, Federal University of Santa Catarina Florianópolis, SC, 88040-900, Brazil,

[2]Technical University of Denmark, Department of Energy Conversion and Storage, Anker Engelunds Vej, Building 301, 2800 Kongens Lyngby, Denmark,

[3]Craft & Hawkins Department of Petroleum Engineering, Louisiana State University Baton Rouge, LA, 70803, 3209R Patrick F. Taylor Hall, USA

e-mails: bernardo.vieira@polo.ufsc.br, marcus.crispim@polo.ufsc.br, fapfor@dtu.dk, jbarbosa@lsu.edu

ABSTRACT

Accurate simulation of water injection wells is essential for optimizing reservoir management and production strategies. However, many commercial software packages in the oil and gas industry are considered "black boxes", offering limited transparency regarding internal algorithms. This lack of clarity introduces uncertainties in model predictions, reducing trust in simulation results for operational decisions. This study evaluates the accuracy and limitations of different simulation tools by comparing their outputs to field data from two water injection wells, named Well 1 and Well 2. Three models were examined: a commercial simulator (WELLCAT), and two in-house models: a pseudo steady-state model (pySAFE) and a transient model (SAFEST). Simulations focused on reproducing observed temperature and pressure profiles within the injection tubing. For Well 1, while the shape of the temperature profile was captured reasonably well, absolute values were less accurate. Models predicted cooler temperatures mid-well and higher values at the bottom, indicating a possible mismatch between the models' inputs and the operating conditions. Well 2 showed a much better agreement, with models closely matching observed temperature profiles. Pressure predictions were generally accurate for both wells. Given the relatively short simulated time (300 hours), SAFEST best matched field data for Well 2, followed by pySAFE and WELLCAT. Regarding pressure estimation, the models are virtually indistinguishable in their accuracy.

Keywords: transient simulation, commercial software, model comparison.

ISBN: 978-65-5222-057-8

1 INTRODUCTION

Water injection is a widely used technique in oil and gas production to maintain or increase reservoir pressure, improving its productivity (ROSA et al., 2011). Accurate simulation of injection wells is essential for designing effective operational strategies, predicting system behavior, and mitigating risks such as thermal fatigue or integrity issues in well components caused by phenomena like Annular Pressure Buildup (APB). Despite the availability of advanced modeling tools, many commercial software packages are treated as "black boxes", offering limited insight into the assumptions, numerical methods, or thermal and hydraulic models they employ. This lack of transparency can lead to significant uncertainty in model outputs and limit user confidence, particularly in data-sensitive environments.

In response to these challenges, benchmarking commercial software against open or internally developed models can offer greater control and traceability. Additionally, validation against field data remains critical to understanding the predictive reliability of these tools under real-world conditions.

The modeling of wellbore thermal and hydraulic behavior has evolved considerably since the early work of Ramey (1962), who introduced an analytical solution incorporating dimensionless time functions (DTFs) for single-phase injection and production scenarios. With the increasing computational capabilities, numerical models emerged, such as those by Cronshaw and Bolling (1982) and Hadgu et al. (1995), although these were limited to steady-state conditions and could not capture transient wellbore responses. More recent efforts have introduced semi-transient models that partially incorporate time dependence (examples include the work of Gu et al. (2015), Wang et al. (2019), and Nie (2022)), but most continue to rely on DTFs, reducing their accuracy for short-duration events. Fully transient models, such as those developed by Lyu et al. (2018), Wan et al. (2021), and Chen et al. (2023), have addressed this limitation by solving the governing equations with full time dependence, enabling more accurate predictions of short-term thermal and pressure responses, albeit with increased computational demands.

The present study evaluates the accuracy of three different simulation tools, ranging from commercial to custom-built models, in predicting the thermal and pressure behavior of two water injection wells. The comparison is based on published field data, with the aim of identifying key differences in model performance, particularly under transient flow conditions. Special attention is given to how well each model captures temperature gradients and pressure evolution along the injection tubing, which are essential for long-term well integrity and performance assessment.

This work is part of an ongoing effort to validate and compare various commercial and in-house models. The first step involved testing a simplified well geometry and comparing the results from the models with a CFD-based reference to validate the basic structures of the models, such as heat exchange along the

ISBN: 978-65-5222-057-8

injection/production tubing. A detailed description of this study can be found in a companion paper (Crispim et al., 2025).

The current work represents the second step in this validation process, focusing on comparing model predictions with field data from the literature. As this effort is still in its early stages, only simpler well geometries were considered to minimize the impact of complex designs on the results. Consequently, data from the wells studied by Nian et al. (2016) were chosen for this study, as they present a simpler geometry with a single annulus and cemented structure. The field data includes temperature and pressure profiles along the injection tubing. Additional details on these wells are available in Nian et al. (2014).

2 METHODOLOGY

2.1 Well geometry and operation

Both wells analyzed in this study (referred to as Well 1 and Well 2 from this point forward) share the same overall structure shown in Figure 1. Each consists of an injection tubing through which water flows, an annulus between the tubing and the casing, and a cemented section surrounding the casing that is in direct contact with the formation.

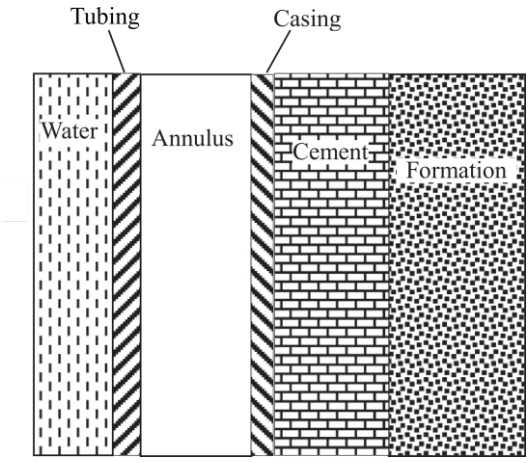


Figure 1: Schematic representation of the structures of Well 1 and Well 2 (adapted from Nian et al., 2016).

The wells differ only in length and operating conditions, with Well 2 being deeper and operating under higher injection temperatures. The relevant parameters describing their geometry and operation are presented in Tables 1 and 2, respectively. Since no information was provided regarding the wells' inclination, they were assumed to be vertical. The data from these tables were then input into each model, which simulated the injection operations according to their own internal logic. The resulting outputs were subsequently compared both

ISBN: 978-65-5222-057-8

with each other and against field data. The modeling approaches used by WELLCAT, pySAFE, and SAFEST are described in detail below, highlighting their differences in assumptions and numerical implementation.

Table 1: Parameters of the water injection wells (adapted from Nian et al., 2016).

Parameter	Value
Well 1 depth [m]	2000
Well 2 depth [m]	2200
Tubing inner radius [m]	0.031
Tubing outer radius [m]	0.0365
Casing inner radius [m]	0.0635
Casing outer radius [m]	0.07
Wellbore radius [m]	0.111
Cement's thermal conductivity [W/m.K]	0.993
Formation's thermal diffusivity [m²/s]	0.000001075
Formation's thermal conductivity [W/m.K]	1.73
Geothermal gradient [K/m]	0.03

Table 2: Water injection conditions (adapted from Nian et al., 2016).

Well	Temperature [ºC]	Pressure [MPa]	Injection rate [m³/day]	Injection time [h]
Well 1	73	15.79	30	300
Well 2	95.6	15.64	30	300

2.2 Numerical models

2.2.1 WELLCAT

The WELLCAT software (WELLCAT, 2023) was used as a third-party tool to simulate the well operations. A major challenge when working with this software is its lack of transparency regarding the underlying models. However,

ISBN: 978-65-5222-057-8

through experimentation and analysis of available documentation, some aspects of its behavior can be inferred.

WELLCAT offers both steady-state and transient simulation modes. In steady-state mode, no specific duration is defined for the simulation, and thus no time function is applied. Instead, the heat transfer problem is solved spatially within a predefined formation region. In contrast, the transient mode incorporates time-dependent terms in the energy equation, progressing the solution through discrete time steps.

In both modes, temperature and pressure distributions are calculated independently rather than being coupled. Additionally, thermal property evaluations in the heat transfer model consistently use the initial pressure distribution of the annular fluid, regardless of any changes during the simulation. All simulations performed on WELLCAT in this study used the transient mode.

2.2.2 pySAFE

The pySAFE software (DA VEIGA et al., 2022) is a wellbore thermo-structural model developed in-house capable of predicting temperature and pressure profiles along the wellbore. It can also estimate the deformation of solid structures within the wellbore due to pressure variations during operation. This information is essential for achieving one of the software's primary objectives: assessing APB and determining whether the operation remains within safe limits.

The model uses a pseudo steady-state approach to solve the momentum and energy conservation equations. In other words, it applies their steady-state forms while incorporating transient effects through the boundary conditions. This is accomplished using dimensionless time functions, which approximate the temperature at the interface between the wellbore and the formation over time. This approach significantly reduces computational costs, but the trade-off is reduced accuracy during short time intervals (typically less than seven days). Given that the total injection time in this study is 300 hours (twelve and a half days), this limitation may be reflected in the accuracy of the results.

Because one of its primary objectives is to calculate APB, pySAFE couples temperature, pressure, and structural deformation calculations. It also updates thermal property evaluations dynamically based on these results. This integrated approach offers a higher level of detail than WELLCAT, potentially leading to more accurate predictions.

2.2.3 SAFEST

The SAFEST software is another wellbore thermo-structural model developed by our research group, with the primary goal of predicting APB**.** Like pySAFE, it calculates temperature, pressure, and structural deformation profiles. However, the key distinction lies in its numerical approach: SAFEST solves the

ISBN: 978-65-5222-057-8

energy conservation equation in its fully transient form, enabling accurate predictions over both short and long time periods. The momentum equation, on the other hand, is solved in its steady-state form, based on the assumption that thermal processes evolve much more slowly than pressure-driven flow, allowing the velocity field to be treated as quasi-static.

Thanks to this approach, SAFEST can accurately predict wellbore behavior over any period, including shorter time frames of just a few hours, as long as it does not rely on dimensionless time functions. To achieve this, it also solves the conduction problem in the formation, assuming a temperature equal to the geothermal profile at a distance far from the well. The trade-off for this approach is a higher computational cost, which increases not only due to the more complex nature of the transient problem compared to the steady-state one, but also because of the inclusion of the transient conduction problem in the formation, which is absent in pySAFE.

Since SAFEST shares many of its objectives with pySAFE, it also couples temperature, pressure, and structural deformation calculations, and dynamically updates thermal property evaluations based on these results. As a result, it is expected to be more accurate than WELLCAT and as accurate as pySAFE in this regard. However, due to the short injection time, its transient nature is anticipated to provide even more accurate results than pySAFE.

A summary of the models and their differences is presented in Table 3.

3 RESULTS AND DISCUSSION

3.1 Temperature Results

Figure 2 presents the injection tubing temperature profiles for both wells after 300 hours of water injection, as calculated by the models and as measured in the field. For Well 1, all model predictions deviated from the field data, with the inflection point in the profiles consistently shifted toward lower temperatures and shallower depths. Despite this shift, the overall shape of the profiles remained similar across all models and the field data. This consistent deviation across all models suggests a possible mismatch between the input data and the actual operating conditions of the well. Despite this discrepancy, WELLCAT produced the closest match to the field data. However, this alignment appears to be coincidental (due to the offset) and not indicative of superior model accuracy. In contrast to Well 1, model predictions for Well 2 were significantly more consistent with the field data, suggesting better alignment between model inputs and actual operating conditions. This consistency allows for a more reliable comparison of model performance. Table 4 summarizes the average temperature errors in Well 2 for each model across different well sections. Notably, WELLCAT exhibited the largest deviation in the midsection of the well, while its predictions near the top and bottom were comparable to the other models. pySAFE and SAFEST

ISBN: 978-65-5222-057-8

produced nearly identical results along the entire tubing length, with SAFEST showing slightly better agreement with the field data.

Table 3: Comparison of the main features and differences between WELLCAT, pySAFE, and SAFEST.

Feature	WELLCAT	pySAFE	SAFEST
Model type	Third-party tool	Internally developed	Internally developed
Simulation Modes	Steady-state and transient modes	Pseudo steady-state approach with dimensionless time functions	Fully transient approach (energy)
Thermal Conduction in Formation	Included	Not included (time functions)	Included
Accuracy	Primarily accurate for steady-state or long-term simulations	More accurate for longer time intervals; reduced accuracy for short intervals	Accurate for both shorter and longer time intervals
Computational Cost	Low	Low	High

The small discrepancy in pySAFE's prediction is likely due to the limitations of the dimensionless time function, which remains less accurate at the 300-hour mark. Over longer timeframes, the results from both models are expected to converge as the time function improves in accuracy.

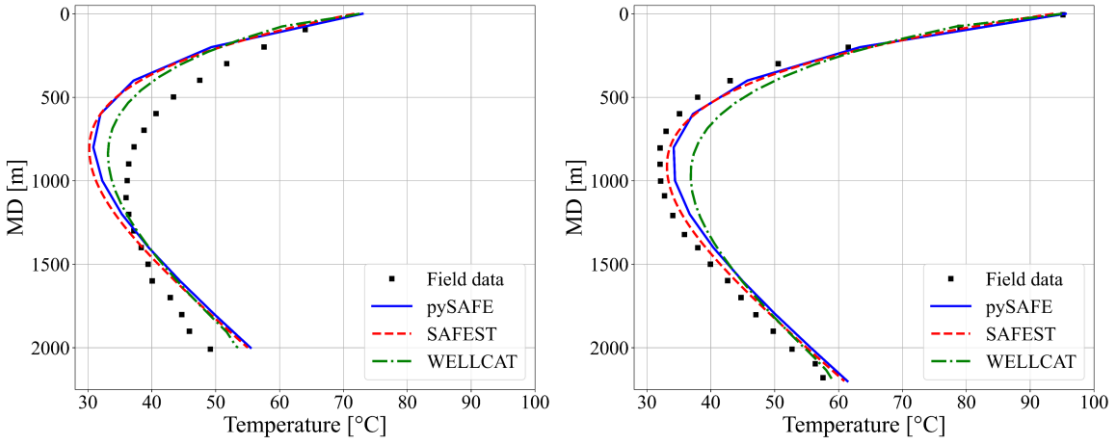


Figure 2: Comparison of the injection tubing temperature profiles for Wells 1 (a) and 2 (b) after 300 hours, as calculated by the models and measured in the field.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 4: Average temperature error between field measurements from Well 2 and model predictions for each simulator.

MD range	Average temperature error		
	WELLCAT	pySAFE	SAFEST
0-500 m	4.15ºC	2.76ºC	3.03ºC
500-1700 m	4.43ºC	2.55ºC	1.59ºC
1700-2200 m	1.94ºC	2.94ºC	2.23ºC

3.2 Pressures Results

Figure 3 shows the injection tubing pressure profiles for both wells after 300 hours of water injection, while Table 5 summarizes the average pressure errors in Well 2 for each model across different well sections. In this case, all models produced nearly identical results, which is expected given that both pySAFE and SAFEST solve the momentum equation under steady-state conditions. However, a closer inspection reveals that SAFEST is slightly more accurate than WELLCAT, which in turn performs marginally better than pySAFE. The agreement with WELLCAT suggests that it likely uses a similar formulation for pressure calculations. As observed in the temperature results, model predictions for Well 1 show poorer agreement with field data, particularly at the bottom of the well where pressure is underestimated by approximately 1.3 MPa. This discrepancy may be due to differences between the assumed input conditions and the actual well operation. In contrast, the results for Well 2 closely match the field data, with all model profiles nearly overlapping. This consistency supports the validity of the internally developed models and also indicates satisfactory performance of the hydrodynamic model used by WELLCAT.

Table 5: Average pressure error between field measurements from Well 2 and model predictions for each simulator.

MD range	Average pressure error		
	WELLCAT	pySAFE	SAFEST
0-500 m	0.12 MPa	0.99 MPa	0.08 MPa
500-1700 m	0.24 MPa	0.92 MPa	0.08 MPa
1700-2200 m	0.38 MPa	0.83 MPa	0.22 MPa

ISBN: 978-65-5222-057-8

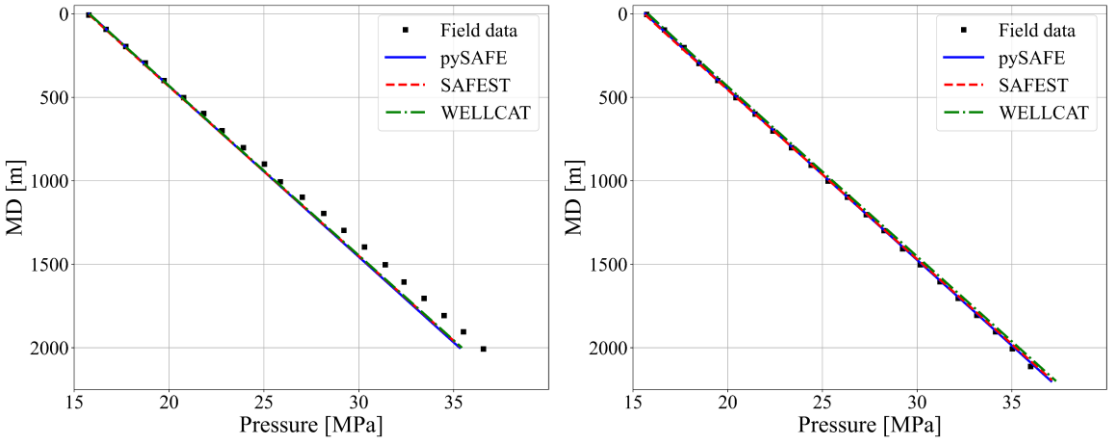


Figure 3: Comparison of the injection tubing pressure profiles for Wells 1 (a) and 2 (b) after 300 hours, as calculated by the models and measured in the field.

4. CONCLUSION

This study evaluated three wellbore simulation models: WELLCAT, pySAFE, and SAFEST. All models were tested against field data from two wells with relatively simple geometries to assess their ability to predict temperature and pressure profiles during water injection. pySAFE and SAFEST produced very similar and highly accurate predictions, demonstrating the effectiveness of their coupled thermo-structural approaches. SAFEST's fully transient solution of the energy conservation equation provided slightly better accuracy, while pySAFE offered a computationally efficient alternative with excellent results. WELLCAT also provided satisfactory results but slightly underperformed compared to the in-house models, likely due to its independent treatment of temperature and pressure and static thermal property evaluations. Despite this, its predictions were generally consistent with the field data. The study also provided insight into WELLCAT's hydrodynamic model, confirming its satisfactory performance despite some limitations in thermal and coupling assumptions. The strong agreement between pySAFE, SAFEST, and field data supports their use for wellbore analysis and operational decision-making. Further validation with more complex well configurations and extended simulation periods is recommended to build on these results.

5. ACNOWLEDGEMENTS

The authors acknowledge Petrobras and Embrapii for the financial support (Project 4600653727, "Analysis and Adjustment of Thermophysical Properties of Drilling and Completion Fluids"), and thank Eduardo B. D. M. Alves for the helpful discussions).

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERENCES

CHEN, X.; HE, M.; XU, M.; ZHOU, C. Fully transient coupled prediction model of wellbore temperature and pressure for multi-phase flow during underbalanced drilling. Geoenergy Science and Engineering, 223, 2023. doi:10.1016/j.geoen.2023.211540.

CRISPIM, M. V. S.; FORTKAMP, F. P.; BARBOSA, J. A systematic comparison of wellbore heat transfer simulators. In: Proceedings of ENCIT- 20th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering: ABCM, 2024.

CRONSHAW, M. B.; BOLLING, J. D. A numerical model of the non-isothermal flow of carbon dioxide in wellbores. Society of Petroleum Engineers, 1982. doi:10.2118/10735-MS.

DA VEIGA, A. P.; MARTINS, I. O.; BARCELOS, J. G. A.; FERREIRA, M. V. D.; ALVES, E. B. D. M.; DA SILVA, A. K.; HASAN, A. R.; BARBOSA, J. R. Predicting thermal expansion pressure buildup in a deepwater oil well with an annulus partially filled with nitrogen. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 208, part A, p. 109275, 2022. doi:10.1016/j.petrol.2021.109275.

GU, H.; CHENG, L.; HUANG, S.; LI, B.; SHEN, F.; FANG, W.; HU, C. Steam injection for heavy oil recovery: Modeling of wellbore heat efficiency and analysis of steam injection performance. Energy Conversion and Management, 97, p. 166–177, 2015. doi:10.1016/j.enconman.2015.03.057.

HADGU, T.; ZIMMERMAN, R. W.; BODVARSSON, G. S. Coupled reservoir-wellbore simulation of geothermal reservoir behavior. 1995.

LYU, X.; ZHANG, S.; MA, X.; WANG, F.; MOU, J. Numerical study of non-isothermal flow and wellbore heat transfer characteristics in CO2 fracturing. Energy, 156, p. 555–568, 2018. doi:10.1016/j.energy.2018.05.126.

NIAN, Y. L.; CHENG, W. L.; LI, T. T.; WANG, C. L. Study on the effect of wellbore heat capacity on steam injection well heat loss. Applied Thermal Engineering, 70(1), p. 763–769, 2014.

NIAN, Y. L.; CHENG, W. L.; WANG, C. L.; HAN, B. B. Analysis for formation thermal properties of water injection well from temperature data. International Journal of Thermal Sciences, 101, p. 158–168, 2016.

NIE, B. Circulating preheating model of full-length horizontal wellbore in heavy oil reservoirs with multiple thermal fluid injection. Journal of Petroleum Science and Engineering, 208, 2022. doi:10.1016/j.petrol.2021.109215.

RAMEY, H. Wellbore heat transmission. Journal of Petroleum Technology, 14, p. 427–435, 1962. doi:10.2118/96-PA.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2011.

WAN, N. H.; WANG, L. S.; HOU, L. T.; WU, Q. L.; XU, J. Y. Modeling transient flow in CO2 injection wells by considering the phase change. Processes, 9, 2021. doi:10.3390/pr9122164.

WANG, H.; LI, X.; SEPEHRNOORI, K.; ZHENG, Y.; YAN, W. Calculation of the wellbore temperature and pressure distribution during supercritical CO2 fracturing flowback process. International Journal of Heat and Mass Transfer, 139, p. 10–16, 2019. doi:10.1016/j.ijheatmasstransfer.2019.04.109.

WELLCAT. WellCat Version 17.2.00 by Halliburton. 2023.

ISBN: 978-65-5222-057-8

EXPERIMENTAL MEASUREMENTS AND ENTROPY SCALING-BASED FORMULATION FOR MODELING THERMAL CONDUCTIVITY OF PURE HYDROCARBONS

Eduardo Bader Dalfovo Mohr Alves[1,*], Fernando Freitas Czubinski[1], Rafael Valdir de Lima[1], Anderson Martins Lorenzoni[1], Jader Riso Barbosa Jr.[1,2]

[1]Polo – Laboratórios de Pesquisa em Refrigeração e Termofísica, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC 88040-900, Brazil
*[2]Craft & Hawkins Department of Petroleum Engineering, Louisiana State University, Baton Rouge, LA 70803, USA *eduardo.alves@polo.ufsc.br*

ABSTRACT

In the context of predicting thermophysical properties of drilling fluids, there is a significant gap in the literature regarding extensively tested formulations for thermal properties based on fluid composition. This paper presents a new apparatus and technique for generating reliable experimental data on the thermal conductivity of liquids, along with a methodology for modeling the thermal conductivity of pure substances for future applications in drilling fluids. The proposed device is a high-pressure thermal conductivity apparatus based on the Transient Hot-Wire (THW) method. The device employs a 15-µm diameter platinum wire (99.99% purity), which simultaneously supplies heat and serves as a high-precision temperature sensor. The apparatus was validated with n-hexane, at pressure up to 250 bar and temperatures up to 65°C. The estimated measurement uncertainty is 5%, the device successfully reproduced values reported in standard reference libraries for the thermal conductivity of the substances. The experimental data were used to calibrate a state-of-the-art *entropy scaling* model, enabling the prediction of the thermal conductivity of both substances even under large pressure extrapolations. To perform the fitting, two open-source Julia packages were employed - one featuring high-performance equations of state to capture molecular behavior, and another implementing the e*ntropy scaling* method. With n-hexane, the fitted model was able to reproduce reference behavior within 3%, even when only measurements up to 250 bar were used for calibration and predictions were extended to 1000 bar and 4°C - conditions relevant to the limiting applications of the formulation.

Palavras-chave: thermal conductivity, entropy-scaling, drilling fluids, modeling, EoS.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

The correct prediction of thermophysical properties of fluids is fundamental for engineering applications. As shown in Fonseca; Francisco Casal (2025) application of modelling formulations in conditions with lack of experimental data is detrimental and can be led to severe error in predictions. In the Oil and Gas industry this can be severe when considering the Annular Pressure Buildup phenomena, in which the incorrect prediction can lead to the collapse of the wellbore structure (Pattillo; Cocales; Morey, 2006). On the properties of the drilling fluids Alves et al. (2022) showed that errors in values of thermal conductivity of fluids trapped in the annuli of a wellbore can lead to excessive APB prediction.

The prediction of thermal conductivity is another topic of several papers in the literature. A method of high interest is the Entropy Scaling, in which the transport properties are written as a function of the residual entropy of a substance (Bell, 2019; Bell et al., 2019; Li; Duan; Yang, 2024). This method is mainly applicable for pure substances however newer formulations propose mixing rules for multi component systems (Schmitt; Hasse; Stephan, 2024). The method has limitations when dealing with the transport properties of gases at low pressure are a challenge for this model, to address the problem Schmitt; Hasse; Stephan (2024) proposes a framework that links the properties at the diluted gas to the Chapman-Enskog theory. The Entropy Scaling method, as most methods for estimating the transport properties, is dependent on experimental data to fit fluid specific parameters. When considering the thermal conductivity, the Transient Hot Wire (THW) method is considered the most accurate in measuring thermal conductivity of liquids and gases (Assael; Antoniadis; Wakeham, 2010; Mylona; Assael; Wakeham, 2014). The method is described in several fundamental papers in which both construction criteria for experimental rigs and theoretical background for the method are presented (Assael; Antoniadis; Wakeham, 2010; De Groot; Kestin; Sookiazian, 1974; Healy; De Groot; Kestin, 1976; Mylona et al., 2020; Nieto De Castro et al., 1988; Perkins; Roder; Nieto de Castro, 1991; Roder, 1981). In the paper of Mylona et al. (2020) an experimental rig which is considered state-of-the-art in measuring thermal conductivity of gases and liquids is built and is considered as a good example of experimental rigs for measurement under high pressure.

In this context, this paper aims to both propose a new experimental setup for measuring thermal conductivity of gases and liquids, the device is being built to measure the thermal conductivity of drilling fluids. Also, the data from the device is used to fit an Entropy Scaling model based in the implementation presented in Schmitt; Hasse; Stephan (2024). To validate the experimental rig n-hexane was used as a reference fluid since there are reference formulations its thermal conductivity. The resulting Entropy Scaling model was also compared to the reference model to attest to the validity of the approach, the model was also evaluated for its capacity to be extrapolated if needed.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METHODOLOGY

The experimental rig that is used in the measurement of thermal conductivity is based in the Transient Hot Wire (THW) method; the rig was not presented in the literature previously so a better description of the device will be done. The device is built based in other similar devices, mainly the ones in De Groot; Kestin; Sookiazian (1974), Roder (1981) and Mylona et al. (2020), in which two separated heating wires are used to compensate for axial conduction.

The principle of measurement of this rig is explained in Roder (1981), the idea is to have two sections of high purity thin wires kept taut in contact with a fluid one wants to measure the thermal conductivity. The wires play two roles in the experiment, they both deliver the power, by means of the Joule effect caused by a small electrical current. The second role is to determine the variation in temperature during an experiment, this is done by measuring the voltage drop in the wire, this is converted to electrical resistance and, with a proper calibration the temperature of the wire can be estimated (Kestin; Wakeham, 1978).

In order to properly estimate the thermal conductivity, the diameter of the wire must be as small as possible, the diameter is mostly limited by the capacity to weld the wires in place. Another important insight that is used in the construction of the rig, is the use of two wires with the same diameter but with different lengths. This is used in order to compensate the end effects and to convert the temperature data in a temperature increase of a section of hypothetical wire with uniform temperature distribution (Assael; Antoniadis; Wakeham, 2010; Kestin; Wakeham, 1978; Mylona; Assael; Wakeham, 2014).

The electrical pulse is applied to both wires and the Joule effect causes the wires to heat up. Due to their small diameter, it is possible to assume that the temperature in the radial direction inside the wire is uniform and the same of the interface with the fluid. For a sufficient long experiment time, the solution of the heating is given by (De Groot; Kestin; Sookiazian, 1974; Healy; De Groot; Kestin, 1976; Kestin; Wakeham, 1978; Mylona et al., 2020):

$$\Delta T(t) = \frac{q'}{4\pi\lambda} \ln\left(\frac{\alpha t}{r_w e^{\gamma}}\right)$$

where, $\Delta T(t)$ is the temperature increase caused by the heating of the wire in the interface with the fluid at each time t, q' is the dissipated heat per unit length, λ is the thermal conductivity of the fluid, α is the thermal diffusivity of the fluid, r_w is the wire radius and e^{γ} is the exponential of the Mascheronni constant, also known as Euler-Mascheronni constant ($\approx 0{,}577 \ldots$). This equation is the basis of the method since a simple log-linear fit can be used to relate temperature increase and the thermal conductivity.

To perform the measurement with high precision, one must use an arrangement that minimizes the general uncertainty to the variation of the electrical resistance of the system. As presented in Kestin; Wakeham (1978) such arrangement requires the use of an automated Wheatstone bridge with both wire segments in the same arm of the bridge. In this arrangement the

ISBN: 978-65-5222-057-8

main variable to measure is how the bridge drifts from the balanced condition during the experiment. The Wheatstone bridge built in the experimental rig proposed is similar to that of Roder (1981) and Mylona et al. (2020) where the bridge unbalance is read by a high precision Digital Multimeter (DMM).

Prior to every test the Wheatstone is automatically balanced, i.e., the values of resistance in the two variable resistors (Decade Boxes) are adjusted in order to force both arms of the bridge to have the same resistance. However, since the balancing procedure requires the Wheatstone bridge to be excited, the power supply is set to limit the provided voltage to 50mV to avoid heating in the wires prior to the test. During the measurement the DC power supply is set to provide from 2 to 6 Volts, which is sufficient for most liquids to increase in temperature within the 2 degrees required for the test.

The post processing of the data is performed in order to convert both voltage signals into temperature increase and power dissipated in the wire. The first relation to be used is a relation regarding the variation in resistance from both wires given by Mylona et al. (2020):

$$\Delta R_w(t) = 2\frac{V_{bridge}(t)R_{std}}{V_{std}(t)}$$

where, ΔR_w is the variation in the difference of resistance of the two sensor wires, i.e., $R_w(t) = R_L(t) - R_S(t)$, R_L is the resistance of the long wire and R_S is the resistance of the short wire. R_{std} is the resistance of the standard resistor that is used to measure the electrical current. V_{std} and V_{bridge} are the voltage drop in the standard resistor and the voltage read across both arms of the Wheatstone bridge. It is important to state that the equation above is only valid if the voltage read in the start of the experiment ($t = 0$) is close to 0V, this is achieved through a proper balance.

The values of resistances are calibrated as a function of temperature such that the raw data from the experiment can be converted in a value of temperature increase during the experiment. The value of raw temperature conversion is denoted ΔT_w. This value is not the value to be used in the log linear equation, this is due to the fact that the value measured is not representative to that which occurs in an infinite length wire. In order to achieve that a compensation using the values of resistance and properties of the wires during a measurement. This process is better described in Kestin and Mylona. Such that:

$$\Delta T_L = \frac{\Delta T_w}{(1 + \varepsilon_5)}$$

where, ε_5 is a compensation term described in the original papers (Mylona et al., 2020). These terms will be omitted in this paper for brevity.

The value of temperature resulting from the compensation represents a temperature increase that occurs in an infinitely long wire with uniform temperature distribution. This temperature, prior to use in the determination of thermal conductivity, must be corrected to account for the idealization done of the semi-infinite temperature increase in the mathematical description of the

ISBN: 978-65-5222-057-8

experiment. The correction is comprised of up to 12 terms described in Healey. In this paper only 2 terms are considered since for liquids they are the ones with greater impact in the correction. One term relates to the heat capacity of the wire and the other relates to the outer boundary of the vessel, which is not an infinite medium. These corrections are applied by:

$$\Delta T(t) = \Delta T_L + \sum_{i=1}^{2} \delta T_i$$

where each term δT_i relates to each correction term. One source of complexity in the post processing scheme of the data involves the corrections as both are dependent in the thermal conductivity of the fluid measured. Therefore, an iterative procedure is performed to converge the measured thermal conductivity and the temperature correction of the experiment.

A second source of complexity in the post processing scheme involves the determination of the region in which the log linear model can be adjusted. The region at the start of the heating, the temperature increase occurs faster than that of the logarithmic increase. Also, for times close to 2 seconds, the fluid surrounding the wires heats enough that natural convection starts to occur, so the temperature behavior in this interval does not adjust to the logarithmic increase. So, one must find a pair of times to consider the start and end of the logarithmic heating. The usual approach to determine these pairs is to manually test every combination of points and use a visual criterion with the temperature plot to estimate the values. In this paper an automated approach, based in an optimization scheme, to find the pair of times. The objective function used to find the pair of times is based on the quality of the fitted curve and the time interval given by:

$$f(t_1, t_f) = \frac{(1 - r^2)^2}{\mathrm{t_f} - t_1}$$

Several penalization functions are used to ensure that the optimal pair of times are found ensuring minimization of the objective function and physically sound results are granted. For brevity the penalization functions will be omitted from this paper, however, most of them account for the fact that the conductivity of liquids will not be greater than 1W/m.K, also, a thermodynamic limitation for the thermal conductivity is that it can't have a negative value. Also, in the literature is usual to find that the r^2 of the linear fit must be greater than 0.999, so a penalty for when the value is lower than this threshold is also added. To ensure enough points are used, one last set of penalizations act to ensure that the experiment does not use point close to the start of the heating nor points close to the region where natural convection is expected to occur.

Note that the fitting equation requires the use of the thermal diffusivity, the value of this variable uses the thermal conductivity from the iterative procedure, but for the product of the density and isobaric heat capacity the value adopted is from the *CoolProp* library (Bell et al., 2014). From the reference on the package the uncertainty for the volumetric heat capacity is estimated to 5%, meanwhile, for the comparison of the proposed formulation, an uncertainty of 6% is used.

ISBN: 978-65-5222-057-8

The final uncertainty of the experimental rig is estimated to be of 5% based in similar devices and procedures. Noting however that a calibration procedure on the length of the wire was necessary, this increased the experimental uncertainty. In order to model the thermal conductivity of the hexane, the proposed formulation in this paper is the Entropy Scaling Framework. The entropy scaling consists in scaling both the thermal conductivity and the residual entropy of the substance and relating both variables directly. This is written by:

$$\lambda^* = \frac{\alpha_0 + \alpha_{ln}\ln\left(s^*_{conf}+1\right) + \alpha_1 s^*_{conf} + \alpha_2 {s^*_{conf}}^2 + \alpha_3\left(s^*_{conf}\right)^3}{1 + g_1\ln\left(s^*_{conf}-1\right) + g_2 s^*_{conf}}$$

where g_i ate two constants related to the method and are common to every substance, they are presented in Schmitt; Hasse; Stephan (2024). The constants α_i are adjusted for every substance and are the parameters that are fitted in this paper. In order to interface with the entropy scaling framework, the computational packages *Clapeyron.jl (Riedemann et al., 2025)* and *EntropyScaling.jl* (Schmitt; Riedemann; Alves, 2025) are used in conjunction.

In this paper a sample of n-hexane is used as a reference fluid in order to test the experimental rig and to generate experimental data to fit the Entropy Scaling model. The sample of n-hexane was provided by the company Sigma-Aldrich with a known purity superior to 99.9% and passed through a degassing process prior to injection in the rig. The degassing procedure was done using an appropriated vacuum pump and was considered complete once the pressure reached the saturation pressure of the liquid at room temperature.

RESULTS AND DISCUSSION

The device was first validated with the measurements of n-hexane when compared to CoolProp. The experiment comprised of the construction of 5 isobars at pressures of 1, 50, 100 and 250 bar. The nominal temperature of the experiment was set to 25, 30, 40, 50 and 60°C. The results and comparison are presented in Figure 1.

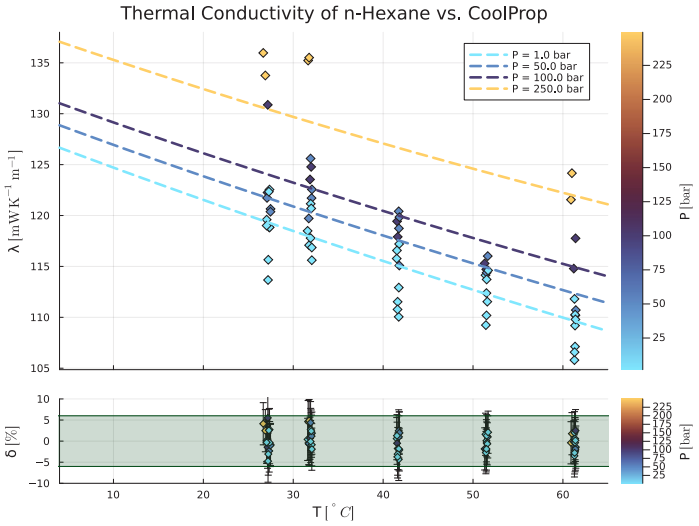


Figure 1 Results of measured thermal conductivity for n-Hexane compared to CoolProp.

ISBN: 978-65-5222-057-8

In this figure the upper plot is the comparison from the experimental data to the reference value expected from the CoolProp library (dashed lines). The lower plot shows the percentile deviation from the experimental point to the CoolProp predicted value for the thermal conductivity, also, the marked region comprises the values under the uncertainty from the reference model, thus, admissible deviations for the experimental data. Note that all the experimental points fell within this admissible region, validating the experimental data. Also, both the behavior in temperature and pressure are being captured in the experimental points, with just some few outliers.

On average, the experimental points are representing the reference model with a MAPE of 1.84%, RMSD of 2.26% and maximum deviation of 5.51% which occurred in one of the outliers at the temperature of 25°C and pressure of 100bar.

Once this measurement was completed the values of thermal conductivity was used to adjust the parameters for the Entropy Scaling model. For the EoS to model the residual Entropy of the liquid phase, it was opted for the PCSAFT equation as implemented in the Clapeyron package.

The resulting coefficients are as follows: $\alpha_0 = 9.9447$ and $\alpha_3 = 5.7949$, while the other coefficients are kept null. The reason only these two coefficients are fitted is related to the small range in temperature that was used to fit the model, if other coefficients are added to the model a severe non-linearity is perceived in the region.

Figure 2 presents the resulting model in comparison to the experimental points.

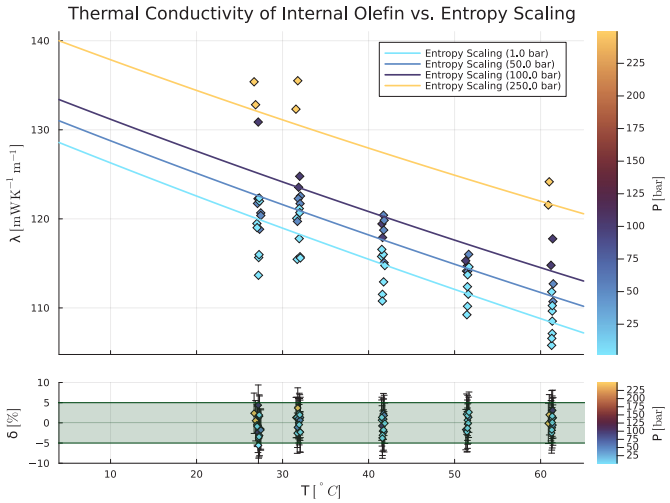


Figure 2 Comparison of Entropy Scaling model with experimental data in application range.

Note that the resulting model is capable to reproduce the temperature and pressure with MAPE of 1.80% which is very similar to that found when comparing the experimental data to the CoolProp reference. The RMSD is of 2.15% which is once again similar to the value found when compared to RefProp and the maximum deviation is of 5.57% at the same point where the maximum deviation has been previously noted. One important aspect here is that, though the experimental data only covers a range of temperature starting in 25°C, the model is well behaved even for lower temperatures such as 4°C. This is an important

ISBN: 978-65-5222-057-8

temperature as is the lower temperature a fluid normally reaches in the oil and gas industry for offshore wellbores.

To compare the resulting model to the reference formulation used in CoolProp, Figure 3 presents both models in the range of temperature similar to the previous analysis. However, the pressures of 500 and 1000bar are added for testing the extrapolation capability of the model in higher pressures. The extrapolation for higher temperatures is not analyzed since near the temperature of 65°C n-hexane passes through phase transition at lower pressures. This is a limitation since no thermal conductivity was measured in the vapor phase and the behavior of the property varies considerably when compared to the liquid region.

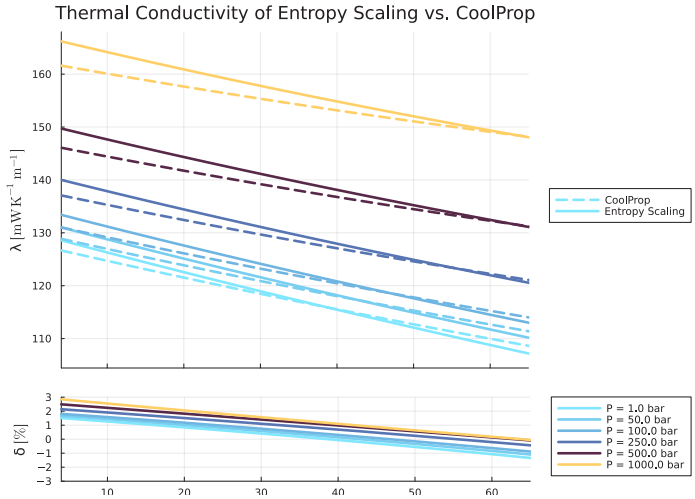


Figure 3 Comparison models for thermal conductivity of n-hexane.

Note that one point that is possible to see is that for lower temperatures, specially at temperatures lower than those measured in the experiment, the thermal conductivity predicted by the Entropy Scaling fit is overpredicting the thermal conductivity. This effect is exacerbated at higher pressures where the largest deviation from both models occurs at the temperature of 4°C and a pressure of 1000bar, with a deviation of 3%. Note however that this point is an extrapolation of 20°C and of 750bar from the experimental data. This indicates that both the fitted Entropy Scaling model is capable to reproduce the behavior of the reference model and also that the model maintains consistency even when extrapolated for higher pressures.

The only limitation hereby is that there is a clear trend on the deviation indicating that for higher temperatures it is possible for the models to diverge. So, extrapolations in this condition are ill-advised.

CONCLUSIONS

In this paper a new experimental rig for the measurement of thermal conductivity of liquids and gases at high pressure is presented. The rig is based in the THW method using state-of-the-art rigs as basis for its construction. A complete explanation on the experimental method and post processing scheme is presented in a summarized manor.

ISBN: 978-65-5222-057-8

The rig was used to measure the thermal conductivity of n-hexane from pressures of 1bar up to 250bar and temperatures from 25°C to 60°C. The measured values were compared to a reference library of properties and the experimental rig was validated with this comparison. The experimental rig achieved a MAPE of 1.84% and a RMSD of 2.26% in relation to the reference library.

The experimental data was also used to fit an Entropy Scaling model using a PCSAFT EoS to model the residual entropy of the substance. The resulting model was accurate to represent the experimental data and agreed with good accuracy to the reference model. The model was also shown to be able to predict the thermal conductivity of n-hexane even when extrapolating the pressure over 750 bar above the measured range. The model however is not recommended for extrapolation for higher temperatures than those used in the experiments.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to acknowledge Petrobras for the financial and technical support via the Cooperation Agreement Number 5900.0117585.21.9.

REFERENCES

ALVES, Eduardo Bader Dalfovo Mohr Alves *et al.* Investigation on the Effects of Thermophysical Properties of Drilling Fluids on the Simulation of Thermally Driven APB. *In*: Bento Gonçalves: ABCM, 2022.

ASSAEL, Marc J.; ANTONIADIS, Konstantinos D.; WAKEHAM, William A. Historical evolution of the transient hot-wire technique. **International Journal of Thermophysics**, v. 31, n. 6, p. 1051–1072, jun. 2010.

BELL, Ian H. *et al.* Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library coolprop. **Industrial and Engineering Chemistry Research**, v. 53, n. 6, p. 2498–2508, 12 fev. 2014.

BELL, Ian H. Probing the link between residual entropy and viscosity of molecular fluids and model potentials. **Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America**, v. 116, n. 10, p. 4070–4079, 2019.

BELL, Ian H. *et al.* Modified Entropy Scaling of the Transport Properties of the Lennard-Jones Fluid. **Journal of Physical Chemistry B**, v. 123, n. 29, p. 6345–6363, 26 jun. 2019.

DE GROOT, J. J.; KESTIN, J.; SOOKIAZIAN, H. Instrument to measure the thermal conductivity of gases. **Physica**, v. 75, n. 3, p. 454–482, 1 ago. 1974.

FONSECA, José M. S.; FRANCISCO CASAL, María. The impact of inaccurate property data in process modelling. **Fluid Phase Equilibria**, v. 592, p. 114322, 1 maio 2025.

ISBN: 978-65-5222-057-8

HEALY, J. J.; DE GROOT, J. J.; KESTIN, J. The theory of the transient hot-wire method for measuring thermal conductivity. **Physica B+C**, v. 82, n. 2, p. 392–408, 1976.

KESTIN, J.; WAKEHAM, W. A. **A CONTRIBUTION TO THE THEORY OF THE TRANSIENT HOT-WIRE TECHNIQUE FOR THERMAL CONDUCTIVITY MEASUREMENTS**. *[S.l.]*: North-Holland Publishing Co, 1978.

LI, Zhuo; DUAN, Yuanyuan; YANG, Xiaoxian. Linking Thermal Conductivity to Equations of State Using the Residual Entropy Scaling Theory. **Industrial and Engineering Chemistry Research**, v. 63, p. 18160–18175, 23 out. 2024.

MYLONA, S. K.; ASSAEL, M. J.; WAKEHAM, W. A. Transport Properties of Fluids. *In*: **Reference Module in Chemistry, Molecular Sciences and Chemical Engineering**. *[S.l.]*: Elsevier, 2014.

MYLONA, Sofia K. *et al.* High-Pressure Thermal Conductivity Measurements of a (Methane + Propane) Mixture with a Transient Hot-Wire Apparatus. **Journal of Chemical & Engineering Data**, v. 65, n. 2, p. 906–915, 13 fev. 2020.

NIETO DE CASTRO, C. A. *et al.* **Thermal Diffusivity Measurement by the Transient Hot-Wire Technique: A ReappraisalInternational Journal of Thermophysics**. *[S.l.: S.n.]*.

PATTILLO, P. D.; COCALES, B. W.; MOREY, S. C. Analysis of an Annular Pressure Buildup Failure During Drill Ahead. **SPE Drilling & Completion**, v. 21, n. 04, p. 242–247, 20 dez. 2006.

PERKINS, R. A.; RODER, H. M.; NIETO DE CASTRO, C. A. High-temperature transient hot-wire thermal conductivity apparatus for fluids. **Journal of Research of the National Institute of Standards and Technology**, v. 96, n. 3, p. 247–269, 1991.

RIEDEMANN, Andrés *et al.* **ClapeyronThermo/Clapyeron.jl: v0.6.13**. Zenodo, , jun. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.5281/zenodo.15582545>. Acesso em: 11 jun. 2025

RODER, Hans M. A Transient Hot Wire Thermal Conductivity Apparatus for Fluids. **Journal of Research of the National Bureau of Standards**, v. 86, n. 5, p. 457, 1981.

SCHMITT, Sebastian; HASSE, Hans; STEPHAN, Simon. Entropy scaling framework for transport properties using molecular-based equations of state. **Journal of Molecular Liquids**, v. 395, p. 123811, 1 fev. 2024.

SCHMITT, Sebastian; RIEDEMANN, Andrés; ALVES, Eduardo Bader Dalfovo Mohr Alves. **EntropyScaling.jl: v0.3.2**. Zenodo, , mar. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.5281/zenodo.15094564>. Acesso em: 11 jun. 2025

ISBN: 978-65-5222-057-8

ASSESSMENT OF THE EFFECT OF GEOMETRIC UNCERTAINTY ON THERMOSTRUCTURAL RESPONSES IN OIL WELLS USING ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS

Guilherme F. Peixer[1], Eduardo B. D. M. Alves[1], Jaime A. Lozano[1], Jader R. Barbosa Jr.[1,2]

[1]POLO - Research Laboratories for Emerging Technologies in Cooling and Thermophysics/UFSC,
guilherme.peixer@polo.ufsc.br,

[2]Craft & Hawkins Department of Petroleum Engineering/Louisiana State University,
jbarbosa@lsu.edu

ABSTRACT

The geometry of an oil well, particularly the wellbore and hole diameters, plays a crucial role in thermostructural responses, including Annular Pressure Buildup (APB). Uncertainties in these geometric parameters, whether due to drilling imprecision or measurement errors, can significantly affect well integrity, potentially leading to casing rupture or collapse under extreme pressure and temperature conditions. This study investigates the impact of geometric uncertainties on APB formation. Uncertainty ranges for wellbore and hole diameters were established based on industry data and literature. Sobol variance-based global sensitivity analysis was employed to quantify the influence of these parameters. Artificial Neural Networks, trained on numerical simulations, enable efficient uncertainty propagation and rapid APB predictions. These models support large-scale Monte Carlo simulations, ensuring reliable thermomechanical assessments and statistically relevant results from dozens of millions of simulations. The results reveal that geometric uncertainties significantly influence APB, with 4% uncertainties in the diameters resulting in variations from 75% to 110% of the nominal pressure difference in the annuli. These findings highlight the need for precise geometric measurements and robust predictive models to enhance well integrity and operational safety.

Keywords: Annular Pressure Buildup, Sensitivity Analysis, Uncertainty Analysis, Artificial Neural Networks.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Petroleum remains a cornerstone of contemporary society, serving as a fundamental resource for global economic development and industrial activity. Despite the increasing global discourse surrounding the energy transition, it is expected that humanity's dependence on oil will persist in the medium to long term (IEA, 2024). This continued dependence is especially pronounced in sectors that are not easily electrified, such as aviation, maritime transport, and heavy-duty freight, as well as in the petrochemical industry. Furthermore, the infrastructural and economic inertia embedded in the global energy system presents substantial challenges to the rapid substitution of oil. As such, any energy strategy must account for the relevance of oil within a global, but still hydrocarbon-dependent, diversification framework. Rather than focusing exclusively on displacement strategies, there is an urgent need to innovate within existing fossil fuel systems to improve efficiency, reduce greenhouse gas emissions, and promote cleaner production pathways (IEA, 2023).

The effective management of undesirable events is a critical component in reducing the carbon footprint and overall environmental impact of the oil and gas industry. Undesirable events cause different types of damage to the sector, including financial losses, ecological degradation, and human casualties (Chang et al., 2014). One such undesirable event is Annular Pressure Buildup (APB), a thermomechanical phenomenon that occurs when trapped fluids in the annular spaces contract or expand due to temperature changes (Bellarby, 2009). If not properly managed, APB can potentially lead to structural failures such as casing rupture or collapse, with severe environmental and economic consequences (Dong and Chen, 2017; Zhang et al., 2019, Júnior et al., 2019).

To predict heat transfer and mitigate APB, several thermostructural models have been developed (Ramey Jr., 1962; Dong and Chen, 2017; Hasan and Kabir 2018; Zhang et al., 2019; da Veiga et al., 2022). These models aim to estimate pressure evolution in annular spaces, considering thermal expansion, fluid compressibility, and boundary conditions. While effective, these models often assume deterministic input parameters, overlooking the natural variability and uncertainty inherent in subsurface conditions and operational parameters. Recognizing this, recent studies have emphasized the importance of incorporating uncertainty and sensitivity analyses (SA) in APB assessments (Pai et al, 2020; Alves et al., 2022; Silva et al., 2024). However, not all the variables involved on the process have been evaluated by previous studies, being the geometric parameters of the well which are subject to uncertainty due to drilling imprecisions, tool calibration errors, and formation irregularities, not explored in the literature

Most prior works rely heavily on computationally expensive deterministic models, which limit their applicability in large-scale probabilistic analyses where millions of simulations are often required (Sudret et al., 2017). This study addresses this gap by introducing Artificial Neural Networks (ANNs) as efficient surrogate models to enable large-scale uncertainty evaluation. The ANNs approximate the complex relationship between geometric inputs and

ISBN: 978-65-5222-057-8

thermostructural outputs with high accuracy and low computational cost. This allows for Sobol and Monte Carlo simulations involving millions of samples, thereby capturing the probabilistic behavior of APB under geometric uncertainties in a statistically robust manner. The main objective of this work is to evaluate the impact of wellbore and hole diameter uncertainties on APB using ANN-powered Sobol Analysis and Monte Carlo simulations. The proposed methodology enhances traditional modeling approaches by combining the predictive power of ANNs with the robust SA and uncertainty quantification, contributing to more reliable well integrity assessments and safer oil and gas operations.

METHODOLOGY

The wellbore evaluated in the present study was modeled by Ferreira et al., (2017) and da Veiga et al. (2022), is located in the Campos basin and a representation of its geometry and lithological map is presented in Figure 1 (da Veiga et al., 2022). Annulus 1 is filled with Nitrogen and 27/73 wt.% salt/water brine, and Annuli 2 and 3 are filled with oil-based muds, assumed to be a 50/50 wt.% mixture of water and glycerin, as proposed in da Veiga et al. (2022).

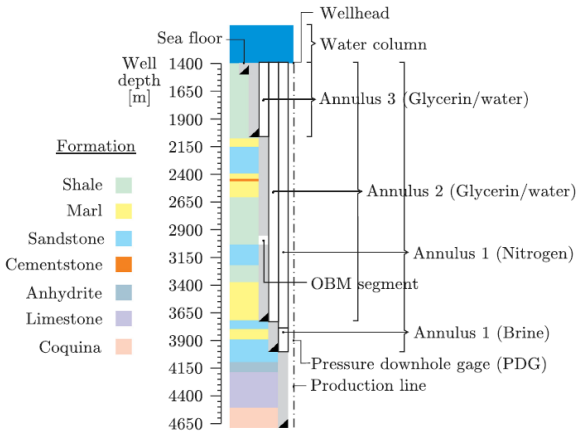


Figure 1 – Schematic representation of the well (Da Veiga et al., 2022)

To model the flow of the hydrocarbon in the fluid strings, the momentum and energy balances were solved numerically. The radial heat transfer to the annuli was modeled with a series of thermal resistances, assuming unidirectional and steady-state heat flow with a time dependent boundary condition modeled by a time function. The annular model was based on the solution of the hydrostatic equation and the structural model and mass conservation employed was the one reported by Halal et al. (1994). The numerical model is called PySafe and it has been experimentally validated with actual temperature and pressure field data. The production fluid is composed of a 24-component mixture (N_2, CO_2, C_1-C_3, iC_4, iC_5, nC_4-nC_{19}, nC_{20+}). The properties were evaluated from interpolation of previously generated property tables with data from the Multiflash software. The geometric parameters of the

ISBN: 978-65-5222-057-8

well evaluated in the present study are the diameter of the tubes (D) and the hole size of the well (H). These parameters are detailed along the length of the wellbore, with each section defined by specific starting and ending depths, as summarized in Tables 1 and 2. For a complete description of the solution, one is referred to Ferreira et al. (2017) and da Veiga et al. (2022).

Table 1 – Geometric characteristics of the diameter of the tubes

D	Starting Length [m]	Ending Length [m]	Diameter [in]
D_1	1412	1437	30
D_2	1437	1472	30
D_3	1412	1437	20
D_4	1437	2040	20
D_5	1412	3729	13.375
D_6	1412	4072	10.75
D_7	4072	4165	10.75
D_8	4040	4693	7
D_9	1412	4040	6.625

Table 2 – Geometric Characteristics of the hole sizes

H	Starting Length [m]	Ending Length [m]	Diameter [in]
H_1	1412	1472	36
H_2	1472	2040	26
H_3	2040	2060	16
H_4	2060	2955	16
H_5	2955	3050	16
H_6	3050	3729	16
H_7	3729	3825	14.75
H_8	3825	3831	14.75
H_9	3831	4040	14.75
H_{10}	4040	4165	14.75
H_{11}	4165	4693	8.5

Despite their robustness and computational efficiency, numerical simulations may become impractical for applications such as SA or uncertainty analysis, which require hundreds of thousands of simulations (Sudret et al., 2017). In such cases, even simulations that take only a few seconds can be make the task unfeasible. To overcome this limitation, surrogate models such as ANNs, have proven to be powerful alternatives (Wang et al., 2022). ANNs are data-driven models inspired by the structure of the human brain, capable of learning complex nonlinear relationships between inputs and outputs through a training process.

ISBN: 978-65-5222-057-8

An ANN approximates the underlying system behavior as a mapping function (*f*). For the present evaluation, the ANN representation is given by:

$$\Delta P_{AB} = f(\underline{D}, \underline{H})$$

Where ΔP_{AB} represent the maximum pressure difference between annuli A and B at the same depth, and $\underline{D}$ and $\underline{H}$ represent the diameter and hole size array given by Tables 1 and 2, respectively. The model consists on a function that will map the 20 input parameters, 9 diameters and 11 hole sizes, to 1 output parameter.

The training process of an ANN involves adjusting the weights of its connections to minimize the error between predicted and actual outputs. This requires a dataset of input–output pairs, which in the present case will be collected via numerical simulations, and an optimization algorithm. The architecture of the ANN of the present work is composed of 2 hidden layers, with 50 and 5 neurons, and 1 output layer with 1 neuron. To improve the training process and avoid overfitting, regularization, batch normalization, early stopping and learning rate scheduler techniques were implemented (Bruton and Kutz, 2022). The Adam optimizer was employed, ELU as the activation function, the MSE used as the loss function and the number of training epochs was set at 1000. The dataset for the development of the model consisted of 86 017 numerical simulations, where a uniform deviation of 4% was applied in all input parameters. Later on, this dataset was divided into training (64%), validation (16%) and test (20%) sets.

For the SA, the Sobol method was employed due to its ability to quantify both individual and interaction effects of input parameters on the model output (Li et al., 2016). To assess the impact of input variability on model predictions, an uncertainty analysis was carried out using the Monte Carlo method. In this approach, multiple input samples were generated based on specified statistical distributions, and the ANN was used to propagate these uncertainties through the model (Sundret et al., 2017; Wang et al., 2022). The use of the ANN model, significantly reduced computational costs while maintain the accuracy, allowing for robust and statistically significant evaluations to be carried out.

RESULTS AND DISCUSSION

Figure 2 presents a parity plot comparing the ΔP_{AB} predictions from the trained ANN model against reference results obtained from the PySafe numerical simulations for the training and test sets (validation data is included in the training set). A ±1% deviation band around the identity line is also included to visually assess prediction accuracy. The ANN demonstrates excellent predictive performance across the entire range of pressure values, with all points tightly clustered around the identity line. Both training and test data fall

ISBN: 978-65-5222-057-8

well within the ±1% error bounds, indicating that the model generalizes effectively to unseen data and maintains high fidelity in reproducing the numerical model outputs. Additionally, the coefficient of determination achieved by the model in the test set was above 0.999, corroborating for the high accuracy of the model.

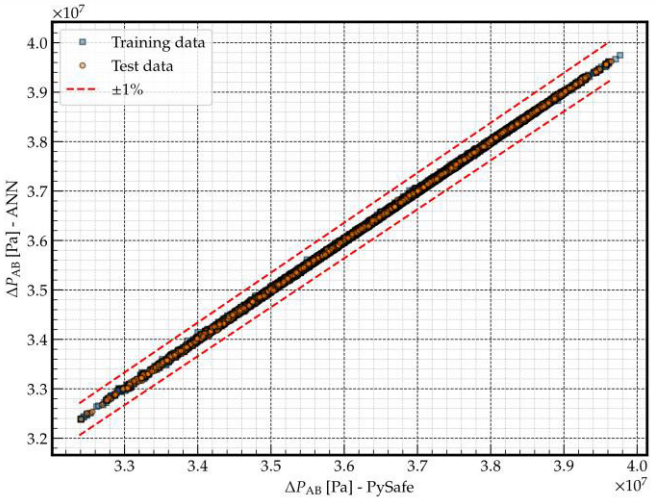


Figure 2 – Comparison between the numerical and ANN predictions for ΔP_{AB}.

This level of agreement validates the ANN as a reliable surrogate model for rapid ΔP_{AB} predictions. In that scenario, figure 3 shows the total-order Sobol sensitivity indices (S_T) for the geometric parameters considered in the analysis of ΔP_{AB}. Besides the Sobol coefficients, Figure 3 also displays the uncertainty intervals for each coefficient which are represented over each bar. To determine the coefficients, 2 752 512 cases were predicted using the ANN. The uncertainty was modeled using a normal distribution and a standard deviation of 2.04%, resulting in a 95% confidence interval of approximately 4%.

The low uncertainty on the Sobol coefficients, ensuring a high statistical significance, could only be achieved as a large number of simulations was allowed by the ANN strategy. The results clearly highlight that D_6 is the most influential geometric parameter, with a total-order index exceeding 0.5, indicating a dominant role in driving APB variability. Secondary contributors include H_4 and H_2, followed by D_4, H_6, H_7 and D_5 each showing moderate influence. The remaining parameters exhibit negligible effects, suggesting that their uncertainty has little impact on the APB predictions. This sensitivity ranking suggests that higher precision should be prioritized for the measurement and control of D_6 and H_4, as they represent the largest sources of uncertainty in APB estimates. The physical interpretation of the results can be interpreted mainly due to the length of the D_6, which is the longest annular, and H_4, which is the longest hole size and influence mainly on the cement layer, which act as a thermal isolation. These findings also justify focusing computational resources on the most impactful variables during uncertainty quantification efforts.

ISBN: 978-65-5222-057-8

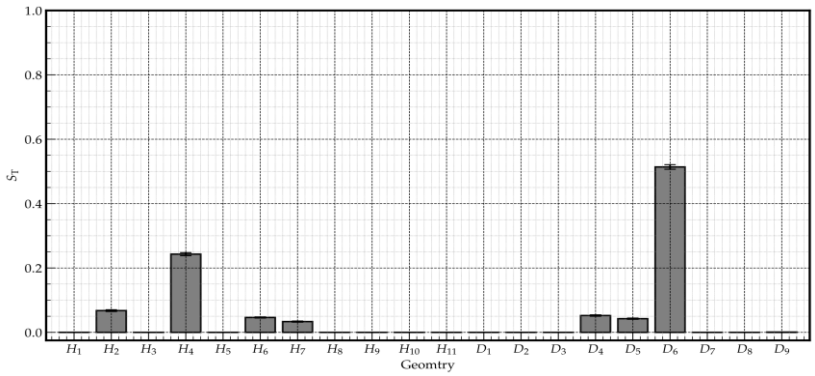


Figure 3 – Total Sobol Sensitivity Indices for the geometry of the well

The uncertainty analysis is carried out via Monte Carlo simulations, where each input parameter was varied individually or in combination with the other ones. For each analysis, 10 000 000 simulations were carried out a number determined based on evaluations to guarantee that the number of simulations did not interfere with the final results. Once again, the uncertainty was modeled using a normal distribution and a standard deviation of 2.04%, resulting in a confidence interval of 4%. Figure 4 displays the effect of variations in the outer diameter (D_1 to D_9) on the distribution of ΔP_{AB}. Each violin plot contains 10 000 000 simulations and shows the probability distribution of simulation outputs under uncertain inputs simulated individually for each diameter.

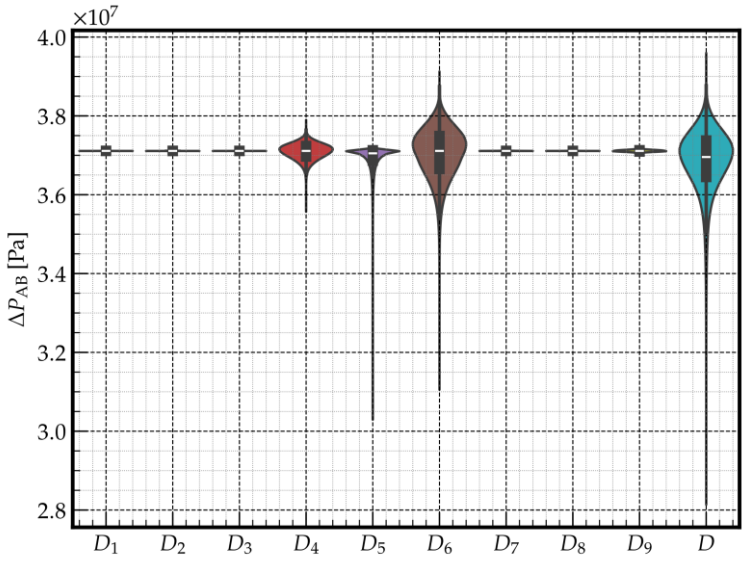


Figure 4 - Impact of Diameter Uncertainty on ΔP_{AB}.

ISBN: 978-65-5222-057-8

In accordance to the results presented in Figure 3, the diameters whose uncertainty have the largest influence on ΔP_{AB} are D_6, D_5 and D_4. In contrast to the results presented by Figure 3. The uncertainty analysis presented by Figure 4 allows for the quantification of the effect of the uncertainty of the input variables, and not just a ranking of them. For that, the total uncertainty on the diameter of the tubes can lead to deviations ranging from 76% to 107% of the nominal value, which represent significant values for the operation of the well.

Figure 5 extends this uncertainty analysis by examining the effect of hole size (H_1 to H_{11}) on ΔP_{AB}. The distributions are generally narrower compared to those in Figure 4, implying that ΔP_{AB} is less sensitive to variations in hole size than in outer diameter. Among the tested configurations, H_4 shows to have the greater influence, followed by H_2, H_6 and H_7, also corroborating with the results presented in the SA. In contrast with the effect of the diameter of the tubes, which has a skewed behavior, the hole size presents a more symmetrical trend, resulting in variations on ΔP_{AB} between 90% and 107% of the nominal value.

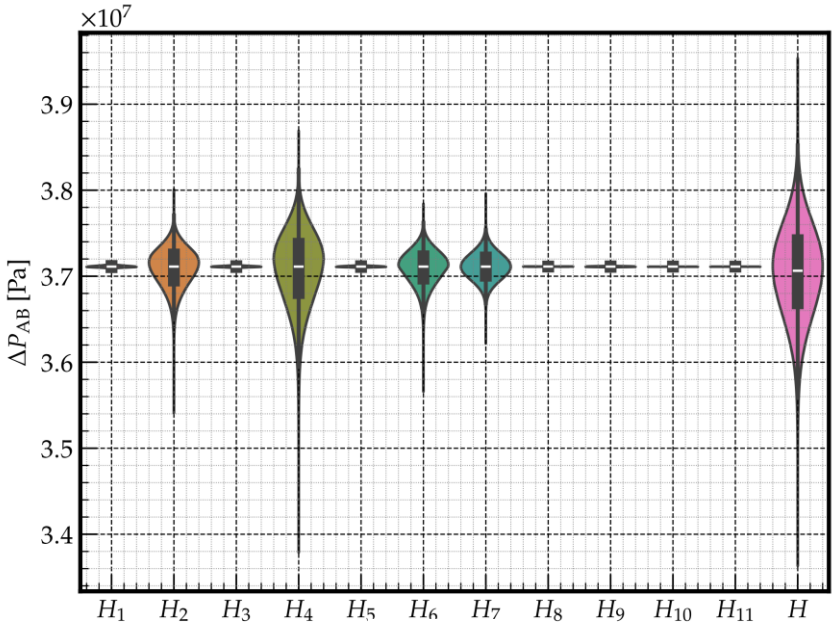


Figure 5 - Impact of Hole Size Uncertainty on ΔP_{AB}.

Figure 6 summarizes these findings by presenting a normalized comparison of the relative variability in ΔP_{AB} across three scenarios: uncertainties due to hole size (H), outer diameter (D), and the combined case (All). The results indicate that uncertainties related to D introduce a slightly greater spread in pressure deviations outcomes compared to H. When both parameters are perturbed simultaneously, the overall variability increases

ISBN: 978-65-5222-057-8

further, highlighting the additive nature of uncertainty propagation, and the uncertainty effect can result in deviations large that surpasses 75% and 110% of the nominal values.

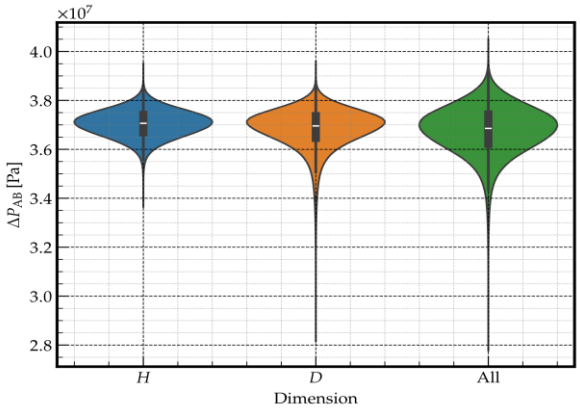


Figure 6 - Impact of Geometry Uncertainty on ΔP_{AB}.

CONCLUSIONS

This work investigated the propagation of uncertainty in ΔP_{AB} of an oil well, focusing on the hole size and outer diameter. A key contribution of this study was the use of ANNs to accelerate Sobol analysis and the Monte Carlo simulations, enabling the efficient evaluation of millions of cases without the prohibitive computational cost of running full numerical simulations for each case. The application of ANNs significantly enhanced the feasibility and scalability of the uncertainty quantification process. This approach demonstrated the potential of AI-based surrogates in complex engineering tasks involving large parameter spaces and stochastic inputs. The results indicated that variations in the outer diameter and hole size can lead large deviations on the pressure difference of the system with greater impact in anulus A and B, the ones with greater annuli. This was evident in both the wider output distributions and the higher sensitivity metrics observed for the outer diameter. Engineering-wise, this insight highlights the geometrical parameters that must be tightly controlled during drilling to ensure the robustness and performance consistency of the system.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to acknowledge Petrobras for the financial and technical support via the Cooperation Agreement Number 0050.0123294.23.9.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERENCES

ALVES, E. B.; et al. Investigation on the effects of thermophysical properties of drilling fluids on the simulation of thermally driven APB. ENCIT, 2022.

BELLARBY, J. Well Completion Design. Oxford: Elsevier, 2009.

BRUNTON, S. L.; KUTZ, J. N. Data-driven science and engineering: ML, dynamical systems, and control. Cambridge: Cambridge University Press, 2022.

CHANG, S. E.; et al. Consequences of oil spills: a review and framework for informing planning. Ecology and Society, v. 19, 2014.

DA VEIGA, A. P.; et al. Predicting thermal expansion pressure buildup in a deepwater oil well with an annulus partially filled with nitrogen. J. of Petroleum Science and Engineering, v. 208, p. 109275, 2022.

DONG, G.; CHEN, P. A review of the evaluation methods and control technologies for trapped annular pressure in deepwater oil and gas wells. J. of Natural Gas Science and Engineering, v. 37, p. 85–105, 2017.

FERREIRA, M. V. et al. A numerical study on the thermal behavior of wellbores. SPE Production & Operations, v. 32, n. 4, p. 564–574, 2017.

HALAL, A. S.; et al. Casing design for trapped APB. SPE Drilling & Completion, v. 9, n. 2, p. 107–114, 1994.

HASAN, A.; KABIR, S. Fluid flow and heat transfer in wellbores. 2. ed. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018.

JUNIOR, N. M. et al. Structural analysis of thermal behavior on cooling trapped annular pressure in water and gas injection wells. In: OTC BRASIL, 2019, RJ.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2023. Disponível em: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Oil 2024. Disponível em: https://www.iea.org/reports/oil-2024.

LI, Shuang; et al. Accelerate global SA using ANN algorithm: case studies for combustion kinetic model. Combustion and Flame, v. 168, p. 53–64, 2016.

PAI, R.; et al. Validation of transient APB model predictions with field measurements in an offshore well and characterization of uncertainty bounds. In: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 2020.

RAMEY JR., H. J. Wellbore heat transmission. Journal of Petroleum Technology, v. 14, p. 427–435, 1962.

SILVA FILHO, L. E. da; et al. SA of thermal phenomena in APB in oil wells. In: CILAMCE, 2024, December.

SUDRET, B.; et al. Surrogate models for uncertainty quantification: an overview. In: EUCAP, 11., 2017, 2017. p. 793–797.

WANG, C.; et al. Recent advances in surrogate modeling methods for uncertainty quantification and propagation. Symmetry, v. 14, p. 1219, 2022.

ZHANG, B.; et al. Trapped annular pressure caused by thermal expansion in oil and gas wells: a review of prediction approaches, risk assessment and mitigation strategies. J. of Petroleum Science and Engineering, v. 172, p. 70–82, 2019.

ISBN: 978-65-5222-057-8

NUMERICAL MODELING OF TUBING BUCKLING IN OIL AND GAS WELLS

Otávio Bruno de Araújo Rodrigues[1], Catarina Nogueira de Araújo Fernandes[1], João Paulo Nogueira de Araújo[1], William Wagner Matos Lira[1], João Paulo Lima Santos[1], Charlton Okama de Souza[2]

[1]Federal University of Alagoas/Laboratory of Scientific Computing and Visualization, otavio.rodrigues@lccv.ufal.br, catarina@lccv.ufal.br, joaopna@lccv.ufal.br, william@lccv.ufal.br, jpls@lccv.ufal.br

[2]PETROBRAS/CENPES, charlton@petrobras.com.br

ABSTRACT

The integrity of tubing strings should be ensured throughout the lifecycle of oil and gas wells. Design failures can limit injection pressures or stimulation rates, jeopardizing well productivity. To address these challenges, precise tubular stress analysis (TSA) that accounts for buckling phenomena is essential. While analytical buckling equations are widely accepted and used in industry software, they often rely on assumptions such as constant annular radius, which limit their applicability. This work presents a numerical modeling based on the finite element method (FEM) implemented in ABAQUS, enabling an integrated evaluation of buckling in tubing strings. The model eliminates the need for simplified correlations and incorporates enhanced simulation strategies compared to previous works, leading to better convergence. A case study of a vertical well demonstrates good agreement between the proposed model and industry software for tubing buckled length, dogleg, and axial forces with bending. The numerical model also addresses the effects of packer boundary condition, variable annular radius on buckling, and friction. The main contribution of this work lies in a more robust approach for buckling analysis, with potential to support the development of new simplified models, including for real-time evaluation of tubular integrity in the oil and gas wells.

Keywords: tubing, buckling, ABAQUS, TSA, oil and gas wells.

ISBN: 978-65-5222-057-8

1 INTRODUCTION

The integrity of tubing strings must be maintained throughout the lifecycle of oil and gas wells. According to Bellarby (2009), design failures in these structures can limit injection pressures, reduce stimulation rates, and necessitate workovers, jeopardizing well productivity. Consequently, tubular stress analysis (TSA) is essential to evaluate the mechanical behavior of tubing strings under different conditions, including buckling. As highlighted by Mitchell (2008a), this instability induces additional bending stresses and axial displacements, which may lead to permanent strains in the tubing or complicate the proper installation of hydraulic seals.

Several studies have focused on predicting buckling behavior in wellbore tubulars with different geometries (LUBINSKI et al., 1962; CHEN et al., 1990; WU; JUVKAM-WOLD, 1995; MITCHELL, 1997). Among these, two stand out. Lubinski et al. (1962), using the Principle of Virtual Work (PVW) method, derived analytical equations to estimate dogleg severity, strains, length variation, contact force, and bending stress due to helical buckling in vertical wells. Conversely, Mitchell (1997) extended these analyses by numerically solving a differential equation for buckling, developing new equations representing sinusoidal and helical buckling in deviated wells.

These equations are widely implemented in industry software but present limitations, especially in regions with varying radial clearance (tapered strings), as noted by Mitchell (2008a) in his review of the state-of-the-art in buckling analysis. In such cases, Lubinski et al. (1962) suggested an approximation based on average parameters, while Hammerlindl (1977) proposed modeling each section individually. Mitchell (2008a) pointed out that these approaches fail to capture the oscillations of the helical pitch and developed an analytical solution for limited intervals of radial clearance, incorporating friction effects (MITCHELL, 2008b). However, he emphasized that such solutions are complex and difficult to build. Furthermore, analytic solutions addressing buckling with friction are available for a limited range of load cases (MITCHELL, 1996).

Numerical methods arise as an efficient alternative to overcome these challenges. Finite element software such as ABAQUS enables the analysis of problems involving geometric nonlinearity, contact mechanics and friction, eliminating the need for simplified approximations. Previous studies, such as those by Machado (2016), Xie (2018), and Souza (2020), have used this tool to investigate buckling in wellbore tubulars. However, these works did not explore buckling under conditions involving variable annular clearance or the interaction with packers in tubing strings. This study presents a numerical modeling approach implemented in ABAQUS, aiming to evaluate buckling, overcoming these limitations while offering accuracy and flexibility in the structural analysis of tubulars under real-world conditions.

ISBN: 978-65-5222-057-8

2. NUMERICAL MODELING OF TUBING BUCKLING IN ABAQUS

The numerical buckling modeling of tubing is divided into two analyses: linear buckling and post-buckling, as illustrated in Figure 1. The linear analysis identifies the buckling modes and their deformation shapes. These deformations are then applied as geometric imperfections in the post-buckling model, which evaluates the tubing behavior under instability, as also shown in Figure 1. In the linear analysis, the tubing deforms while the casing, shown in blue, remains rigid, and no contact between the parts is considered.

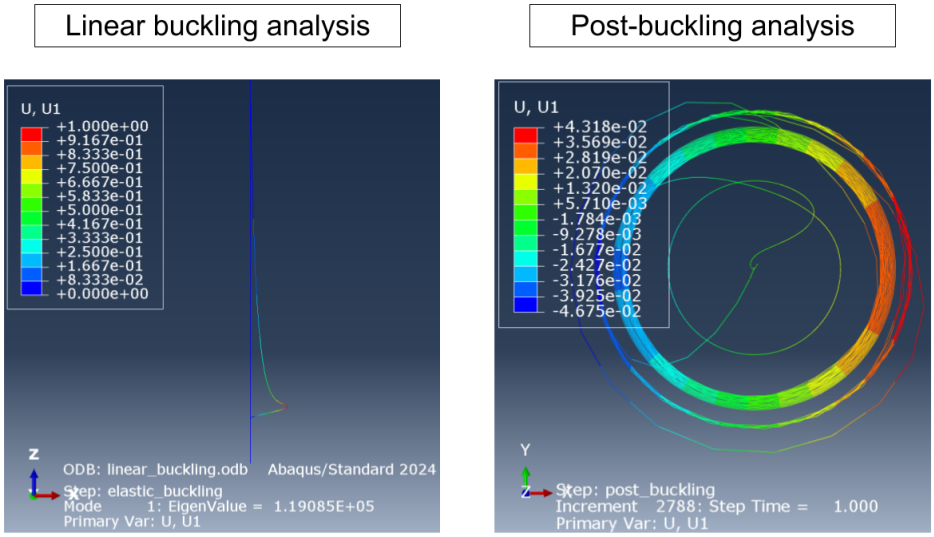


Figure 1: Tubing buckling analysis.

Both the tubing and the casing/wellbore are modeled as three-dimensional, and deformable wire elements. This approach is due to the type of finite element employed, which will be described next. The tubular material is assumed to be linear elastic and subject to thermal strains, which requires defining a coefficient of thermal expansion. Among the boundary conditions, the casing/wellbore is considered rigid, whereas the tubing is fixed at the top. A common step in both linear and post-buckling analyses is the initial condition, representing the tubing installation in the well. At this stage, self-weight loads and hydrostatic pressures due to the completion fluid are applied.

PIPE31-type elements have been used, similarly to Machado (2016) and Souza (2020). This element is linear with two nodes distributed in 3D space. It uses linear interpolation functions and has six degrees of freedom per node: three translations and three rotations. A typical discretization employs elements of 1 m length, justified by the improved accuracy of results when considering bending effects caused by buckling on the axial force.

ISBN: 978-65-5222-057-8

2.1 LINEAR BUCKLING ANALYSIS

In addition to predicting the buckling modes, the linear buckling analysis provides the critical loads associated with each mode. In this context, ABAQUS solves a classical eigenvalue problem.

Prior to this analysis, an initial preload P^N can be applied to the structure, representing the initial condition when the tubing string is set in the wellbore. A linear increment Q_n is applied to perturb the system, and the eigenvalue problem is solved according to Equation (1):

$$(K_0^{NM} + \lambda_i K_\Delta^{NM}) v_i^M = 0, \tag{1}$$

where K_0^{NM} is the stiffness matrix corresponding to the base state, which includes the effects of the preloads P^N, K_Δ^{NM} is the stiffness matrix due to the incremental loading Q_n, λ_i are the eigenvalues, v_i^M are the buckling mode shapes (eigenvectors), M and N refer to degrees of freedom of the whole model and i refers to the *ith* buckling mode.

Here, the increment Q_n corresponds to a unit load applied at the packer setting depth. The critical buckling loads are given by $P^N + \lambda_i Q_n$, and the buckling modes v_i^M are normalized such that the maximum displacement is unity.

To perform this analysis in the ABAQUS interface, a Linear Buckling step is created, where Q_n is applied. This step is configured as a Linear Perturbation procedure, following the initial condition step. In this process, the number of buckling modes (eigenvalues) is specified and can be determined using either the Lanczos or Subspace methods. The Subspace method is selected here due to the relatively small number of buckling modes required.

2.2 POST-BUCKLING ANALYSIS

The analyzed buckling problem involves contact interactions. According to Machado (2016), using the Riks method led to intermittent opening and closing of contact pairs during the increment, causing convergence issues. The author suggests that in such cases, inertial effects or viscous forces should be introduced to stabilize the solution, whether dynamic or static. This work adopts a static approach.

ABAQUS provides an automatic damping method proportional to the model, called automatic stabilization. This can be applied either as constant or

ISBN: 978-65-5222-057-8

adaptive damping. Equation (2) describes this process, where the viscous forces F_v are added to the global equilibrium, presented in Equation (3).

$$F_v = cM^* v, \tag{2}$$

$$P - I - F_v = 0, \tag{3}$$

where M^* is an artificial mass matrix calculated with unit density, c is a damping factor, $v = \Delta u/\Delta t$ is the vector of nodal velocities, P is the vector of the external nodal forces, and I is the vector of internal nodal forces to balance the system.

Machado (2016) suggested an adaptive damping approach instead of a constant one. In this case, ABAQUS modifies the damping factor throughout the simulation. The tolerance for the ratio between the artificially dissipated viscous energy and the total strain energy (dissipated energy fraction) is user-defined. If this tolerance is globally violated within an increment, new damping factors are calculated both globally and elementally, adhering to a secondary user-defined criterion related to the accuracy of the adaptive scheme. To determine whether the introduction of artificial energy is within acceptable limits for the final results, the ratio of dissipated artificial energy (ALLSD) to total strain energy (ALLIE) is used as an analysis parameter and should remain below 5%.

In older ABAQUS versions, such as 2018, simulations of this problem using adaptive damping were not efficient. Thin columns, with an outer diameter of up to 2.78 in, and lengths exceeding 500 m, faced convergence difficulties. Hence, constant damping without imposing an accuracy factor was preferred. Damping coefficients between 5 and 25 yielded interesting results, maintaining the ALLSD/ALLIE energy ratio. These values were determined through a series of simulations with satisfactory outcomes. This is the main contribution of the present work to the discussed modeling. One possible cause for this could be the contact model in ABAQUS, which has been improved in recent versions. However, the presented strategy emerges as a viable alternative in cases where convergence difficulties arise.

To perform this analysis, a General step must be created, geometric nonlinearity activated, and the automatic stabilization method set to Specify damping factor. The option Adaptive stabilization with max. ratio is unchecked. From the initial step, a general interaction is defined with a formulation of the type all with self, type edge to edge, radial direction, which is ideal for beam-to-beam contact problems. Additionally, friction effects can be included in the interaction properties and calculated using either the penalty or Lagrange method. In the post-buckling model, geometric imperfections are introduced into the tubular to increase susceptibility to instability. These imperfections are determined by combining the first and second buckling modes, applying a percentage of 20% or 1% of the clearance between the tubing and the casing to their deformed shapes.

ISBN: 978-65-5222-057-8

3 CASE STUDY

The vertical offshore well under study lies at a water depth of 2070 m. Detailed specifications of the tubing, casing, and liner sections along the depth are presented in Tables 1 and 2.

Table 1: Sections of the tubing string.

SEC.	TOP (m)	BASE (m)	OD (in)	ID (in)	WEIGHT (lbf/ft)	SEC.	TOP (m)	BASE (m)	OD (in)	ID (in)	WEIGHT (lbf/ft)
1	2070.00	2094.64	5 1/2	4.67	23	15	5117.14	5237.14	5 1/2	4.67	23
2	2094.64	2120.44	6 5/8	5.79	28	16	5237.14	5241.69	5 1/2	4.67	23
3	2120.44	2817.34	7 5/8	6.63	39	17	5241.69	5265.69	5 1/2	4.67	23
4	2817.34	2842.24	6 5/8	5.79	28	18	5265.69	5280.00	5 1/2	4.67	23
5	2842.24	2866.24	5 1/2	4.67	23	19	5280.00	5280.71	5 1/2	4.67	23
6	2866.24	2873.74	5 1/2	4.67	23	20	5280.71	5304.55	4 1/2	3.92	13.5
7	2873.74	2897.74	5 1/2	4.67	23	21	5304.55	5450.35	5 1/2	4.67	23
8	2897.74	2971.54	6 5/8	5.79	28	22	5450.35	5469.78	4 1/2	3.92	13.5
9	2971.54	2995.54	5 1/2	4.67	23	23	5469.78	5485.98	5 1/2	4.67	23
10	2995.54	3001.54	5 1/2	4.67	23	24	5485.98	5512.82	4 1/2	3.92	13.5
11	3001.54	3025.54	5 1/2	4.67	23	25	5512.82	5586.62	5 1/2	4.67	23
12	3025.54	3050.44	6 5/8	5.79	28	26	5586.62	5642.05	4 1/2	3.92	13.5
13	3050.44	4204.24	7 5/8	6.63	39	27	5642.05	5658.25	5 1/2	4.67	23
14	4204.24	5117.14	6 5/8	5.79	28	28	5658.25	5705.57	4 1/2	3.92	13.5

Table 2: Sections of the production casing and liner.

PRODUCTION CASING						LINER					
SEC.	TOP (m)	BASE (m)	OD (in)	ID (in)	WEIGHT (lbf/ft)	SEC.	TOP (m)	BASE (m)	OD (in)	ID (in)	WEIGHT (lbf/ft)
1	2070.00	2900.00	13 3/4	12.38	88.2	1	4007.00	5134.00	10 3/4	9.16	85.3
2	2900.00	4210.00	14	12.38	115	2	5134.00	5705.57	10 3/4	8.68	109

The packer is located at a measured depth of 5280 m and is mechanically set. The tubing string is assessed during a production operation. Figure 2 illustrates the pressure and temperature profiles obtained from simulations using Wellcat. Initially, when the string is installed, the completion fluid has a density of 9 ppg, and the finite elements have lengths of 1 meter. A friction coefficient of 0.3 is considered.

ISBN: 978-65-5222-057-8

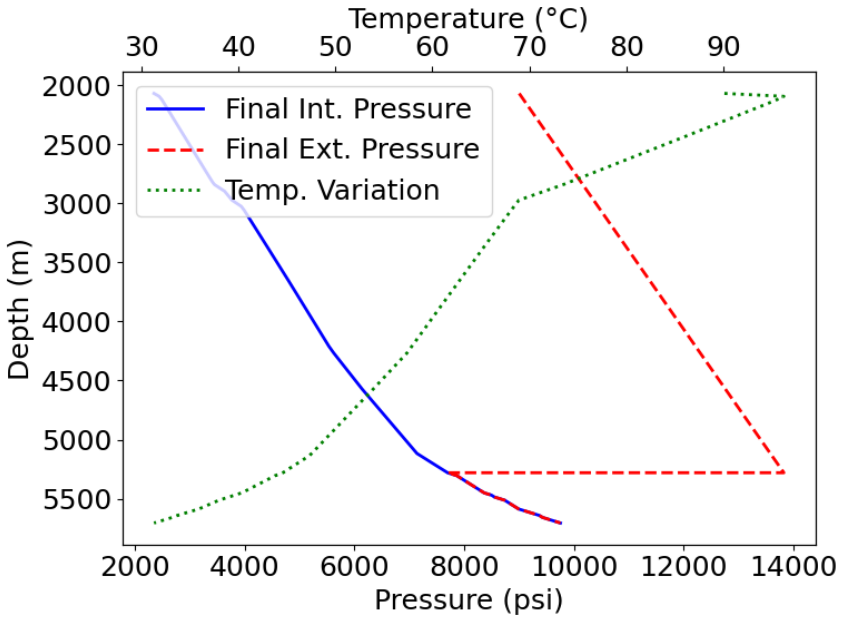


Figure 2: Temperature and pressure profiles during production.

4 RESULTS

It is crucial to discuss the ratio between ALLSD and ALLIE energies in the post-buckling analysis. Figure 3 presents the simulation results with and without friction. The curve peaks and then decreases smoothly in both cases. This behavior is essential because the bending results showed sensitivity to oscillations after the peak. Furthermore, the energy ratio remained below 5%, indicating that the applied damping did not yield unrealistic results, as suggested in the ABAQUS manual.

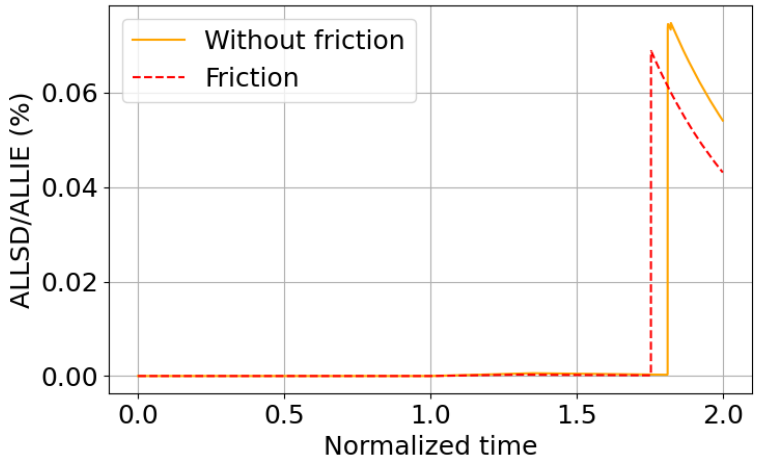


Figure 3: Ratio of ALLSD to ALLIE energies in post-buckling analysis.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Figure 4 illustrates the dogleg during production with and without friction using ABAQUS and Wellcat. Helical buckling occurs between 4000 and 5280 m. In the frictionless results, there is excellent agreement between the tools, with a maximum difference of 0.3°/30 m observed between 5140 and 5280 m. Additionally, between 4500 and 5100 m, the numerical results exhibit some noise, which may be related to the formation of reverse helices. Moreover, variations in the annular radius cause oscillations in curvature, indicating changes in helix pitch. These behaviors are not predicted by the analytical equations implemented in the industry software. For dogleg results with friction, the drag-induced nonlinearity, combined with the aforementioned effects, caused greater disturbance, leading to less agreement between the curves. ABAQUS predicts a higher curvature (0.8°/30 m) only in the region immediately above the packer; beyond that point, Wellcat gives more conservative results.

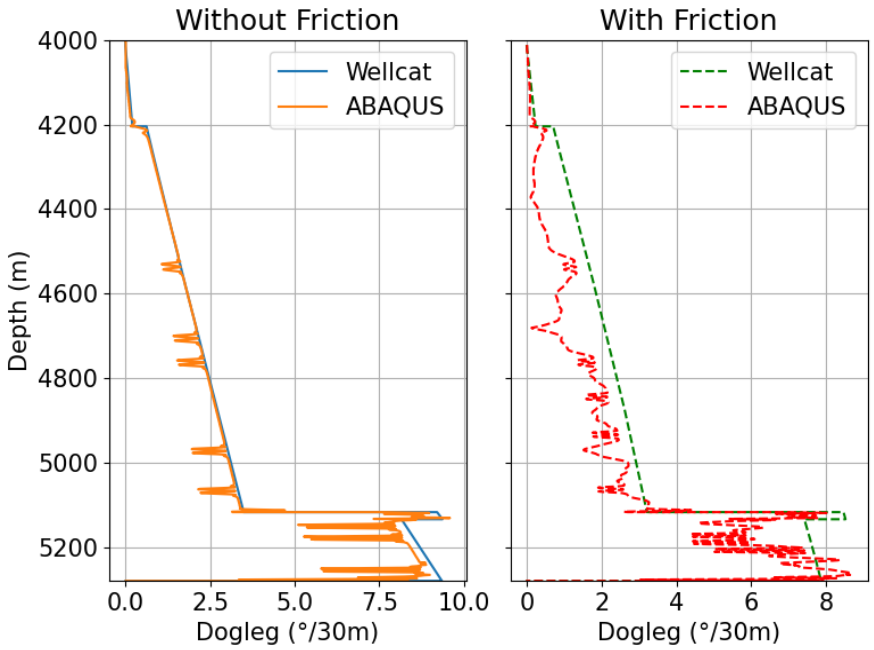


Figure 4: Dogleg in the string due to buckling during production with and without friction.

Figure 5 illustrates the axial loads considering bending to quantify the previously discussed effects in terms of force. Without friction, there is good agreement between ABAQUS and Wellcat, as expected. It is noteworthy that the boundary condition at the packer results in a load 44 klbf lower than that predicted by WellCat, but this discrepancy extends only over a 6 m section, as detailed in Figure 6. Furthermore, in areas with diameter variation, the load increases locally by up to 10 klbf. Regarding results with friction, the forces predicted by the numerical modeling align well with the industry software. Near

ISBN: 978-65-5222-057-8

the packer, the numerical load is up to 15 klbf higher over a 30 m section (see Figure 6). This behavior requires further investigation under different scenarios to assess its recurrence and prevent potential operational risks.

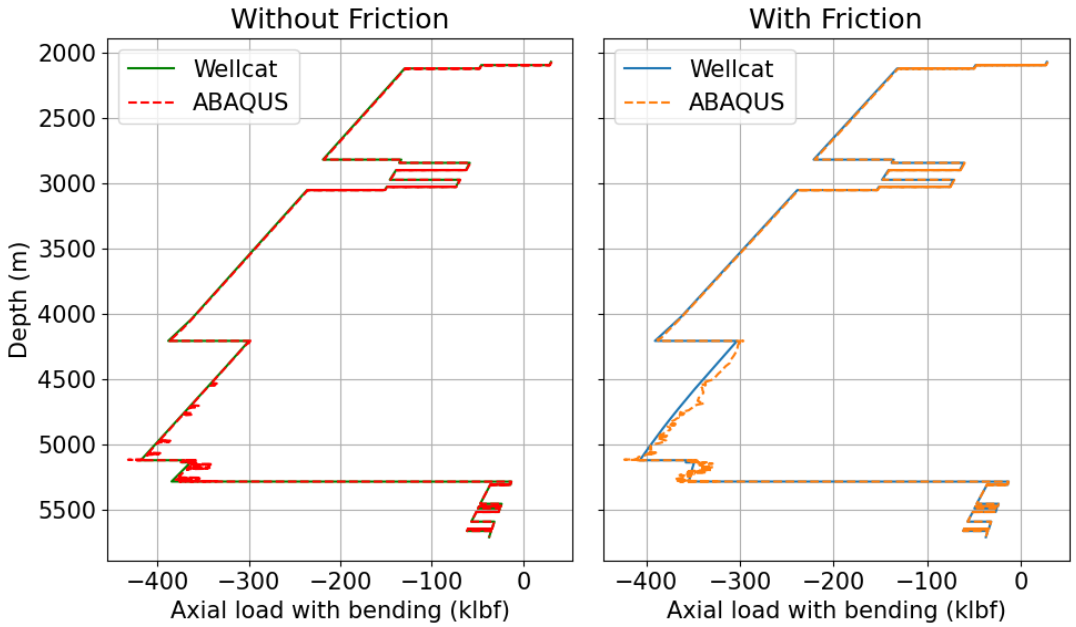


Figure 5: Axial loads with bending to evaluate the effects of buckling during production.

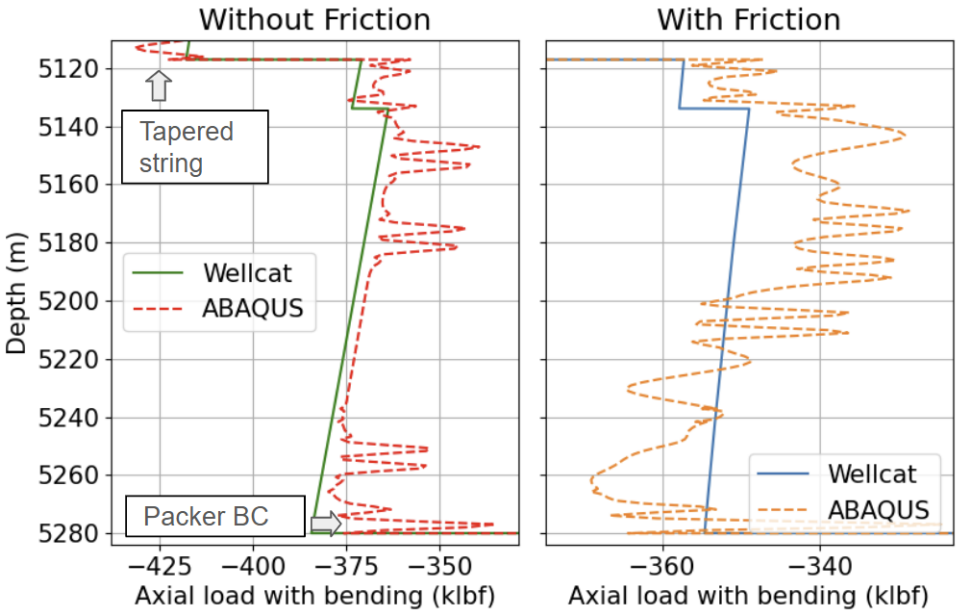


Figure 6: Axial load variation near the packer with and without friction.

ISBN: 978-65-5222-057-8

5. CONCLUSIONS

This work presented a FEM-based numerical modeling implemented in ABAQUS for integrated buckling evaluation in tubing strings. A constant damping factor improved convergence. In the case study, ABAQUS and Wellcat agreed on dogleg and axial forces without friction. The packer and annular radius variations affect local curvature and loads. With friction, ABAQUS predicted up to 0.8°/30 m higher curvature above the packer and axial load increases of up to 15 klbf near the packer, highlighting the need for further investigation. This modeling offers a robust approach for buckling analysis, supporting the development of new simplified models.

REFERENCES

BELLARBY, J. Chapter 9 Tubing Stress Analysis. In: BELLARBY, J. (Ed.). Well Completion Design. Elsevier, 2009. p. 473–556.

LUBINSKI, A.; ALTHOUSE, W.; LOGAN, J. L. Helical Buckling of Tubing Sealed in Packers. Journal of Petroleum Technology, v. 14, n. 6, p. 655–670, 1962.

HE, X.; KYLLINGSTAD, A. Helical Buckling and Lock-Up Conditions for Coiled Tubing in Curved Wells. SPE Drilling & Completion, v. 10, n. 1, p. 10–15, 1995.

WU, J.; JUVKAM-WOLD, H. C. Coiled Tubing Buckling Implication in Drilling and Completing Horizontal Wells. SPE Drilling & Completion, v. 10, n. 1, p. 16–21, 1995.

MITCHELL, R. F. Effects of Well Deviation on Helical Buckling. SPE Drilling & Completion, v. 12, n. 1, p. 1–24, 1997.

MITCHELL, R. F. Tubing Buckling—The State of the Art. SPE Drilling & Completion, v. 23, n. 4, p. 361–370, 2008.

MITCHELL, R. F. Comprehensive Analysis of Buckling With Friction. SPE Drilling & Completion, v. 11, n. 03, p. 178–184, 09 1996.

MITCHELL, R. F. Tubing Buckling—The Rest of the Story. SPE Drilling & Completion, v. 23, n. 2, p. 112–122, 2008.

XIE, J. Finite element analysis of tubing buckling in oil wells. [S.l.: s.n.], 2018.

MACHADO, L. R. Flambagem helicoidal em poços verticais nos trechos de revestimentos de superfície livre. PUC-RIO, 2016.

SOUZA, C. O. Análise estrutural de poços submarinos: Uma avaliação da influência do topo de cimento do revestimento de superfície. UFRJ, 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

EXPERIMENTAL STUDY OF CARBONATE SCALING SIMULATING OIL WELL CONDITIONS

Rômulo Fieni Fejoli[1], Rafael de Paula Cosmo[1], Fabio de Assis Ressel Pereira[1], Edson José Soares[1], Andre Leibsohn Martins[2], Helga Elisabeth P. Schlüter[2]

[1]Universidade Federal do Espírito Santo, Av. Fernando Ferrari, 514, Goiabeiras, Vitória/ES, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPGEM) fabio.a.pereira@ufes.br,

[2]Petróleo Brasileiro S/A Petrobras - Centro de Pesquisa Leopoldo Miguez (CENPES)

ABSTRACT

Flow assurance challenges in the petroleum industry often arise due to the deposition of inorganic salts, such as calcium carbonate, on surfaces exposed to brine. The formation and adhesion of these inorganic scales can significantly reduce the available flow area in completion components, increase pressure losses, and, in severe cases, lead to production shutdowns. To bridge the gap between academic research and industrial applications, this study investigates carbonate scaling under conditions that approximate those found in oil wells, considering the effects of CO_2, temperature, salinity, chemical species, fluid flow dynamics, and the presence of crude oil. The experiments were conducted in a reactor designed to replicate the temperature, pressure, and chemical environment of oil wells (Ca^{2+}, HCO_3^-, Na^+, Cl^-, Mg^{2+}, Sr^{2+}, Ba^{2+}, K^+, Br^-, and SO_4^{2-}), with a total salinity of 164,000 mg/L. Tests were performed at 100 °C and 100 bar in a CO_2-CH_4 atmosphere with brine. The process of depressurisation was found to be the catalyst for the initiation and subsequent growth of crystal nucleation. A rotating cage was used to secure metal coupons to a mechanical shaft, allowing scale formation on their surfaces. The coupons underwent a specific surface finish via barrel polishing in order to mimic industrial conditions. The results of the study highlight the implications of simplified assumptions that are often adopted in experimental studies. The scaling behaviour was characterised by the quantification of adhered mass and adesion forces, evaluated using linear sclerometry. In conditions of high salinity, both the adhered mass and the adesion force were found to be approximately three times greater than those observed in conditions of low salinity. The influence of carbon dioxide, fluid agitation, and the presence of crude oil was systematically assessed, providing insights into complex interactions relevant to field applications. The findings of the present study underscore the importance of experimental designs that closely approximate real-world conditions, thereby offering actionable data to optimise flow assurance strategies in carbonate scaling scenarios and to support the upscaling of laboratory-developed models to field applications.

Keywords: calcium carbonate scaling, oil well conditions, flow assurance, adhesion force.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

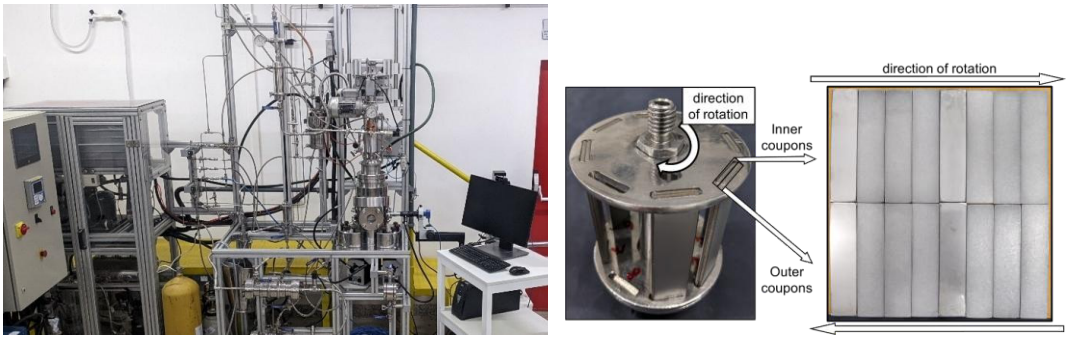
Ultra-deepwater oil production entails high operating costs, making the control of well-related expenditures critical to avoid production losses (Martins et al., 2020). Among flow assurance threats, inorganic scale is particularly severe, as temperature variations and CO_2 depressurization in produced water can trigger salt precipitation from the reservoir to surface facilities, causing restriction or blockage. Despite its impact, much of the literature relies on simplified laboratory setups that overlook the coupled effects of high pressure and temperature, hypersalinity, complex brines, and dissolved gases. These multifactorial conditions govern nucleation kinetics, crystal morphology, and adhesion to metals, limiting the extrapolation of lab results to field performance. This study experimentally reproduces these reservoir-representative conditions to generate actionable data and inform more effective scale mitigation and control strategies for petroleum production systems.

METHODOLOGY

Reactor and rotating cage with coupons

We followed a controlled protocol to ensure repeatable $CaCO_3$ scaling and reliable interpretation under reservoir-representative conditions. Tests were run at 100 °C with 50 bar CO_2 and 50 bar CH_4 and 91% water cut (BSW), using the multipurpose unit described by Cosmo (2022; patent BR10202101340, showed in Figure 1). A pressurized reactor pre-charged with CO_2 received fluids via a pipette, enabling CaCO3 precipitation after depressurization (CO_2 flash). Three tempered borosilicate viewports allow real-time microscopy; a microscope on the right-side window images crystals at pressure/temperature, focusing the window's inner plane.

Figure 1: Experimental unit and coupon placement within the cage.



Scaling was performed in a rotating cage holding 16 stainless steel 316L coupons (61.1 × 14.5 × 1.5 mm) equally spaced from the axis. Unlike ASTM (2006) geometry, this design mitigates rotation-induced mass-gain asymmetries reported in preliminary tests (Maciel, 2024). The device enables simultaneous, identical thermofluid and chemical exposure across coupons. Although the unit supports up to 339 rpm, tests used 125 rpm (Maciel, 2024) to maximize measurable deposit mass.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Surface preparation and roughness

Upon receipt, coupons were tumbled to emulate industrial valve/pipeline roughness; two cage positions (1st and 4th) held smooth, untreated coupons to probe roughness effects on adhesion. 3D optical profilometry quantified microtopography (Ra). The mean value and standard deviation for the Ra parameter in the horizontal direction, parallel to the tangential velocity of the coupon in the rack, is 0.4695 ± 0.0457 µm, and for the vertical direction, parallel to the axial direction of the coupon rack, Ra is 0.5060 ± 0.1041 µm. For the tumbled coupon, the Ra in the horizontal direction is 0.1094 ± 0.0128 µm, and the Ra in the vertical direction is 0.1268 ± 0.0061 µm. This initial analysis demonstrates the significant reduction in roughness of the coupons subjected to tumbling, which may influence scale adhesion and the formation of calcium carbonate crystals on the surface.

Solutions and mixing

Two aqueous stock solutions were prepared to yield $CaCO_3$ upon mixing while remaining fully clear under CO_2 pressure (to avoid premature nucleation). Each test used 3,000 mL total: 2,750 mL of Solution A (carbonate, CO_3^{2-}) loaded into the reactor and 250 mL of Solution B (Ca^{2+}) loaded into the pressurized pipette. Mixture salinity was 164,445.73 mg/L (Table 1 provides masses and molarities). Solutions were hydrated/solvated for ≥7 days (Aldeia, 2019) and vacuum-filtered to remove particulates.

Table 1: Concentrations of reagents of solutions A and B and of the mixture.

	SOLUTION A (2750 ml)		MIXTURE (3000 ml)			
Reagents	mg/l	mmol/l	mg/l	mmol/l	Íons	mg/l
$NaHCO_3$	1513,50	18,0165	1387,38	16,52	Na^+	50809,57
NaCl	139427,82	2385,72	127808,83	2186,91	HCO_3^-	1007,70
KCl	7696,40	103,24	7055,03	94,63	Cl-	97698,92
	SOLUTION B (250 ml)				Ca^{2+}	6728,00
$CaCl_2$	223574,14	2014,47	18631,18	167,87	Mg^{2+}	821,00
$CaCl_2.2H_2O$	296155,55	2014,47	24679,63	167,87	Sr^{2+}	3097,00
$MgCl_2$	38593,65	405,35	3216,14	33,78	Ba^+	27,00
$MgCl_2.6H_2O$	82407,79	405,35	6867,32	33,78	K^+	3700,00
$SrCl_2$	67238,76	424,15	5603,23	35,35	Br^-	500,00
$SrCl_2.6H_2O$	113085,11	424,15	9423,76	35,35	SO_4^-	40,00
$BaCl_2$	491,29	2,36	40,94	0,20		
$BaCl_2.2H_2O$	576,30	2,36	48,02	0,20		
NaBr	7726,30	75,09	643,86	6,26		
Na_2SO_4	709,75	5,00	59,15	0,42		

Protocol and precipitation

With the reactor at test conditions, Solution A was equilibrated under CO_2, then Solution B was injected via the pipette with CH_4. Controlled depressurization induced CO_2 flash and $CaCO_3$ precipitation on coupon surfaces and in the bulk, while in situ microscopy captured crystal formation and morphology. The proposed tests, as listed in Table 2, aim to quantify the adhered mass and the coefficient of friction during scratching on the coupons, as well as the polymorphs of calcium carbonate generated.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 2: Tests carried out.

Test	Pressure [bar]	T [ºC]	Chemical species [C.S.]	Rotation [rpm]	Observation
1º	50 CO_2 e 50 CH_4	100	Complete	125	Iron
2º	50 CO_2 e 50 CH_4	100	Complete	125	**Blank test1**
3º	50 CO_2 e 50 CH_4	100	Complete	125	**Blank test2**
4º	50 CO_2 e **50 N_2**	100	Complete	125	No CH_4
5º	50 CO_2 e 50 CH_4	100	Complete	**0**	No agitation
6º	50 CO_2 e 50 CH_4	100	Complete	**300**	300 rpm
7º	50 CO_2 e 50 CH_4	100	**$CaCl_2$ e $NaHCO_3$**	125	No NaCl and no C.S.
8º	50 CO_2 e 50 CH_4	100	**$CaCl_2$ e $NaHCO_3$ + NaCl**	125	No C.S.
9º	50 CO_2 e 50 CH_4	100	**$CaCl_2$ e $NaHCO_3$ + Chemical species**	125	No NaCl
10º	**50 N_2** e 50 CH_4	100	Complete	125	No CO_2
11º	50 CO_2 e 50 CH_4	**75**	Complete	125	75 ºC
12º	50 CO_2 e 50 CH_4	100	Complete	125	**Petroleum**

Post-test handling

After each run, the coupon rack was placed in a desiccator for ≥24 h (vacuum when possible). Coupons were weighed, returned to the desiccator, and subsequently analyzed microscopically and mechanically.

Adhesion testing (scratch sclerometry)

Given the mechanical similarity between ceramic coatings and carbonate scale, linear sclerometry per ASTM (2005) was adapted (Maciel, 2024) to assess deposit adhesion. Scratches were applied in the vertical (axial) direction using a CETR UMT Multi-Specimen Test System: a single pass with a 0.5–10.5 N force ramp over 10 mm. The coefficient of friction (COF) was computed from normal and tangential forces. Tests compared smooth vs. tumbled coupons and internal vs. external positions to capture shear-resistance variations.

Outputs and analysis

Outputs and analysis comprised both quantitative and qualitative components. Quantitatively, we measured adhered mass by gravimetry and calculated the coefficient of friction (COF) during scratching. Qualitatively, we acquired optical photographs and micrographs—with multifocus stacking—to identify CaCO3 polymorphs and to map their spatial distribution on the coupons and within the fluid. Together, these datasets provide a robust basis for qualitative and quantitative assessment of CaCO3 scaling under controlled thermofluid and chemical conditions.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTS AND DISCUSSION

Gravimetric measurements (Figure 3) confirm that, in most conditions, external coupons accumulated higher adhered/deposited CaCO3 mass than internal coupons. Blank tests exhibited narrow variability, indicating good experimental reproducibility and supporting subsequent comparisons. Rotation and salinity were the dominant drivers of mass: higher salinity increased adhered mass, consistent with greater ionic strength and supersaturation; rotation introduced a dynamic balance between transient deposition and shear-induced removal. A rotational speed of 125 rpm was adopted to maximize measurable deposition while avoiding complete removal under high shear, enabling robust adhesion assessment.

Figure 2: Encrusted mass on smooth and tumbled coupons, internal and external.

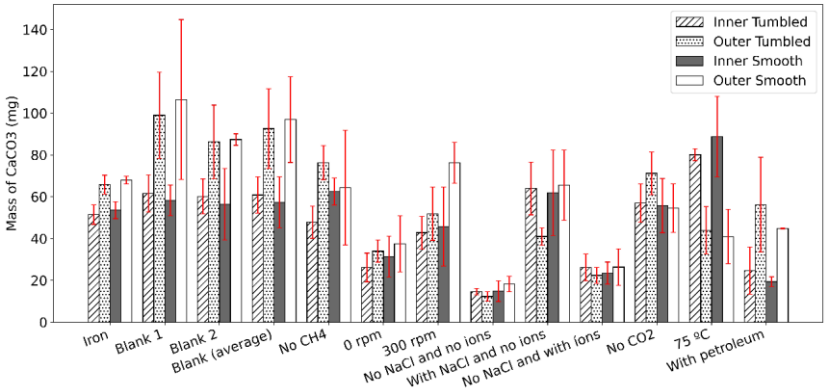
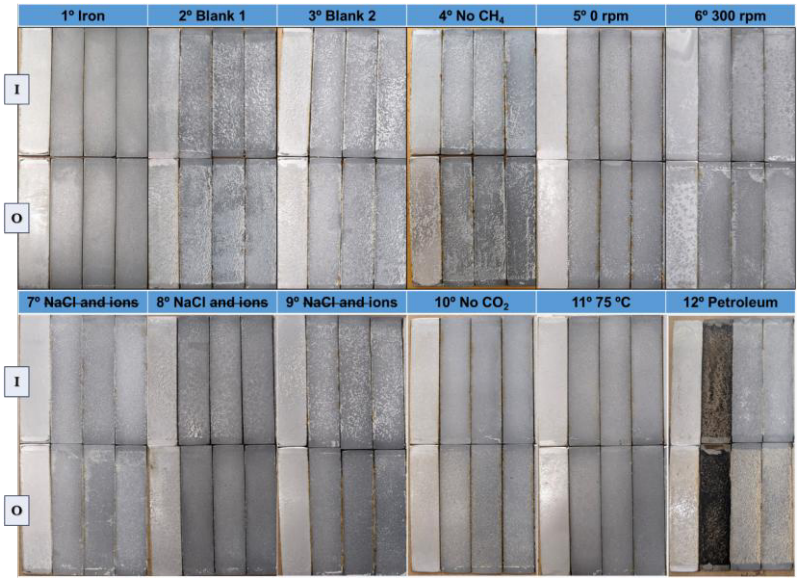


Figure 3 compiles representative photographs of eight of the sixteen coupons from the twelve tests (Table 2), contrasting internal vs. external positions in the rotating rack. Visually, external coupons generally show more extensive and thicker deposits than internal coupons, anticipating the gravimetric trend.

Figure 3: Aspect of carbonate scaling on internal and external coupons.



ISBN: 978-65-5222-057-8

Morphology and stratification were consistent across datasets. Visual and micrographic evidence indicates a stratified deposit in which a whiter aragonite layer overlays a denser calcite layer, revealing layering within the scale. No vaterite was detected on the observation window in any test, consistent with its metastability under the studied conditions. Under high rotation (6th experiment), crystals were noticeably smaller than in the static test (5th experiment), attributable to enhanced shear and mixing limiting uninterrupted growth. In the test without CO2 (10th experiment), crystals also tended to be smaller, reflecting altered carbonate speciation and nucleation kinetics.

To broaden the morphological view beyond the coupons, Figure 4 presents micrographs acquired at the lateral observation window after depressurization for each experiment, and Figure 8 shows micrographs of material collected from the reactor bottom. Together with the coupon photographs (Figure 5), these images show how operating parameters modulate crystal size, habit, and layering across locations (on-surface, in suspension, and settled).

Figure 4: Polymorphs adhered to the observation window (25 µm scale).

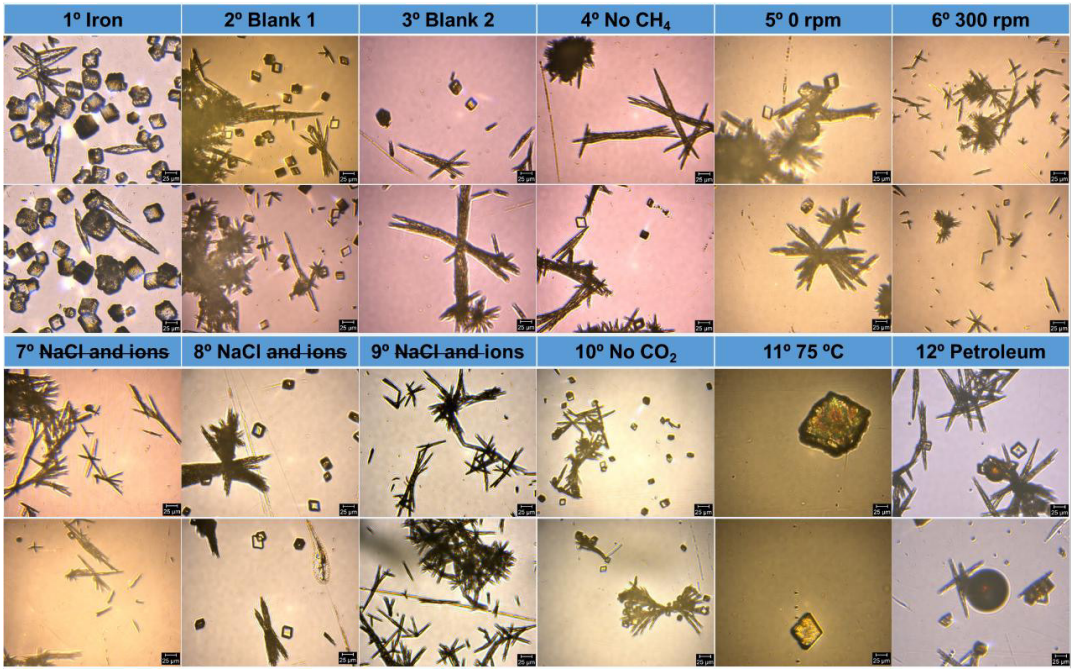
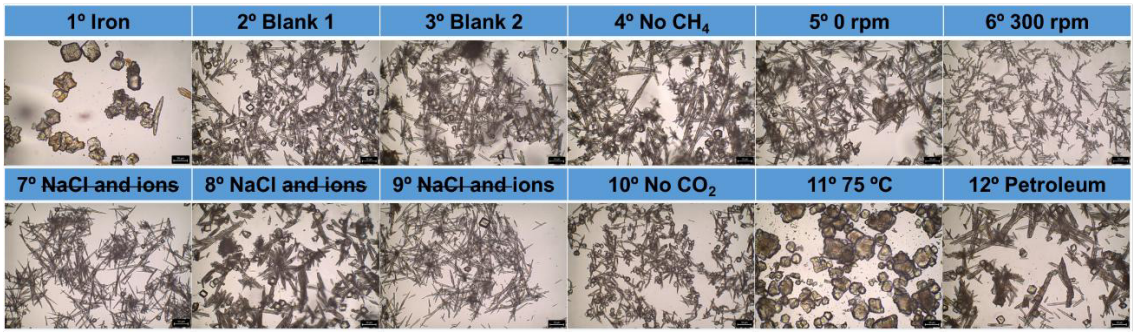


Figure 5: Samples recovered from the reactor (50 µm scale).



ISBN: 978-65-5222-057-8

Ionic composition exerted a marked effect. Comparing blank tests (2nd, 3rd) with tests with/without salts (7th–9th), the presence of NaCl thickened deposits and increased adhered mass, consistent with more compact, strongly adhering structures. Other competing ions promoted multinucleated, radiating needle bundles, indicating shifts in growth mechanisms and preferred crystal faces. Because the NaCl-containing brines also had higher ionic strength than those without NaCl or with other ions, the specific role of NaCl should be interpreted cautiously and decoupled from ionic-strength effects in future work.

Iron notably altered phase selection and tribology. In the 1st experiment (iron contamination from the injection line), calcite was most abundant, with crystals from 10 to 60 μm, underscoring iron's strong influence on nucleation and growth. A similar calcite prevalence was observed at 75 °C (14th experiment), despite aragonite typically dominating at higher temperatures, suggesting that Fe ions can override temperature-driven polymorph trends.

Gas composition and hydrodynamics also shaped outcomes. Removing methane produced little change in mass but slightly reduced average COF. Tests without agitation showed lower mass yet higher COF, consistent with harder, more shear-resistant calcite-rich layers forming under quiescent conditions and limited fluid renewal. Conversely, rotation increased deposited mass and reduced average COF, likely by transporting and attaching smaller, mechanically weaker crystals that form more uniform, less abrasive layers.

Surface condition influenced tribology more than mass. Across conditions, smooth vs. tumbled coupons showed minimal differences in deposited mass, but COF responses diverged: in several tests, tumbled coupons exhibited higher average COF than smooth ones, indicating deposits with greater rigidity or more pronounced asperity interlocking on the treated surface. Overall, coupon position (internal vs. external) had a stronger impact than roughness on both COF and mass, with internal coupons tending to show slightly lower COF and consistently lower mass.

The role of CO_2 was pronounced. Relative to the blank, removing CO2 lowered average COF and yielded mass similar to the "no methane" case, highlighting CO_2's importance in elevating bicarbonate levels and promoting formation of adherent, shear-resistant $CaCO_3$ layers.

Oil modified both deposition and friction. As illustrated by scratch tracks from two representative experiments (Figure 9; 2nd and 12th, blank and with oil), oil presence reduced average COF for both surface finishes and lowered scale mass. Morphologically, oil favored slightly larger aragonite crystals and less abrasive deposits. We hypothesize that oil's interfacial behavior—floating atop the aqueous phase and partially mobilized during cage lifting and solvent cleaning—contributed to the removal of weakly

ISBN: 978-65-5222-057-8

adhered material. The consolidated COF statistics (Figure 10), based on 227 scratches across 88 of 192 coupons and excluding bare-metal contributions, highlight these trends across conditions.

Figure 6: Photomicrographs of scratch marks on the coupons (scratch starts from right to left) (1000 µm scale).

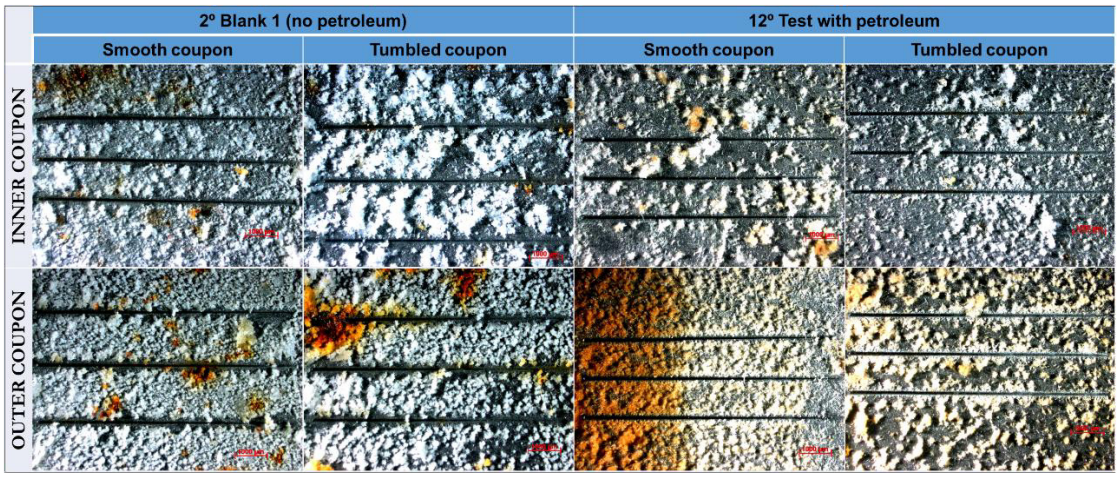
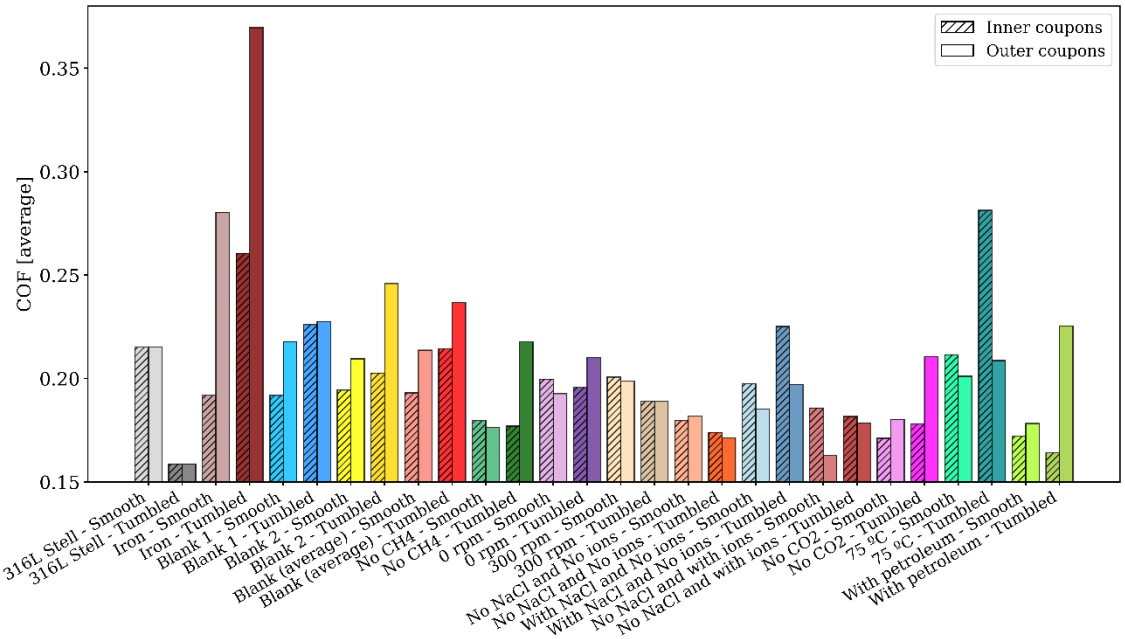


Figure 7: Average COF (Coefficient of friction) values for all experiments.



ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSIONS

Across ultra-deepwater-relevant conditions, external position, higher salinity, rotation, iron, and CO_2 presence were the primary factors increasing mass and/or promoting harder, more adherent deposits. Roughness had little effect on mass but influenced COF, while oil lowered both mass and friction by modifying interfacial mechanics and deposit morphology. Figures 3–7 collectively substantiate these findings, linking gravimetry, imagery, and tribology to the underlying thermofluid and chemical drivers of $CaCO_3$ scaling.

ACNOWLEDGEMENTS

We would like to thank Petrobras for the financial and technical support.

REFERENCES

Aldeia, W., De Araújo, L. R. L., Nascimento, D. A., Martins, A. L., Castro, B. B., **A influência do processo de solvatação de salmouras da deposição de $CaCO_3$**. Anais do XII do ENAHPE 2019 - Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo e Gás, Serra Negra, SP, 2019.

ASTM C1624-05, **A. Standard test method for adhesion strength and mechanical failure modes of ceramic coatings by quantitative single point scratch testing**. ASTM International West Conshohocken, PA, 2005.

ASTM G-170-06, **Standard guide for evaluating and qualifying oilfield and refinery corrosion inhibitors in the laboratory**. ASTM International, 2006.

Cosmo, R.P., **A fase oleosa e a degaseificação do CO2 na precipitação de CaCO3: implicações, modelagem, simulação numérica, validação e desenvolvimento de protótipo experimental**. Tese de Doutorado pelo programa de pós-graduação em engenharia mecânica UFES, Vitória, ES, 2022.

Cosmo, R.P., Pereira, F.A.R., Soares, E.J., Martins, A.L., **Modeling and validation of the CO_2 degassing effect on $CaCO_3$ precipitation using oilfield data**. Fuel, Vol. 310(B), 122067. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122067, 2022.

Maciel, Rodrigo Simões., **Estudo da adesão e Incrustação de carbonato de cálcio no contexto da indústria do petróleo por técnica experimental e numérica**. Qualificação de Tese de Doutorado pelo programa de pós-graduação em engenharia mecânica UFES, Vitória, ES, 2024.

Martins, A.L., Castro, B.B., Schluter, H.E.P., Ferreira, M.V.D., Achy, A.R.A. e Pepe, I.M. **Offshore Field Experience with Non-Chemical Oilfield Scale Prevention/Remediation Strategies in Brazil**. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/30552-ms, 2020.

ISBN: 978-65-5222-057-8

APPLICATION OF A WELL DRILLING SIMULATOR IN DETERMINING THE COEFFICIENT OF FRICTION AND RATE OF PENETRATION (ROP)

Caroline Eulino Gonçalves Pereira*, Gabriela Souza da Silva, Andressa da Silva Ramalho, Eduardo da Cunha Hora Paraiso, Luís Américo Calçada, Claudia Miriam Scheid

*Giulio Massarani Fluid Flow Laboratory (LEF) – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, *caroleulino@ufrrj.br*

ABSTRACT

The efficiency of oil well drilling is strongly influenced by parameters such as weight on bit (WOB), rotational speed (RPM), and mechanical energy input. Drilling fluids play a crucial role in this process, particularly in lubricating the system to reduce friction between surfaces and prevent wear. To study these factors, the Giulio Massarani Fluid Flow Laboratory (LEF) employed the Grace M2200 equipment, which simulates lubricity, drilling, and dynamic filtration tests under high-pressure (HP) and high-temperature (HT) conditions. Tests were conducted to analyze the coefficient of friction between a rubbing shoe and a metal block. Seven different drilling fluids were used to assess the impact of fluid composition on friction, under consistent pressure conditions and two different rotational speeds. Drilling experiments were also performed under overbalanced conditions using water-based mud and Indiana limestone (200 mD), at differential pressures of 200 and 400 psi. In the overbalanced drilling tests, the 200 psi pressure condition resulted in a higher rate of penetration (ROP) and reduced drilling time compared to the 400 psi condition. These findings provide valuable insights for enhancing drilling efficiency and reducing costs in oil well drilling operations.

Keywords: coefficient of friction, overbalanced, drilling fluid, Grace M2200.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

The drilling operation is a very costly phase in oil exploration. To optimize this stage, understanding some parameters such as weight on bit (WOB), revolutions per minute (RPM), and specific mechanical energy are considered essential for ensuring safety and reducing operational costs (SALES *et al.*, 2024). During an oil well drilling, there are three possible pressure regimes involving the hydrostatic pressure exerted by the drilling fluid and the formation pore pressure: overbalanced, when the former exceeds the latter; underbalanced, the opposite condition; and near-balanced, when both pressures are approximately equal (CALABREZ, 2013). The overbalanced drilling regime, which is the focus of the experimental analysis in this study, prevents formation fluids from entering the wellbore, as the flow direction is from the higher to the lower pressure.

In addition to the mechanical parameters of the drilling process, a drilling fluid is injected through the drill bit, performing several functions aimed at ensuring a safe and efficient operation. Among the functions of drilling fluids is their lubricating capacity, which aims to reduce friction between surfaces by forming a film and preventing wear (FELIX *et al.*, 2007). Enhancing a fluid's lubricating performance can contribute to cost reduction not only by decreasing energy losses but also by minimizing drill bit wear. To better friction behavior, it is important to consider the concept of tribology, the science that studies the interaction between surfaces in relative motion. Within such systems, tribology analyzes friction, wear, and lubrication (HUTCHINGS; SHIPWAY, 2017). In the context of oil well drilling, there is continuous interaction between the metal surfaces of the drill bit, drill string, and the rock formation. The drilling fluid plays a key role in this system by facilitating the advancement of the bit and the drill string through the formation (FELIX *et al.*, 2007), reducing friction, energy losses, and wear, thus acting as a lubricant in these contact interfaces.

In order to evaluate the lubricating capacity of different fluids and to investigate the influence of differential pressure during drilling, two types of tests were conducted:

- **Coefficient of Friction Test** – analysis of seven types of fluids' composition
- **Overbalanced Drilling Test** – analysis of differential pressure effects during drilling

Both tests were performed using the M2200 equipment from Grace Instrument, which is capable of simulating tests to evaluate the coefficient of friction between two metal surfaces or between metal and rock when using different fluids. Additionally, the equipment allows core sample drilling under high-pressure conditions.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METHODOLOGY

This paper is divided into two distinct analyses. The first focuses on evaluating the coefficient of friction between two metal surfaces using fluids with different compositions. The second examines the rate of penetration (ROP) under two different overbalanced drilling conditions.

Fluids characterization

In both types of experiments, different fluids were used. Fluid density was measured using the FANN 140 mud balance. Rheological properties were evaluated with the FANN 35A viscometer. Based on the 600 and 300 RPM dial readings, plastic viscosity (PV) and yield point (YP) were calculated using Equations 1 and 2, respectively (FANN, 2013).

$$PV\ (cP) = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (1)$$

$$YP\ (lb/100ft^2) = \theta_{300} - PV \quad (2)$$

Additionally, since multiple types of fluids were used in the coefficient of friction test, rheological analyses were conducted to enhance the evaluation of these fluids. The tests were performed using the MCR 302e rheometer from Anton Paar. Due to the consistency of the fluids, a parallel-plate measuring system with sandblasted surfaces was employed, with a shear rate range from 0.1 to 100 s^{-1}.

Coefficient of friction test

Seven fluids with different compositions were used in this test to evaluate their friction performance. Five of them are inhibitive water-based muds containing different types of additives. The remaining two are distinct: one is an oil-based mud (OBM), and the other is a water-based mud (WBM) without any lubricating additives. These last two were used as reference points for comparison, as the OBM is expected to exhibit a low coefficient of friction, while the lubricant-free WBM is expected to show a high one. The fluids are listed in Table 1.

Table 1: Fluids used to analyse the coefficient of friction.

	Fluids
F1	inhibited
F2	inhibited + 1% lubricant
F3	inhibited + 10% glycerin
F4	inhibited + 30% glycerin
F5	inhibited + 1% lubricant + 30% glycerin
F6	Oil based mud (OBM)
F7	Water based mud without lubricant (WBM w/o lub)

ISBN: 978-65-5222-057-8

This test consists of the axial rotation of a rubbing shoe while a metal sample is pressed against it. The coefficient of friction (CoF) data is obtained from the ratio between the drag force (torque and shoe radius) and the normal force. The results from this test enable a comparative analysis of fluids and additive concentrations and support the evaluation of strategies to minimize torque and drag force, thereby improving certain properties of the drilling fluid. The test setup for the coefficient of friction is shown in Figure 1.

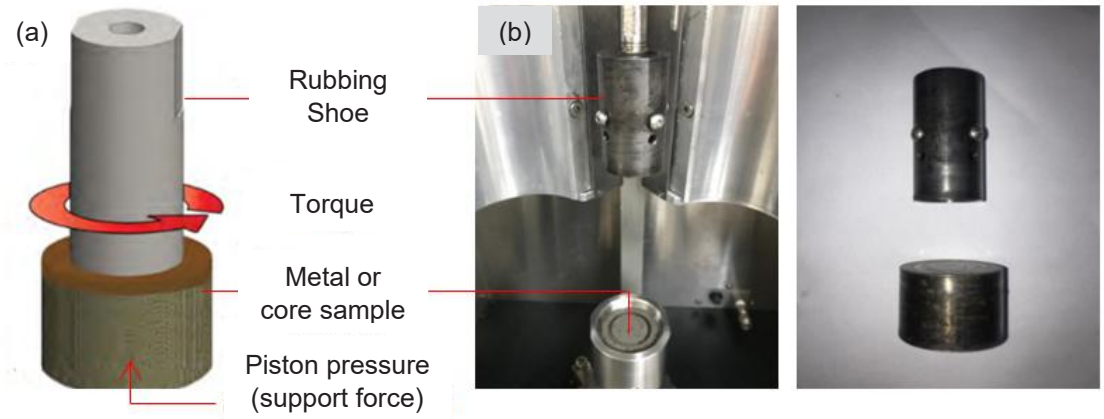


Figure 1: (a) Schematic drawing of the coefficient of friction test (M2200 Brochure); (b) Coefficient of friction test assembly.

All tests were conducted under the same piston pressure (P_p) of 50 psi. Each test lasted 10 minutes, with the first 5 minutes performed at a rotational speed of 60 RPM and the last 5 minutes at 120 RPM. Tests were performed in duplicate due to the limited volume of available fluid, except for Fluid 1, for which only a single test was possible.

Overbalanced Drilling Test

The M2200 can be used to physically simulate the drilling process with the goal of optimizing it. The primary outcome of this test is the drilling rate or rate of penetration (ROP) in core samples. Regarding operational conditions, it is possible to control the drill bit rotation, the cell pressure (P_c), the backpressure (P_b), the system temperature, and the weight on bit (WOB), which in this case is related to the support force (SF) (Equation 3), resulting from the contribution of piston and cell pressures.

$$SF = 3{,}14.P_p - 0{,}11.P_c \quad (3)$$

where SF is the support force (lbs), P_p is the piston pressure (psi), and P_c is the cell pressure (psi).

In the M2200 equipment, the pressure exerted by the fluid is represented by the cell pressure, while the backpressure corresponds to the formation pressure. In this test, the backpressure was maintained at 100 psi, and two cell pressures were used: 300 psi and 500 psi, resulting in differential pressures of 200 psi and 400 psi, respectively. The drill bit rotation was kept constant at 100 RPM (an arbitrary choice), and the piston pressure (P_p) ranged from approximately 125 to 130 psi for all experiments. A water-based mud (WBM) was

ISBN: 978-65-5222-057-8

used as the drilling fluid, and the rock sample was Indiana sandstone with a permeability of 200 mD. Tests were performed in three or more replicates. Figure 2 shows the drilling test setup.

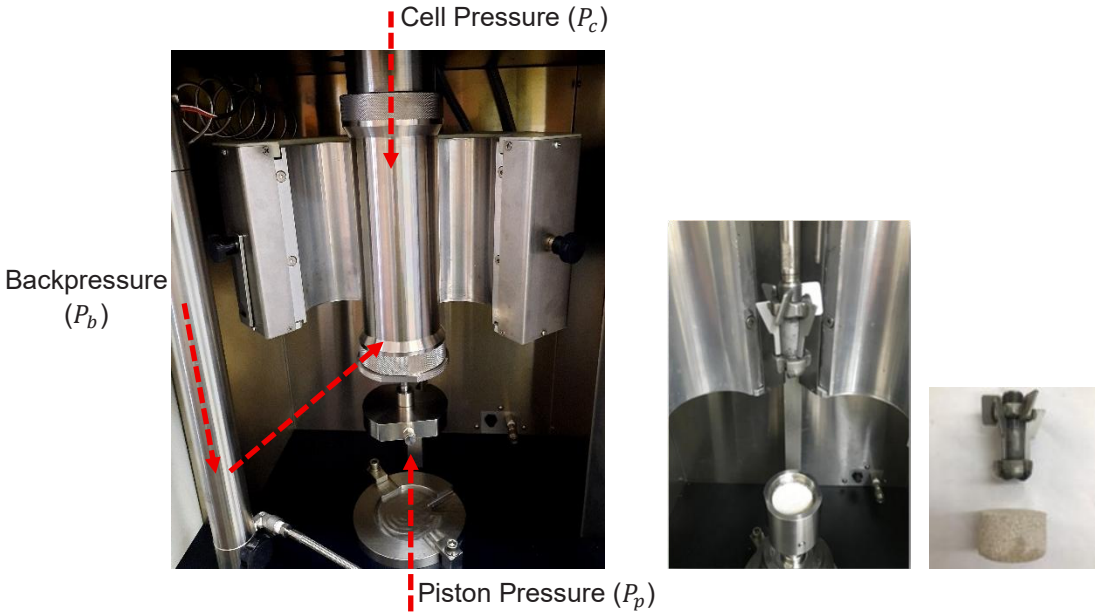


Figure 2: Drilling test setup.

RESULTS AND DISCUSSION

Coefficient of friction test

The density of all fluids used was measured using the FANN 140 mud balance, and the dial readings at 600 and 300 RPM for calculating plastic viscosity (PV) and yield point (YP) were obtained with the FANN 35A viscometer. The results are presented in Table 2.

Table 2: Density, plastic viscosity, and yield point of the fluids used in the friction tests.

	Fluids	ρ (g/mL)	ρ (lb/gal)	PV (cP)	YP (lb/100 ft^2)
F1	inhibited	1.12	9.3	23	40
F2	inhibited + 1% lubricant	1.13	9.4	30	47
F3	inhibited + 10% glycerin	1.13	9.4	25	50
F4	inhibited + 30% glycerin	1.12	9.3	49	76
F5	inhibited + 1% lubricant + 30% glycerin	1.12	9.3	32	52
F6	Oil based mud (OBM)	1.49	12.4	65	15
F7	Water based mud (WBM w/o lub.)	1.21	10.1	9	28

ISBN: 978-65-5222-057-8

Additionally, rheological tests were performed on these fluids, and the results are presented in Figure 3.

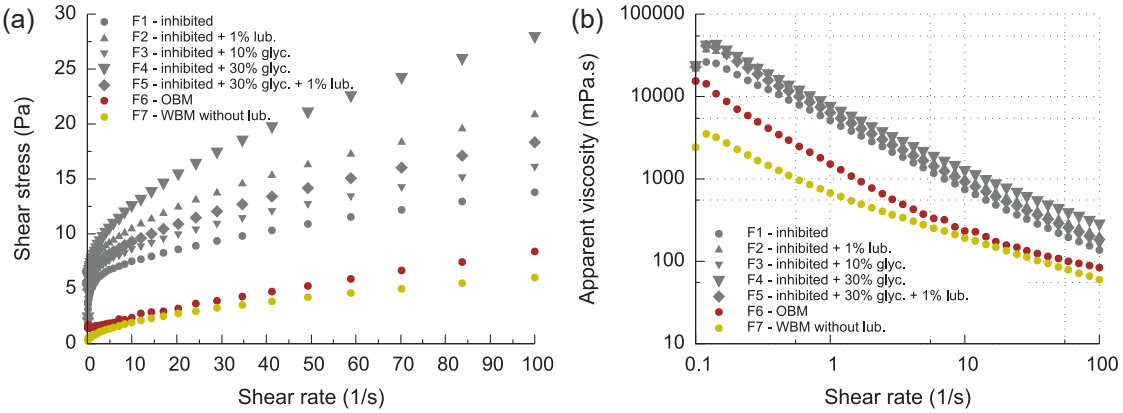


Figure 3: (a) Shear stress and (b) Apparent viscosity versus Shear rate curves of the analyzed fluids at 25°C.

Analyzing the density of the fluids presented in Table 2, it can be observed that the inhibited fluids (F1, F2, F3, F4, F5), which share the same base formulation, exhibited very similar densities regardless of the additives used. In contrast, the oil-based fluid displayed the highest density among all samples, despite its base material being less dense than water. This result suggests that the OBM likely contains a high concentration of solids in its composition, which may account for the significantly elevated density.

To analyze the properties of plastic viscosity (PV) and yield point (YP), it is essential to consider the specific operational context in which each parameter plays a critical role. PV is particularly relevant under high shear rate conditions, where lower PV values indicate easier fluid flow through the bit, for instance. In contrast, YP is more significant at extremely low shear rates, approaching zero, and is especially important in the annular region. Higher YP values enhance the fluid's ability to carry drill cuttings. When comparing the five fluids with the same base formulation (F1-F5), the fluid containing 30% of glycerin (F4) exhibited the highest resistance to flow (i.e., the highest PV). However, this resistance decreased with the addition of a lubricant, even with the same glycerin concentration (F5).

Analyzing the first five fluids (F1-F5) shown in Figure 3, it is evident that all fluids containing additives exhibited higher apparent viscosity compared to the pure base fluid (F1). Furthermore, increasing the glycerin concentration (F1, F3, F4) led to an increase in apparent viscosity. However, the addition of a lubricant mitigated this effect (F5), likely due to its ability to reduce internal friction and promote slippage, thereby decreasing the resistance to flow.

When comparing OBM (F6) and WBM (F7), the apparent viscosity of these fluids, as shown in Figure 3, appears to have been largely influenced by the viscosity of their respective base fluids—oil for OBM and water for WBM.

The friction test was conducted using seven different fluids. The equipment provides coefficient of friction data, which serves as the basis for analyzing the

ISBN: 978-65-5222-057-8

effectiveness of additives and fluid compositions in reducing friction. The piston pressure was maintained at 50 psi throughout the tests, which corresponds to the weight on the drill bit (WOB). Each test lasted 600 seconds, with the initial 300 seconds at 60 RPM and the final 300 seconds at 120 RPM. To illustrate, Figure 4 shows the coefficient of friction versus time from the two tests conducted with the second fluid (F2: inhibited + 1% lubricant).

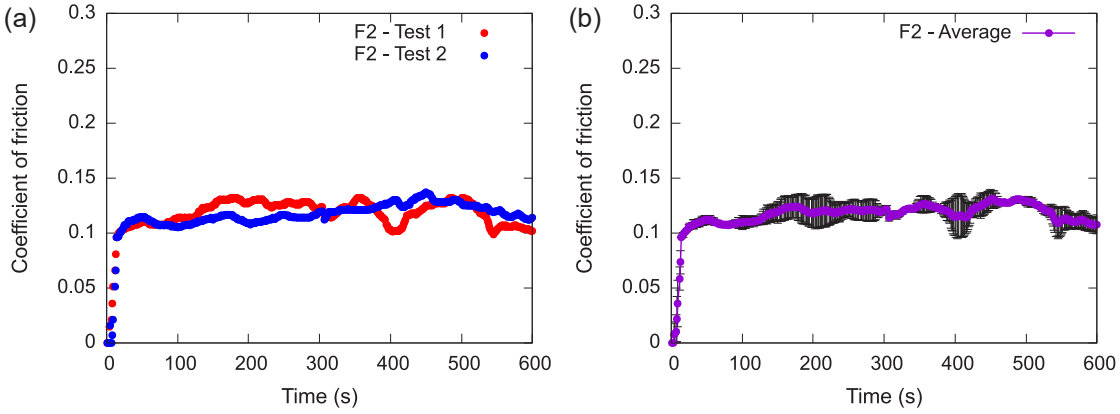


Figure 4: Coefficient of friction versus time graphs for (a) the two tests of Fluid 2 and (b) the average coefficient of friction values.

For a general analysis of all fluids, the initial 100 seconds of each condition were excluded to focus on a more stable region. Then, the remaining 200 seconds of each condition (60 RPM: 200–300s; 120 RPM: 400–600s) were averaged to obtain the coefficient of friction for each test. The average coefficient of friction values for the duplicates, along with their respective standard deviations, are presented in Figure 5.

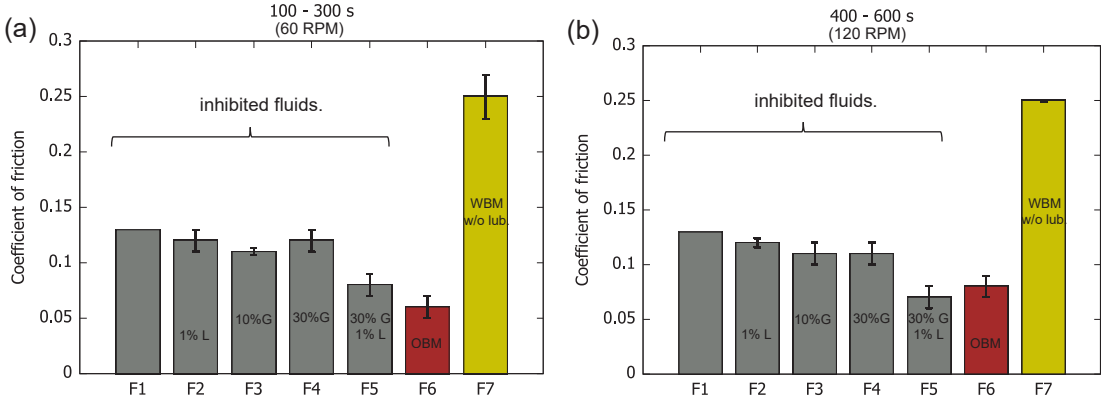


Figure 5: Average coefficient of friction over 200 seconds under (a) 60RPM and (b) 120RPM conditions.

As the rotation speed increased from 60 to 120 RPM, the coefficient of friction in the oil-based mud (F6) also increased, surpassing the value observed for fluid F5. Since OBM exhibited the highest PV, the increase in rotational speed, and consequently in shear rate, resulted in greater flow resistance and higher friction. This elevated PV in OBM may be attributed to a high solids content,

ISBN: 978-65-5222-057-8

considering that its overall density is unusually high for an oil-based fluid, whose base is typically less dense than water.

At 120 RPM, fluid F5 recorded the lowest coefficient of friction among all tested fluids, demonstrating that the combination of a high glycerin concentration and lubricant addition was effective under high shear conditions.

Although the water-based mud (F7) had a low PV, which would typically suggest easier flow at high shear rates, it exhibited a high coefficient of friction. This suggests that, despite its low internal viscosity, the absence of a lubricant and the inherent properties of the water-based formulation contributed to higher total friction.

Overbalanced drilling test

Regarding the density of the water-based mud used in the drilling test, it was 1.19 g/cm³ (9.93 lb/gal). The dial readings at 600 and 300 RPM for calculating plastic viscosity and yield point were obtained using the FANN 35A viscometer, with results of 11.4 cP and 42.9 lb/100ft^2, respectively.

Two differential pressures were analyzed during drilling in the M2200: 200 psi and 400 psi. Results of drilling depth, drilling rate or rate of penetration (ROP), and torque over time are presented in Figure 6.

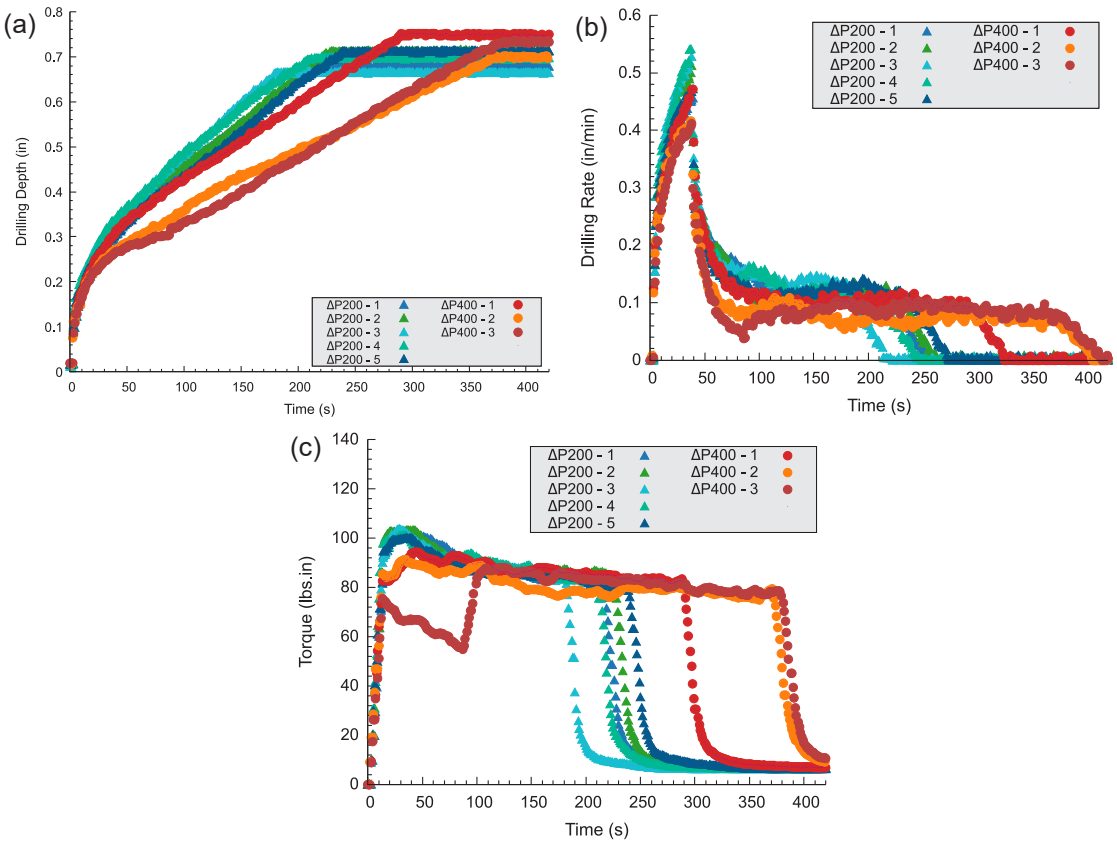


Figure 6: (a) Drilling depth, (b) drilling rate or rate of penetration (ROP), and (c) torque over time for differential pressures of 200 psi and 400 psi.

ISBN: 978-65-5222-057-8

The chosen test duration for drilling in the M2200 was 30 minutes (1800 seconds). However, since drilling was completed within 7 minutes (420 seconds), the time scale shown in graphs Figure 6 is limited to this reduced duration.

The average ($\bar{x}$) and standard deviation (σ) for differential pressures, support force, and the drilling depth provided by the software are presented in Table 3.

Table 3: Average and standard deviation of pressures, normal force, and drilled depth for differential pressures of 200 psi and 400 psi.

ΔP (psi)		Support Force (lbs)		Drilling Depth (in)	
$\bar{x}$	σ	$\bar{x}$	σ	$\bar{x}$	σ
211	7	365	8	0,70	0,02
404	9	336	14	0,73	0,03

Analyzing Figure 6 (a,b), drilling under the 200 psi overbalanced condition took less time and achieved a higher rate of penetration compared to the 400 psi condition. One factor that may have influenced this result is the support force, which represents the weight on bit (WOB), and is lower under the higher cell pressure (hydrostatic) condition. The support force results can be verified in Table 3. Regarding torque, Figure 6c shows that resistance is greater at a higher rate of penetration (Figure 6b), and the fluctuations in torque correspond to the drilling process. When drilling reaches its peak, the torque stabilizes around 6 lbs.in for both pressure differential conditions, reflecting the combined effects of the drilling fluid and the rock being cut.

CONCLUSIONS

Coefficient of Friction: comparison between fluids

At 60 RPM, the OBM exhibited the lowest coefficient of friction. However, at 120 RPM, the fluid containing 30% glycerin and lubricant (F5) showed the best performance, achieving the lowest friction under high shear conditions. Although OBM has high density and plastic viscosity, properties typically associated with enhanced lubrication by forming a more effective fluid film and reducing metal-to-metal contact, it showed increased friction at 120 RPM, likely due to its high solids content. The WBM without lubricant exhibited high friction, highlighting the importance of both adequate viscosity and the presence of lubricants in friction reduction. Therefore, proper additive formulation is essential to optimize the rheological and tribological performance of drilling fluids.

Overbalanced drilling test

The condition with the lower pressure differential, 200 psi, resulted in a higher rate of penetration and shorter drilling time compared to the 400 psi condition, likely due to a higher normal force caused by the lower cell pressure, which offers less resistance to the piston pressure.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ACNOWLEDGEMENTS

The authors thank the Federal Rural University of Rio de Janeiro and the Giulio Massarani Fluid Flow Laboratory for the research infrastructure, and CENPES/PETROBRAS for the resources provided to Research Project SAP Nº. 4600654833.

REFERENCES

CALABREZ, Núbya Dalvi. Filtração e invasão de fluidos de perfuração: estudo comparativo, caracterização da torta e modelagem. 2013. (Mestrado em Ciências) – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Seropédica.

FANN INSTRUMENT COMPANY. *Model 35 instruction manual*. Houston: 2013

FÉLIX, Thiago; VIDAL, Emanuella; GARCIA, Rosangela; COSTA, Marta; GIRÃO, Joaquim; PEREIRA, Eugênio. **Desenvolvimento de Fluidos de Perfuração à Base de Água com Alta Capacidade de Inibição e Alta Lubricidade (2007).** Disponível em: <https://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_2_0455-2.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2024.

HUTCHINGS, Ian; SHIPWAY, Philip. **Tribology: Friction and Wear of Engineering Materials**. 2ª Edição. Elsevier Ltd., 2017.

M2200 Brochure. Disponível em: <https://gic.com/brochures/M2200%20Brochure.pdf>

SALES, Lucas; NASCIMENTO, Andreas; ZULIANI, Diunay; NASCIMENTO, Nazem. **Otimização de perfuração de poços de petróleo: Uma análise de dados da vazão de fluidos de perfuração no ROP.** Disponível em: <https://periodicos.ufes.br/lajer/article/view/35673>. Acesso em: 18 abr. 2024.

ISBN: 978-65-5222-057-8

MATHEMATICAL MODELING OF DRAG FORCE IN THE REMOVAL OF THE PRODUCTION COLUMN FROM ABANDONED WELLS CONTAINING E-CSB FLUID

Christian de Araujo[1], Roque Martins Duarte Junior[2],
Cezar Otaviano Ribeiro Negrão[3]

Federal Technological University of Parana - UTFPR and Research Center of Rheology and Non-Newtonian Fluids - CERNN.
[1]eng.chrisaraujo@gmail.com, [2]roquemdjunior@gmail.com, [3]negrao@utfpr.edu.br

ABSTRACT

Decommissioning marks the final stage in the lifecycle of oil exploration and production areas. It is carried out when all possibilities of increasing the recovery factor have been exhausted, considering economic and environmental feasibility. This process aims to abandon wells, remove and dismantle infrastructure, and potentially reuse the structure or platform. The fluid used to isolate the abandoned well as a cohesive barrier system is e-CSB, developed by Petrobras. Over time, this fluid settles inside the abandoned well, altering its characteristics and increasing its viscosity and density. This study aims to determine the drag force acting on the production column as it is removed from the well while in contact with the e-CSB fluid and to correlate this force with different fluid sedimentation levels. This is achieved through the mathematical modeling of a laboratory-scale well with a well radius of 0.07 m and a depth of 1 m, and a column with an outer radius of 0.038 m and a 0.003 m thickness. The e-CSB fluid is analyzed using the Power Law rheological model, which displays R^2 values close to 1, implemented in Python, based on a one-dimensional mass and momentum conservation equation. The well and column are assumed to be cylindrical, rigid, and impermeable, with fully developed flow, no friction between the well wall and the production column, no eccentricity, strictly vertical motion without rotation, and fluid with constant and incompressible properties. The column can be either open or closed. Additionally, as the concentration of the e-CSB fluid increases, both the force required for column removal and the pressure gradient also increase.

Keywords: drag force, pressure gradient, power law model, e-CSB.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

Well decommissioning is a critical process in the oil and gas exploration industry, ensuring that operations are concluded in a safe and environmentally responsible manner. Often referred to as well abandonment, this process involves advanced techniques to prevent negative impacts on soil and groundwater. In Brazil, this issue has gained increasing attention as many fields are approaching the end of their productive life. The country accounts for approximately 11% of global decommissioning expenditures by operators, ranking as the third-largest market worldwide, behind only the United Kingdom and the United States. Between 2022 and 2026, investments in this area are expected to exceed US$10 billion (NOGUEIRA, 2023).

In Brazil, the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP) plays a central regulatory role in well decommissioning. ANP Resolution No. 817/2020 (BRASIL, 2020) establishes strict guidelines for the safe closure of wells, with an emphasis on leak prevention and environmental protection. Compliance with these regulations is essential to ensure that wells are permanently and safely abandoned.

Well abandonment requires the establishment of well barrier envelopes (CSB-*Conjunto Solidário de Barreira*) to ensure the isolation of hydrocarbon-bearing reservoirs, aquifers, and other zones with flow potential. To guarantee operational and personnel safety, environmental protection, and legal compliance, it is the operator's responsibility to design and install the CSB elements in the well (IBP, 2017).

The objective of this study is to simulate a mathematical model based on a one-dimensional mass and momentum conservation equation, implemented in Python and solved using the Newton-Raphson numerical method, with the model rheological Power Law. The mathematical modeling allows the analysis of pressure gradient within the well and in the fluid-column interface region, thereby enabling the estimation of the force required to extract the production string, considering the distinct rheological properties of the fluid.

MATERIALS AND METHODS

The fluid used in this study is the e-CSB, a water-based formulation that comprises a mixture of bentonite and polyanionic cellulose (PAC) as rheological agents, limestone and sodium chloride as thickening and weighting agents, along with additional additives (MUHLSTEDT et al., 2024). The fluid was formulated with different concentrations of calcium carbonate to simulate the physical changes resulting from sedimentation observed in the field during the temporary abandonment of wells.

The e-CSB fluid was weighted with calcium carbonate particles (2–44μm) at three concentrations in addition to the base fluid: 10%, 20%, and 30%. Rheological

ISBN: 978-65-5222-057-8

tests were conducted using a Thermo Scientific HAAKE MARS III rheometer, as shown in Fig. 1, equipped with a concentric cylinder geometry and a serrated cup, over shear rates ranging from 0.1 to 1000 s^{-1}.



Figure 1 - Thermo Scientific HAAKE MARS III rheometer (left), inner cylinder (middle), and serrated cup (right).

The fluids were initially homogenized for 1 minute, then inserted into the rheometer and left at room temperature for 15 minutes. Shear stresses were recorded for each shear rate, as listed in Tab. 1, corresponding to the various calcium carbonate concentrations.

Table 1 - Rheological data of e-CSB fluid at different concentrations.

Shear Rate [s^{-1}]	Shear Stress [Pa]			
	Base	10%	20%	30%
1000	109.52	160.43	262.05	440.46
100	30.34	41.55	90.44	170.58
10	7.99	12.25	33.75	60.33
1	3.5	4.33	21.1	30.81
0.1	2.59	2.36	-	-

Data corresponding to the 0.1 s^{-1} shear rate for the 20% and 30% concentrations were excluded due to anomalously high shear stress values compared to those at 1 s^{-1}. Based on the remaining shear rate and shear stress data, curve fitting was performed for three rheological models.

The power-law model, widely used to describe non-Newtonian fluids that exhibit time-independent behavior under applied shear stress, is given by Eq. 1:

$$\tau = K \cdot \gamma^{n} \quad (1)$$

Where τ is the shear stress [Pa], K [$Pa.s^n$] is the consistency index, and n is the flow behavior index. Fluids are classified as pseudoplastic when n<1, dilatant when n>1, and Newtonian when n=1. The fitted parameters K and n for each concentration are shown in Tab. 2.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 2 - Rheological fit for the power-law model.

Parameters	Base	10%	20%	30%
K [Pa·sⁿ]	2.37	2.98	12.14	25.06
n	0.555	0.577	0.444	0.415
R²	0.999	0.999	0.997	0.999

In the development presented in this study, a steady-state model is considered, assuming fully developed flow, perfectly cylindrical and concentric well and column geometries, and incompressible fluids. The mathematical modeling evaluates the pressure variations within the wellbore and at the fluid-column interface, thereby enabling the determination of the force required to extract the production column.

The model assumes that both the well and the column are perfectly cylindrical and concentric, with a constant cross-sectional area. Thus, cylindrical coordinates are adopted for solving the governing equations. The flow is assumed to be fully developed, laminar, and the fluid is considered incompressible. No wall friction is assumed, and the motion of the column is strictly vertical and non-rotational. The coordinate system is illustrated in Fig. 2. In this formulation, the primary variables of interest are fluid velocity, pressure variation, and axial force along the Z-axis.

Starting from the two-dimensional transient governing differential equations, algebraic expressions are derived to compute pressure variations due to inertial and viscous effects. In the problem addressed in this work, the column may be either open or closed, allowing fluid flow through both the inner and annular regions.

The analysis begins with the conservation equations for mass and momentum, presented respectively in Eq. 2 and 3.

$$\frac{\partial Vz}{\partial z} = 0 \tag{2}$$

$$\rho \frac{\partial Vc}{\partial t} = -\frac{\partial Pz}{\partial z} + \frac{1}{r}\frac{\partial (r\tau_{rz})}{\partial r} \tag{3}$$

In the open-column configuration, fluid flows through both the internal and annular regions. These flow distributions affect the parameter β, which is defined as the ratio of the annular flow rate q_a to the flow rate displaced by the column q_c, as described in Eq. 4.

$$\beta = \frac{q_a}{q_c} \tag{4}$$

The flow rates, due to the geometry of the well and column, are Eq. 5, 6, and 7:

$$q_c = \pi(R_e^2 - R_i^2)V_c \tag{5}$$

ISBN: 978-65-5222-057-8

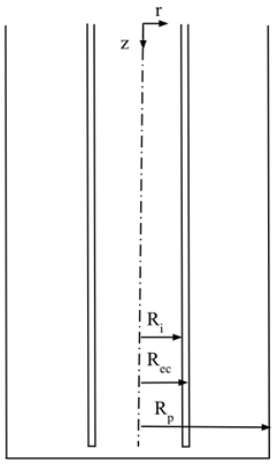


Figure 2 – Representation of the geometries of the well and production column (ANDRADE et al., 2024).

$$q_i = \pi R_i^2 V_i \tag{6}$$

$$q_a = \pi (R_p^2 - R_e^2) V_a \tag{7}$$

The subscripts "a" refer to the annular region, "i" to the inner region, "e" to the outer wall of the column, "p" to the wellbore, and "c" to the column itself. For the problem considered in this study, the boundary conditions in the annular region include the no-slip condition at the wellbore wall ($r = R_p$), where the fluid velocity is zero. Conversely, at $r = R_e$ or $r = R_i$, the fluid velocity is assumed to match the velocity of the column wall. Since the well is stationary and the column is moving, the fluid velocity at the wellbore wall is zero, while it equals the column velocity at the column wall.

Within the inner region, the fluid exhibits a velocity of V_c near the column wall, and the velocity gradient vanishes at the centerline of the column ($\frac{dv}{dr} = 0$), indicating the location of maximum velocity (r = 0).

The force required to displace the column, F (N), can be determined either by the fluid shear stress and the contact area, as represented by Eq. 8, or by the pressure gradient and the contact area, as shown in Eq. 9.

$$F = \tau A_{col} \tag{8}$$

Where A_{col} (m²) represents the contact area between the fluid and the column, which may include both the internal and external surfaces in the case of an open column, or only the external surface in the case of a closed column.

$$F = \left[\frac{dP}{dz}_a A_a \left(\frac{A_{lec}}{A_{lec} + A_{lep}} \right) + \frac{dP}{dz}_i A_i \right] (h_f - h_c) \tag{9}$$

Where $\frac{dP}{dz}_a$ (Pa/m) and $\frac{dP}{dz}_i$ are the annular and internal pressure gradients, respectively; A_a (m²) and A_i are the annular and internal cross-sectional areas of the column-well region; A_{lec} is the contact area between the fluid and the outer surface of thee column; A_{lep} is the contact area between the fluid and the

ISBN: 978-65-5222-057-8

wellbore; and the difference $h_f - h_c$ (m) represents the height over which the fluid is in contact with the column. Using the pressure gradient and fluid shear stress values obtained from the Power Law rheological model.

Power Law Model

The rheological Power Law model was based on the set of equations derived from the formulation proposed by Sampaio Junior (2002). The constitutive equations for the annular region are given by Eq. 10 for before and after the mean radius [r_m (m)], where is the radial position where the shear stress is zero and u is the radial velocity of the flow:

$$\tau = -\eta\left(\frac{du}{dr}\right)^n \; if\; r \le r_m \; and \; \tau = \eta\left(-\frac{du}{dr}\right)^n \; if\; r \ge r_m \tag{10}$$

The variation of velocity [du/dr (m/s²)] is represent by Eq. 11 and 12, corresponding to the regions before and after r_m, respectively.

$$\frac{du}{dr} = \left(\frac{{dP}/{dz_a}\, r_m}{2K}\right)^{1/n} \left(\frac{r_m}{r} - \frac{r}{r_m}\right)^{1/n} if\; r \le r_m \tag{11}$$

$$\frac{du}{dr} = -\left(\frac{{dP}/{dz_a}\, r_m}{2K}\right)^{1/n} \left(\frac{r}{r_m} - \frac{r_m}{r}\right)^{1/n} if\; r \ge r_m \tag{12}$$

By integrating the velocity profile from Eq. 11 using the boundary condition $u(r = R_e) = -V_c$, Eq. 13 is obtained.

$$u_1(r) = \left(\frac{{dP}/{dz_a}\, r_m}{2K}\right)^{1/n} \int_{R_e}^{r_m} \left(\frac{r_m}{r} - \frac{r}{r_m}\right)^{1/n} dr - V_c \; if\; r \le r_m \tag{13}$$

Applying the second boundary condition, $u(r = R_p) = 0$, to Eq. 12 yields the velocity profile given in Eq. 14.

$$u_2(r) = -\left(\frac{{dP}/{dz_a}\, r_m}{2K}\right)^{1/n} \int_{r}^{R_p} \left(\frac{r}{r_m} - \frac{r_m}{r}\right)^{1/n} dr \; if\; r \ge r_m \tag{14}$$

Using the continuity condition where $u_1(r) = u_2(r)$ at $r = r_m$, the pressure gradient in the annular region can be determined, as shown in Eq. 15.

$$\frac{dP}{dz_a} = \frac{2\eta}{r_m} \frac{V_c}{\left[\int_{R_e}^{r_m} \left(\frac{r_m}{r} - \frac{r}{r_m}\right)^{1/n} dr - \int_{r_m}^{R_p} \left(\frac{r}{r_m} - \frac{r_m}{r}\right)^{1/n} dr\right]^n} \tag{15}$$

Finally, the fluid flow rate is calculated by integrating the velocity profiles (Eq. 13 and 14) over the corresponding areas, resulting in the annular flow rate expressed in Eq. 16.

ISBN: 978-65-5222-057-8

$$q_a = -\pi V_c \left[-R_e^2 + \frac{\int_{R_e}^{r_m} r^2 \left(\frac{r_m}{r} - \frac{r}{r_m}\right)^{1/n} dr - \int_{r_m}^{R_p} r^2 \left(\frac{r}{r_m} - \frac{r_m}{r}\right)^{1/n} dr}{\int_{R_e}^{r_m} \left(\frac{r_m}{r} - \frac{r}{r_m}\right)^{1/n} dr - \int_{r_m}^{R_p} \left(\frac{r}{r_m} - \frac{r_m}{r}\right)^{1/n} dr} \right] \quad (16)$$

For the internal region, the velocity variation is given by Eq. 17.

$$\frac{du}{dr} = \left(\frac{dP/dz_i \, r}{2K} \right)^{1/n} \quad (17)$$

By integrating Eq. 17 with respect to the internal radius and applying the boundary condition V_c at R_i, the resulting expression is presented in Eq. 18.

$$u(r) = \left(\frac{dP/dz_i}{2K} \right)^{1/n} \frac{n}{n+1} \left(R_i^{\frac{1+n}{n}} - r^{\frac{1+n}{n}} \right) - V_c \quad (18)$$

Similarly, the volumetric flow rate for the internal region is represented by Eq. 19:

$$q_i = \pi \left(\frac{dP/dz_i}{2K} \right)^{1/n} \frac{n}{1+3n} R_i^{\frac{1+3n}{n}} \quad (19)$$

Thus, the internal pressure gradient was determined using the explicit method derived from the internal flow rate equation above, and is expressed by Eq. 19.

$$\frac{dP}{dz_i} = -2K \frac{\left[\left(\frac{q_i}{\pi} + R_i^2 V_c \right) \frac{1+3n}{n} \right]^n}{R_i^{1+3n}} \quad (20)$$

RESULTS AND DISCUSSION

Considering the Power Law rheological model and the simplification considerations, the resolution of the equations provides the values of shear rate, pressure gradient, and force. The geometric conditions of the problem are based on an experimental setup designed to validate and evaluate the modeling results. The production column accelerates during the initial moments until it reaches a constant velocity, with an assumed acceleration of 0.1 m/s². The well has a radius of 0.07 m, while the column has an outer radius of 0.038 m and an inner radius of 0.035 m. The initial fluid height in the well is 0.945 m. The maximum column removal velocity considered in the calculations is 0.01 m/s.

For the closed column, the annular pressure gradient was obtained using Eq. 15, by equating Eq. 16 and Eq. 7 to determine the radius r_m that satisfies the volumetric flow rate equation. Consequently, the pressure gradient dP/dz was obtained and is shown in Fig. 3 for the e-CSB fluid at base concentration, 10%, 20%, and 30%.

ISBN: 978-65-5222-057-8

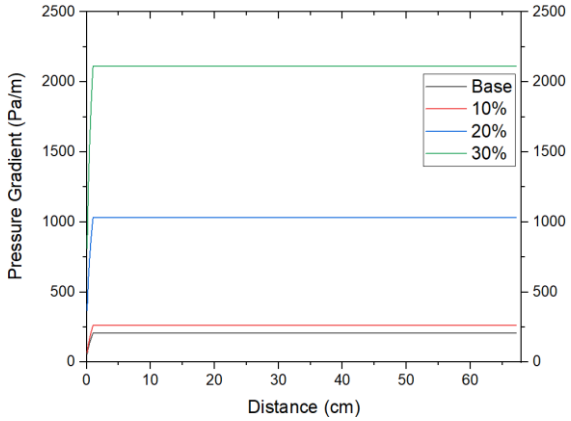


Figure 3 – Annular pressure gradient for the closed column.

The pressure gradient increases with the calcium carbonate concentration in the e-CSB fluid. From the base fluid to 10%, the increase is 26.4%; from 10% to 20%, it increases by 294%; and from 20% to 30%, it increases by 105%. These correspond to pressure gradients of 207.06, 261.66, 1031.98, and 2113.53 Pa/m, respectively, indicating a non-linear increase in pressure gradient as a function of calcium carbonate concentration in the e-CSB fluid.

For the open column, two pressure gradients are required: annular (left) and internal (right), as illustrated in Fig. 4.

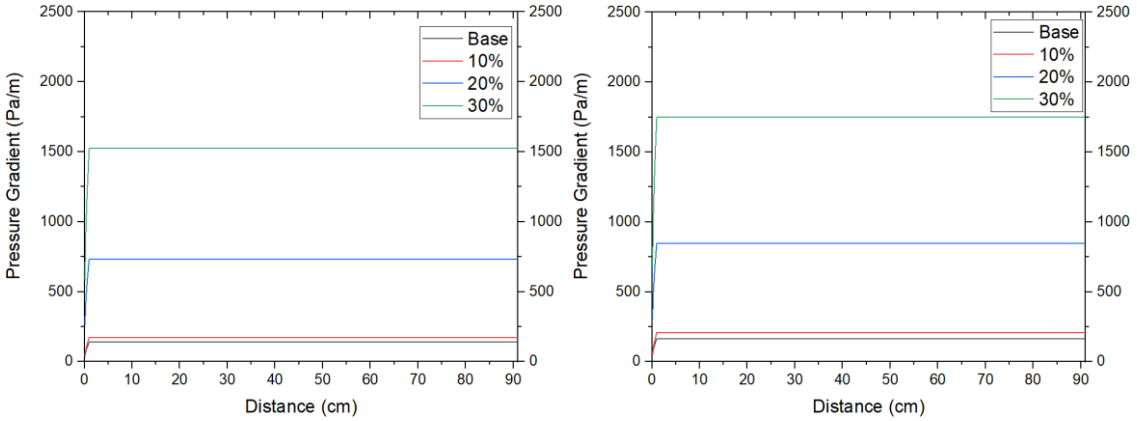


Figure 4 – Annular (left) and internal (right) pressure gradients for the open column.

In all four cases, the internal pressure gradient is higher than the annular gradient, with an average difference of 14.57%. The internal pressure gradients are 165.56, 208.09, 847.74, and 1748.48 Pa/m, while the annular gradients are 139.32, 174.19, 733.93, and 1525.88 Pa/m for the base fluid and for 10%, 20%, and 30% concentrations, respectively.

For the force analysis in the closed column, the drag force was calculated using Eqs. 8 and 9, as shown in Figure 6. The left side of the figure presents the force derived from the fluid shear rate obtained via Eq. 11, while the right side shows the force obtained from the annular pressure gradient using Eq. 15. The analysis was conducted for e-CSB fluid at base concentration, 10%, 20%, and 30%.

ISBN: 978-65-5222-057-8

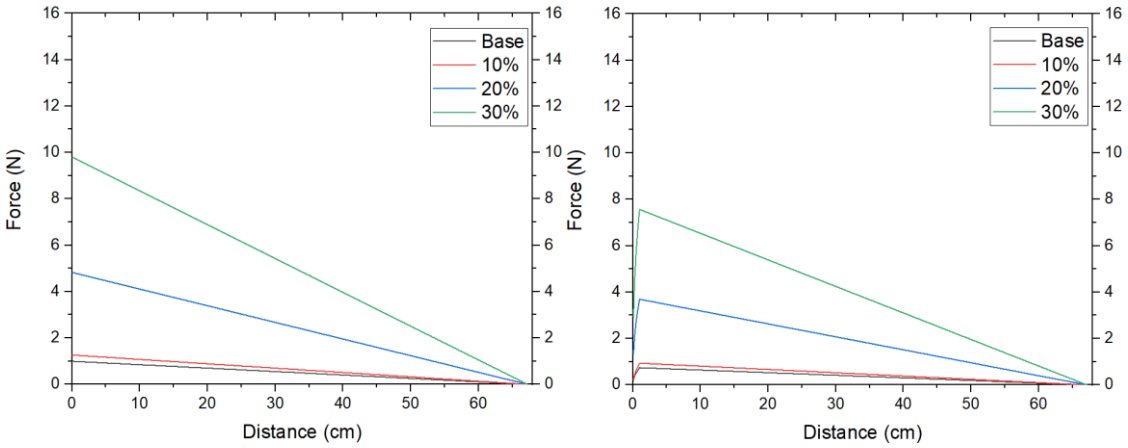


Figure 5 – Force derived from fluid shear stress (left) and from pressure gradient (right) for the closed column.

The force calculated using Eq. 8 is 24.41% higher than the one obtained from the pressure gradient. The resulting shear rates are 3.06, 2.99, 3.59, and 3.77 s^{-1}, leading to shear stresses of 4.41, 5.60, 21.41, and 43.48 Pa for the base fluid and for 10%, 20%, and 30% concentrations, respectively.

For the open column, the shear rate of the internal fluid is obtained using Eq. 17, and the annular fluid by Eq. 11. These are applied to Eq. 8 to compute the forces shown in Fig. 6 (left) for forces based on fluid shear stress for base, 10%, 20%, and 30% concentrations of the e-CSB fluid. The right side presents results based on pressure gradients, using Eq. 20 for the internal region and Eq. 15 for the annular region.

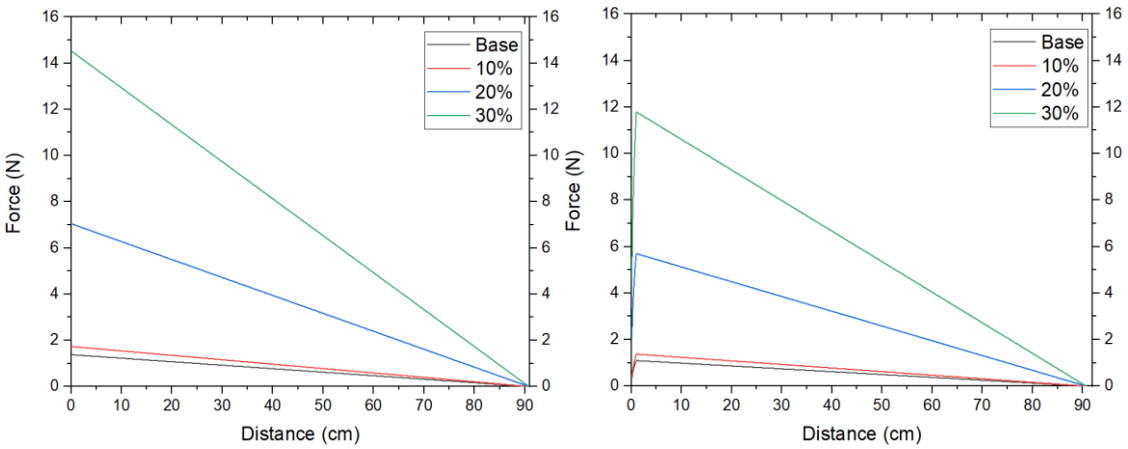


Figure 6 - Force derived from fluid shear stress (left) and from pressure gradient (right) for the open column.

The force obtained via fluid shear stress is 19.67% higher than that obtained from the pressure gradient. The internal region shear rates are 1.44, 1.42, 1.57, and 1.62 s^{-1}, corresponding to shear stresses of 2.89, 3.64, 14.84, and 30.59 Pa for the base, 10%, 20%, and 30% e-CSB concentrations, respectively. In the annular region, the shear rates are 1.97, 1.91, 2.31, and 2.44 s^{-1}, with corresponding shear stresses of 3.45, 4.33, 17.61, and 36.26 Pa, respectively.

ISBN: 978-65-5222-057-8

CONCLUSIONS

The force in the open column configuration is approximately 30% higher than in the closed column when calculated based on fluid shear stress, and about 34% higher when derived from the pressure gradient. When analyzing the annular pressure gradient specifically, the closed column presents values approximately 30% greater than those observed in the open column configuration.

Among the tested fluids, the e-CSB fluid with 30% calcium carbonate concentration exhibited the highest force and pressure gradient values. This result was expected based on the outcomes of the rheological tests and the fitted parameters of the power-law model, which indicated an increase in the consistency index (K) with higher concentrations. The force observed at 30% concentration was approximately 10 times greater than that of the base fluid, 8 times greater than the 10% fluid, and twice as high as the 20% fluid.

ACNOWLEDGEMENTS

Acknowledgements for the financial support from Petrobras/CENPES.

REFERENCES

ANDRADE, N. L.; ARAUJO, C.; JUNIOR, R. M. D.; NEGRÃO, C. O. R. Mathematical modeling for application in oil production column trapping in offshore wells using rheological models. In: **20th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering – ENCIT**, ABCM, Foz do Iguaçu – PR, Brazil, 2024.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Dispõe sobre os critérios para exercícios da atividade de produção de derivados de petróleo e gás natural, exceto lubrificantes. Resolution ANP No. 817.*Official Gazette of the Union*, Brasília, DF, section 1, p. 58, Apr. 24, 2020.

IBP – Instituto Brasileiro de Petroleo, Gas e Biocombustivel. *Caderno de boas práticas de E&P – diretrizes para abandono de poços*. Rio de Janeiro: IBP, 2017.

MUHLSTEDT, G.; NETO, A. U. C.; ARAUJO, C.; JUNIOR, R. M. D.; NEGRÃO, C. O. R. Rheological analysis of E-CSB fluid to simulate a sedimented bed. In: **20th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering – ENCIT**, Abcm, Foz do Iguaçu – PR, Brazil, 2024.

NOGUEIRA, P. Descomissionamento de plataformas de petróleo vale a pena para indústria naval e petrolífera do Brasil? Ex-diretor do ANP explica. *Click Petróleo e Gás*, 2023. Available at: https://clickpetroleoegas.com.br. Accessed: June 10, 2025.

SAMPAIO JÚNIOR, J. H. B. *Aplicativo para estimative de surge e swab para cenários UDW/formações frágeis*. Technical Report – CT TEP 0022/2002.Rio de Janeiro: CENPES/PETROBRAS, 2002.

ISBN: 978-65-5222-057-8

EVALUATION OF EROSIVE WEAR RESISTANCE IN DLC COATING: A MATERIAL WITH ANTI-SCALING POTENTIAL

Juliana Souza de Oliveira[1], Natasha Vieira Dantas[2], Newton Kiyoshi Fukumasu[3], André Paulo Tschiptschin[4], Nathan Fantecelle Strey[5], Cherlio Scandian[6]

[1]Federal University of Espírito Santo - UFES, souzaoliveira.ju@gmail.com, [2]Federal University of Espírito Santo - UFES, natasha.dantas@edu.ufes.br, [3]University of São Paulo – USP, newton.fukumasu@usp.br, [4]University of São Paulo – USP, antschip@usp.br, [5]Federal University of Espírito Santo – UFES, nathan.strey@ufes.br, [6]Federal University of Espírito Santo – UFES, cherlio@hotmail.com

ABSTRACT

Components used in the oil and gas industry, such as valves and pipelines, are susceptible to scaling, which can compromise process efficiency. Diamond-like carbon (DLC) coatings exhibit high hardness and potential anti-scaling behavior, making them promising candidates for such applications. However, erosive particles present in the flow can lead to erosive wear, potentially compromising the coating integrity. This study evaluates the erosive wear resistance of both the substrate and DLC coatings through a slurry jet erosion test. The samples, made of superduplex stainless steel UNS S32705, were coated with DLC via Physical Vapor Deposition (PVD), incorporating a silicon interlayer and an overall thickness of approximately 1.2 µm (0.2 µm Si + 1.0 µm DLC). The erosion test was conducted using quartz sand particles suspended in water, with a jet speed of 9 m/s, an impact angle of 15°, an erodent mass flow rate of 270 g/min, a particle concentration of 4.2 wt% and cumulative erodent masses of 135 g, 315 g, and 450 g for the uncoated substrate, and 135 g, 405 g, 810 g, and 1620 g for the DLC-coated samples. No mass loss was observed after testing; however, 3D surface topography analyses revealed plastic deformation and partial film delamination, indicating high erosive wear resistance and reinforcing the potential of DLC coatings for service in harsh environments.

Key-words: DLC, coating, superduplex, slurry jet, erosion.

ISBN: 978-65-5222-057-8

1 INTRODUCTION

Valves and pipelines used for fluid transport may be exposed to operational conditions that favor the formation of scale deposits, which can lead to efficiency losses or even process failure due to flow restriction or impaired valve actuation (LISKIEWICZ; AL-BORNO, 2014; PETROBRAS, 2020).

An effective approach to mitigate scaling involves the use of surface engineering techniques, particularly the application of functional coating. Among these, diamond-like carbon (DLC) coatings have emerged as a promising alternative due to their amorphous nature, high hardness, and, depending on composition, properties such as superhydrophobicity (KLEINEN et al., 2007; LAUBE et al., 2007), in addition to chemical and structural stability at temperatures of up to at least 260 °C (TALLANT et al., 1995).

However, the flow of fluids containing solid particles, such as sand, can induce erosive wear on the internal surfaces of components. This process, potentially exacerbated by corrosive action, may lead to thickness reduction or coating delamination, compromising the protective function of the layer (LISKIEWICZ; AL-BORNO, 2014).

This study aims to investigate the tribological performance of DLC coatings deposited on superduplex stainless steel UNS S32705, a material widely used in the oil and gas industry. To this end, slurry jet erosion tests were conducted under low-angle incidence, low slurry jet speed, and low sand concentration conditions, selected to closely simulate those encountered in field applications.

2 MATERIALS AND METHODOLOGY

2.1 Substrate material

The substrate used for the deposition of the DLC coating was a superduplex stainless steel UNS S32750, previously hot-rolled and subjected to solution heat treatment. The chemical composition of the material is presented in Table 1. The sample was manufactured with a rectangular geometry (50 mm × 25 mm × 4 mm) and received a ground surface finish. To ensure efficient DLC coating deposition, the substrate surface underwent metallographic preparation to achieve a high degree of polishing. Initially, the surface was abraded using #80 and #320 grit abrasive papers, followed by successive polishing steps with 6 µm and 3 µm diamond suspensions, respectively. As a result, an average surface roughness (Ra) below 0.01 µm (cut-off 0.08 mm) was obtained, along with a Vickers hardness of approximately 254 HV 10.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Table 1: Weight percentage of chemical elements in superduplex stainless steel UNS S32705.

Fe	C	Cr	Cu	Mn	Mo	N	Ni	P	S	Si
Balance	0.01	24.94	0.17	0.78	3.79	0.29	6.87	0.02	<0.005	0.29

2.2. DLC deposition via PVD (Physical Vapor Deposition)

The deposition process was carried out using a hybrid Physical Vapor Deposition (PVD) system operating with pulsed direct current magnetron sputtering (pDCMS). The deposition sequence was conducted in two distinct steps using separate silicon and carbon targets. Initially, the substrate was positioned for the deposition of the silicon interlayer, followed by the application of the DLC (a-C) coating. Each step was activated independently, avoiding co-deposition and ensuring greater control over the multilayer architecture (FUKUMASU et al., 2018; SANTOS et al., 2022).

The use of a silicon interlayer aims to enhance the adhesion of carbon-based coatings to metallic substrates by promoting a stable interface, due to the high covalent bond energy between silicon and carbon atoms. This chemical compatibility minimizes interfacial discontinuities and contributes to improved delamination resistance under tribological loading, as reported by Neuville and Matthews (2007).

2.3. Slurry Jet Erosion Tests

Slurry jet erosion tests were carried out using the Ducom erosimeter, model SJET 2.0 (schematic representation in Figure 1). For the tests, Brazilian standard sand (IPT N100) (ABNT NBR 7215), with an average particle size of 150 µm, was used and mixed with water. The remaining test parameters are listed in Table 2. The DLC-coated sample was carefully cleaned before and after each test using cotton soaked in ethyl alcohol, followed by hot air drying, in order to preserve the integrity of the coating. The uncoated sample was cleaned using water and neutral soap, followed by ultrasonic cleaning in acetone and subsequently dried with a hot air jet. Only one uncoated sample and one DLC-coated sample were used for the erosion tests, with the erodent mass varied in each test, as shown in Table 2. Mass loss was determined based on the average of five measurements taken before and after each test, using an analytical balance with a resolution of 0.01 mg. Worn surface analysis was performed using a Sensofar S-neox 3D profilometer, employing the confocal microscopy technique.

ISBN: 978-65-5222-057-8

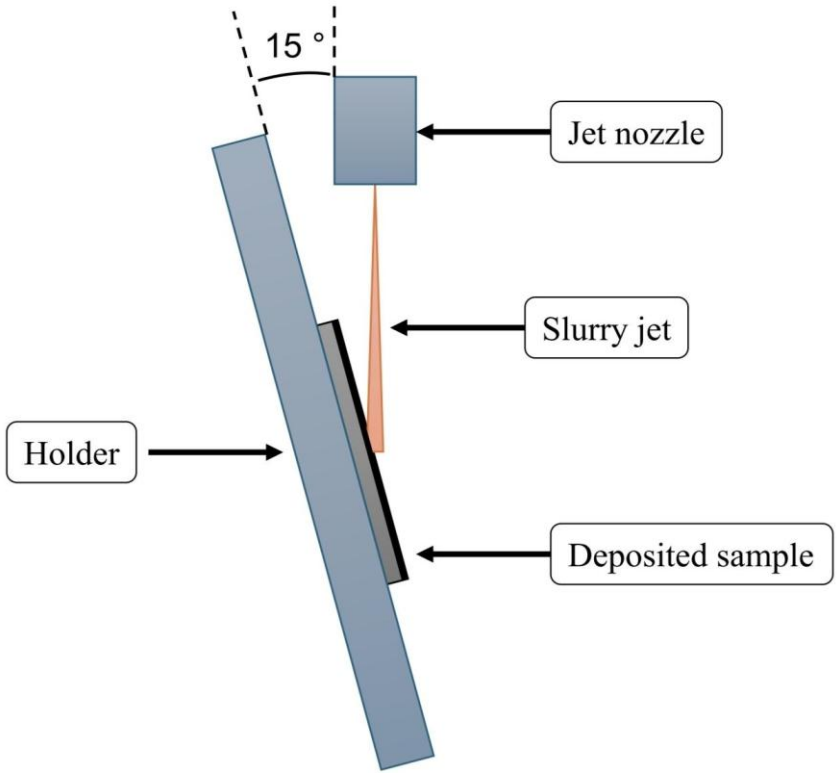


Figure 1: Schematic representation of the slurry jet erosion test setup.

Table 2: Slurry jet erosion test parameters.

Impact angle (°)	15
Slurry jet velocity (m/s)	9
Erodent feed rate (g/min)	270
Erodent concentration (%)	4.2
Nozzle diameter (mm)	4
Standoff distance (mm)	50
Cumulative erodent mass (g) for substrate	135, 315 and 450
Cumulative erodent mass (g) for DLC coating	135, 405, 810 and 1620

3 RESULTS AND DISCUSSION

Figure 2 shows the variation in sample mass as a function of cumulative erodent mass for both the uncoated and the DLC-coated samples. For the uncoated sample, an initial mass loss is observed, followed by a slight mass gain and subsequent loss. However, these variations fall within the

ISBN: 978-65-5222-057-8

analytical balance uncertainty or are very close to it. The apparent mass gain may be associated with a phenomenon known as the incubation period, as described by Hutchings and Shipway (2017). In contrast, for the DLC-coated sample, the measured values remained within the uncertainty limits of the analytical balance throughout the tests, indicating negligible mass loss. According to Hutchings and Shipway (2017), brittle materials tend to exhibit greater resistance to wear under low-angle particle impact, behavior consistent with the results obtained in this study.

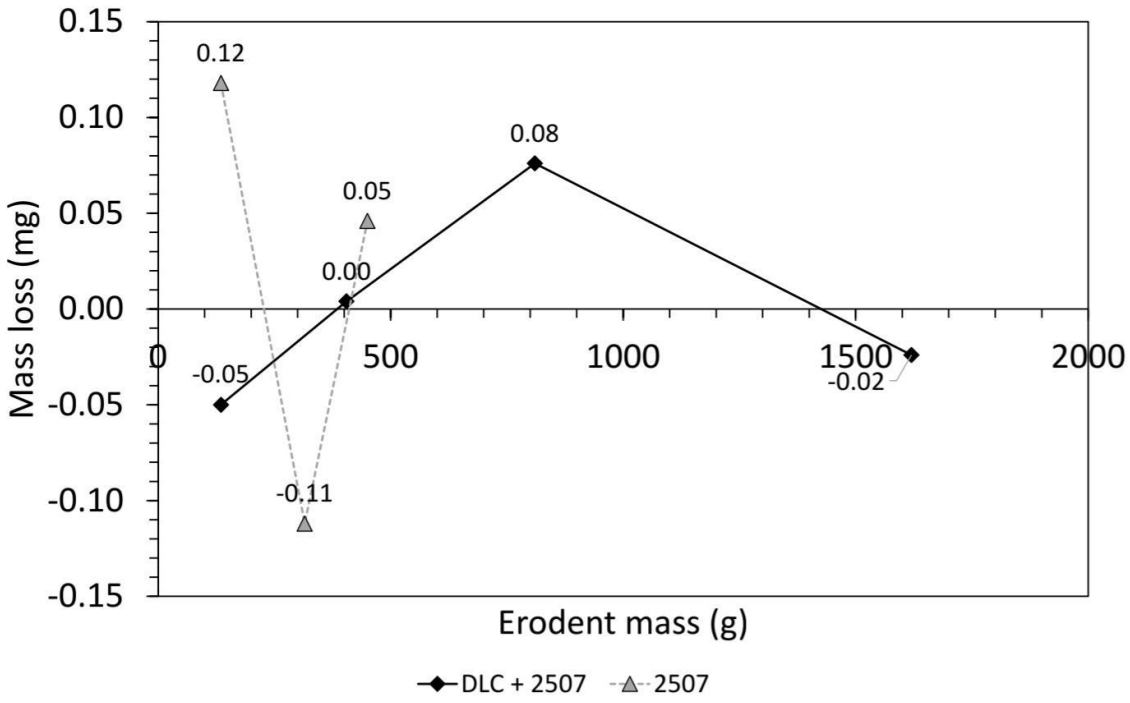


Figure 2: Mass loss of the samples (substrate + DLC) as a function of cumulative erodent mass.

In Figure 3(a), the substrate surface after testing with 135 g of erodent exhibits plastic deformation, with particle impacts causing localized material displacement. As the erodent mass increases to 315 g (Figure 3(b)), the damaged area expands, and a prominent protrusion is observed, likely resulting from an embedded erodent particle. According to Hutchings and Shipway (2017), for soft target materials, particles may become embedded in the surface, causing an initial mass gain—an incubation behavior. This is consistent with the mass variation shown in Figure 2. At a cumulative erodent mass of 450 g (Figure 3(c)), the surface topography remains similar, with impact damage dominated by ploughing, wedge formation, and shallow cutting, where localized plastic deformation at the impact sites promotes material detachment through plastic rupture, leading to small material loss.

ISBN: 978-65-5222-057-8

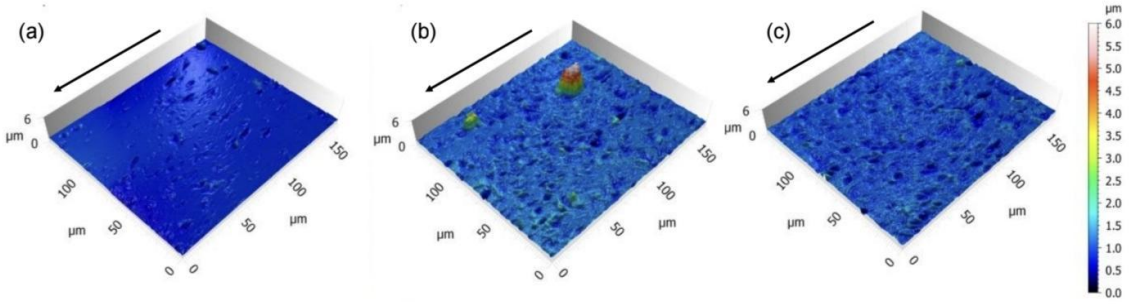


Figure 3: Surface topography of the substrate after erosion tests with (a) 135 g, (b) 315 g, and (c) 450 g of erodent. Note: Black arrow indicates the direction of the slurry jet.

To further characterize the surface damage resulting from the erosion test, 3D topography analyses were conducted using profilometry. Figure 4 presents the surface topography of the DLC coating after the test with a cumulative erodent mass of 135 g. Surface features indicative of plastic deformation mechanisms were observed, a behavior typically related to ductile materials such as metals. However, as discussed by Finnie (1995), such response can also be observed in brittle materials when subjected to fine particle impact, a phenomenon known as the Size Effect. In his study, Finnie identified a transition from brittle to ductile wear mode with decreasing particle size, which may explain the behavior observed in the DLC coating in this work.

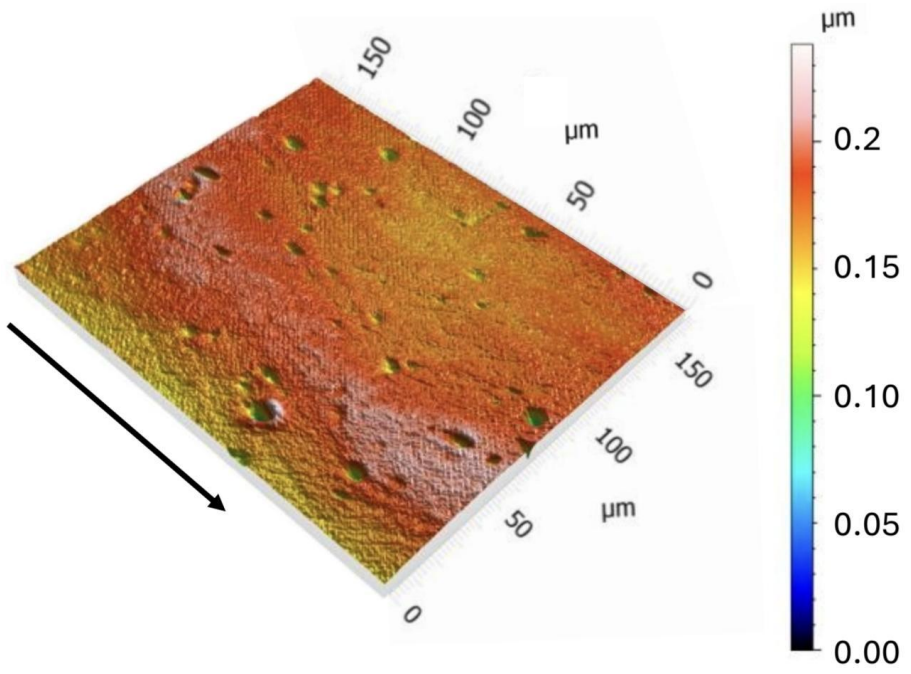


Figure 4: Surface topography of the DLC coating after erosion test with 135 g of abrasive. Note: Black arrow indicates the direction of the slurry jet.

ISBN: 978-65-5222-057-8

The sequence of erosion tests enabled the monitoring of surface damage evolution as the cumulative erodent mass increased. After the test with 405 g of erodent (Figure 5a), adhesive wear mechanisms were observed, characterized by DLC coating delamination and exposure of the substrate. This behavior is similar to that described by Bull (1991), where the accumulation of interfacial stresses surpasses the local adhesive strength, favoring delamination. Such failure is commonly associated with residual stresses generated during the deposition process, as well as with the mismatch between the elastic moduli of the coating and the substrate. It is important to note that in tribological applications, effective interfacial adhesion is a fundamental requirement, as DLC coatings with poor adhesion are prone to premature fracture and delamination under mechanical loads (ERDEMIR; DONNET, 2006).

In Figures 5b-c, corresponding to cumulative abrasive masses of 810 g and 1620 g, respectively, the area of coating damage remains nearly constant. However, a clear increase in wear severity of the exposed substrate is evident, indicating progression of damage in both depth and intensity.

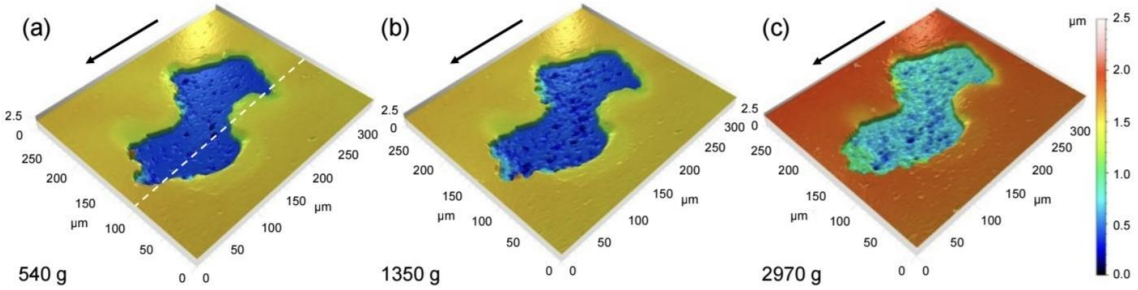


Figure 5: Progression of the worn area as a function of cumulative erodent mass. Note: Black arrow indicates the direction of the slurry jet.

Figure 6 shows the surface profile extracted from the damaged region indicated in Figure 5a (white dashed line). From this result, the total thickness of the coating—including the silicon interlayer—was estimated to be approximately 1.2 μm. The use of a silicon interlayer is a common practice to improve adhesion in coatings deposited via magnetron sputtering. In this context, the presence of silicon promotes the formation of chemical bonds between the film and the substrate, resulting in a highly adhesive interface (LISKIEWICZ; AL-BORNO, 2014).

ISBN: 978-65-5222-057-8

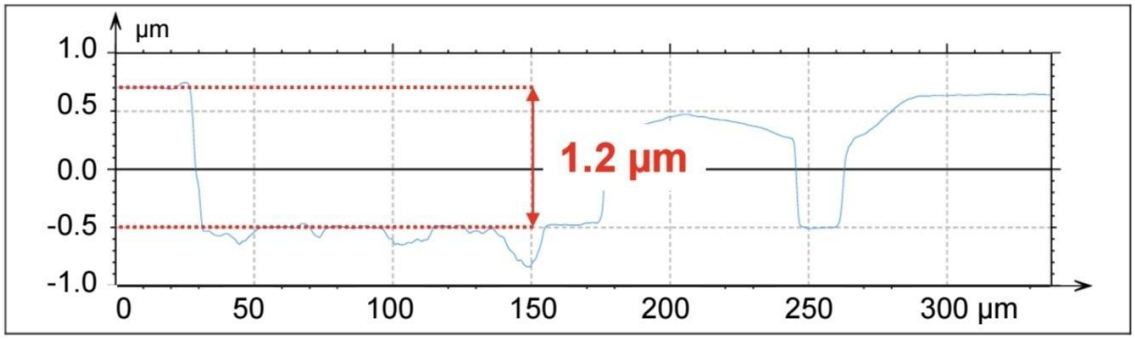


Figure 6: Surface profile of the worn region along the white dashed line in Figure 5a.

4 CONCLUSIONS

No significant mass loss was observed in the DLC-coated samples throughout the erosion tests.

3D surface topography indicated plastic deformation associated with the Size Effect, consistent with ductile behavior under fine particle impact.

Coating failure by delamination was identified after a cumulative erodent mass of 405 g.

Although the coating damage area did not expand with increasing erodent mass, there was a progressive increase in wear severity on the exposed substrate.

5 ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) for the financial support through public call 2023/00258-0. This study was also partially funded by the Brazilian Federal Agency for Support and Evaluation of Graduate Education – CAPES – Finance Code 001.

6 REFERENCES

ABNT, N.B.R. 7215: Portland cement: determination of compressive strength. Brazilian Association of Technical Standards: Rio de Janeiro, Brazil, 1996.

BULL, S. J. Failure modes in scratch adhesion testing. Surface and Coatings Technology, v. 50, n. 1, p. 25–32, 1991.

ERDEMIR, Ali; DONNET, Christophe. Tribology of diamond-like carbon films: recent progress and future prospects. Journal of Physics D: Applied Physics, v. 39, n. 18, p. R311, 2006.

ISBN: 978-65-5222-057-8

FINNIE, I. Some reflections on the past and future of erosion. Wear, v. 186, p. 1–10, 1995.

FUKUMASU, N. K. et al. Local transformation of amorphous hydrogenated carbon coating induced by high contact pressure. Tribology International, v. 124, p. 200–208, 2018.

HUTCHINGS, I.; SHIPWAY, P. Tribology: Friction and Wear of Engineering Materials. Butterworth-Heinemann, 2017.

KLEINEN, L. et al. Amorphous carbon coatings inhibit crystalline biofilm formation on urological implants. Plasma Processes and Polymers, v. 4, n. S1, p. S386–S391, 2007.

LAUBE, N. et al. Diamond-like carbon coatings on ureteral stents – a new strategy for decreasing the formation of crystalline bacterial biofilms? The Journal of Urology, v. 177, n. 5, p. 1923–1927, 2007.

LISKIEWICZ, T. W.; AL-BORNO, Amal. DLC coatings in oil and gas production. Journal of Coating Science and Technology, v. 1, n. 1, p. 59–68, 2014.

NEUVILLE, S.; MATTHEWS, A. A perspective on the optimisation of hard carbon and related coatings for engineering applications. Thin Solid Films, v. 515, n. 17, p. 6619–6653, 2007.

PETROBRAS. Production tubing and ICV internally coated with DLC. In: Technical Specification of Requirements. 2020. Available at: https://canalfornecedor.petrobras.com.br/documents/10591749/12053546/et-300000-1210-200-1do-001_-_tubo_de_producao_e_icv_revestidos_internamente_com_dlc.pdf?download=true.

SANTOS, M. D. et al. Effect of Ti/Si and Ti/TiN/Si interlayers on the structure, properties, and tribological behavior of an a-C film deposited onto a C17200 copper–beryllium alloy. Surface and Coatings Technology, v. 441, p. 128561, 2022.

TALLANT, D. R. et al. The thermal stability of diamond-like carbon. Diamond and Related Materials, v. 4, n. 3, p. 191–199, 1995.

ISBN: 978-65-5222-057-8

SUSTAINABLE ADDITIVE FOR RHEOLOGY MODIFICATION OF SYNTHETIC-BASED DRILLING FLUID

Terhemba Rodney China[1], Patricia Viera de Oliveira[1], Cezar Otaviano Ribeiro Negrao[1]

[1]Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não-Newtonianos (CERNN), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, china@alunos.utfpr.edu.br,

ABSTRACT

Chemical additives are costly and pose a risk to the environment and personnel. To combat this, an eco-friendly synthetic-based drilling fluid was formulated with papaya peel powder (PPP), and its morphology and rheological properties were analysed. The papaya peel powder (PPP) morphology was studied with the scanning electron microscope (SEM), and the rheological properties of the formulations were measured with the rheometer. The results of the scanning electron microscope (SEM) showed smooth and slate structures. The PPP slightly increases the density but is not statistically significant, with the lowest and highest concentrations of 1.4 %w/v and 8.6 %w/v, respectively, leading to 2.9% and 7.1% density increases. The additive showed a thinning effect on the viscosity of the synthetic-based drilling fluid at low shear rates, with the viscosity decreasing with an increase in PPP concentration. At high shear rates, the viscosity difference between formulations converges. The shear stress and shear rate behaviour were adjusted with the Herschel-Bulkley model. The yield stress decreased with the progressive addition of the PPP additive. The magnitude of the storage modulus (G') and loss modulus (G'') improved with increased concentration of the additive. Conversely, the linear viscoelastic region (LVER) shrinks with increasing concentration of PPP. The structural response test showed that the 8.6 %w/v fluid improves G' and G'' and has the largest crossover value. The PPP additive enhanced the thixotropic behaviour of the drilling fluid. The structure recovery improved with an increase in the additive concentration. The 8.6 %w/v sample showed 78.87 % structure recovery after 90 s, compared to the synthetic-based drilling fluid without PPP (SBDF-only) with 62.04 %.

Keywords: synthetic-based fluid, sustainable additive, papaya peel powder, rheology

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

In hydrocarbon exploration, drilling operations take the centre stage after the seismic studies establish the presence of oil and gas deposits in the formation. Hydrocarbon deposits proposed by seismic methods are ascertained through drilling and systematic evaluation of the formation core samples. The drilling process, from the wide-cat to producer and injector wells, is achieved by employing a complex mixture called drilling fluid. Drilling fluid provides hydrostatic pressure to counterbalance the formation pressure, ensure borehole stability, provide a seal for permeable zones, lubricate the cutting tool, and transport the generated cuttings from the bottom hole to the surface. Drilling fluid is the bedrock of any drilling campaign, because a poorly designed drilling fluid program leads to adverse effects on the drilling operation, culminating in investment loss. The selection of drilling fluid for a particular scenario is governed by multifaceted factors, including the formation to be drilled, the formation pressure, the borehole design, the formation temperature and cost (ADEBAYO et al., 2014). Drilling in mature fields, depleted reservoirs, and under-pressured formations demands tailored fluid properties to ensure wellbore stability and prevent formation damage. Vuggy or fractured formations often experience severe lost circulation, which can trigger wellbore instability and increase drilling costs. These challenges intensify in water-sensitive lithologies, where conventional water-based fluids may fail. While high-performing water-based systems can be viable depending on conditions, this comes with added costs. Synthetic-based drilling fluids (SBDF) with optimised rheology are highly effective in these scenarios. To ensure fluids overcome drilling challenges, synthetic-based drilling fluids incorporate various additives to improve performance. However, the selection of these additives must be carefully considered. The commercial chemical additives are costly and pose a risk to the environment and personnel (AL-HAMEEDI et al., 2020). Similarly, the importation of chemical additives impacts the economy and increases drilling costs. Bio-additives application in synthetic-based drilling fluids offers significant benefits due to their environmental sustainability and effective performance in enhancing drilling fluid properties. This work explored bio-additives by conducting experiments to evaluate the effectiveness of papaya peel powder (PPP) as a sustainable additive in SBDF. It assessed the impact of PPP on the rheological properties (viscosity, yield stress, and structure recovery) of SBDF and determined the impact of the concentration of PPP on SBDF performance.

ISBN: 978-65-5222-057-8

METHODOLOGY

Procurement and Preparation of Papaya Peel Powder

The papaya fruits were acquired from Supermercados Tissi Ltda and processed in the Rheology Laboratory in the Centre for Rheology and Non-Newtonian Fluids (CERNN) at the Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Curitiba.

The preparation of the PPP is shown in Fig.1 and follows the method outlined by (KURE; INELO; DONALDBEN, 2021).



Figure 1. Preparation of papaya peel powder.

Experimental Procedures and Laboratory Measurements

Scanning Electron Microscope (SEM) Analysis

The PPP morphology was studied with the scanning electron microscope (SEM, Zeiss, model EVO MA 15).

Drilling Fluid Formulation

The additives were added to 50 ml of olefin base, and the IKA ULTRA TURRAX® mixer was used to homogenise the mixture. The additives were added in the order shown in Tab. 1. To evaluate the effect of PPP on the SBDF, six different formulations were made, including the sample without PPP to serve as a reference. The prepared samples were kept for 24 hours to ensure hydration and the liberation of trapped air before the fluid properties were measured (MADU et al., 2024).

Table 1. Synthetic-based drilling fluid formulation with papaya peel powder.

Component	Concentration		Mixing time (min)
Olefin	50	mL	-
Organophilic clay	5.72	% w/v	10
Primary emulsifier	1.14	% w/v	5
Secondary emulsifier	2.29	% w/v	5
PPP	0, 1.4, 2.9, 4.3, 5.7, 8.6	% w/v	10

ISBN: 978-65-5222-057-8

Density: The density of drilling fluid is an important parameter for well control, as it maintains the fluid hydrostatic pressure within the allowable limits. The density was determined using the density equation (Eq. 1). Where: ρ is the density of the drilling fluid (g/ml), m is the mass of the drilling fluid (g), and v is the volume of the drilling fluid (ml).

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (1)$$

Rheology Measurements

The Anton Paar rheometer MCR 502®, equipped with a parallel plate PP35/P2 (with groove) geometry, was used for these tests. The flow curves were taken from shear rate of 5.1 to 1020 s^{-1} at 25 ^{0}C. The shear stress ramp from 0.01 to 28 Pa was performed to determine the yield stress. The amplitude sweep test was performed to estimate the linear viscoelastic region (LVER), the storage modulus, and the loss modulus. The strain values were imposed from 10-5 to 100 % at a constant frequency of 10 rad/s. The frequency sweep test was performed to estimate the fluid´s internal structure response with time. Frequency values from 0.0628 to 628 rad/s were imposed at constant strain amplitude values in the LVER. The strain amplitude values within the LVER differ between samples. The thixotropy test studied the fluid structural recovery using the 3ITT (rotation-rotation-rotation) test. In the first interval, the fluid was sheared at a very low shear rate of 0.25 s^{-1} to estimate the strength of the fluid´s structure. In the second interval, a shear rate of 1000 s^{-1} was applied for 1 s. The third or recovery interval was set at the same shear rate as the first interval for a duration of 500 s to observe the structure recovery over time.

RESULTS AND DISCUSSION

The morphology of PPP

The SEM results for the PPP Fig. 2 A - C revealed slate-like structures with smooth texture and irregular shapes that can easily align with the flow direction to enhance flowability. The irregular shapes in the samples could be beneficial in filtration loss control, with the ability to seal off fractures across the scale (BAGUM et al., 2022).

ISBN: 978-65-5222-057-8

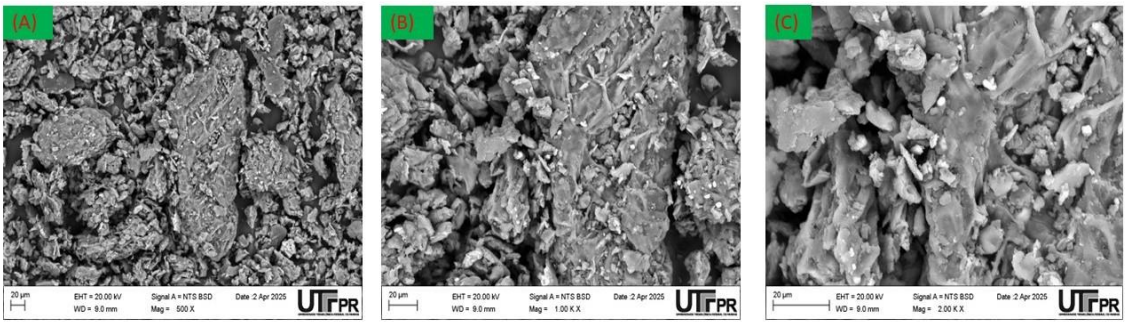


Figure 2. Scanning Electron Microscope images of PSP at magnifications (a) 500 X, (b) 1.00K X, and (c) 2.00 KX.

Effect of PPP on Density

The addition of PSP slightly increased the density, as shown in Fig. 3. The density was observed to increase progressively as the concentration of PPP increased. However, the differences in the density values were in the order of 10^{-2} magnitude, which did not significantly impact the density of the formulations.

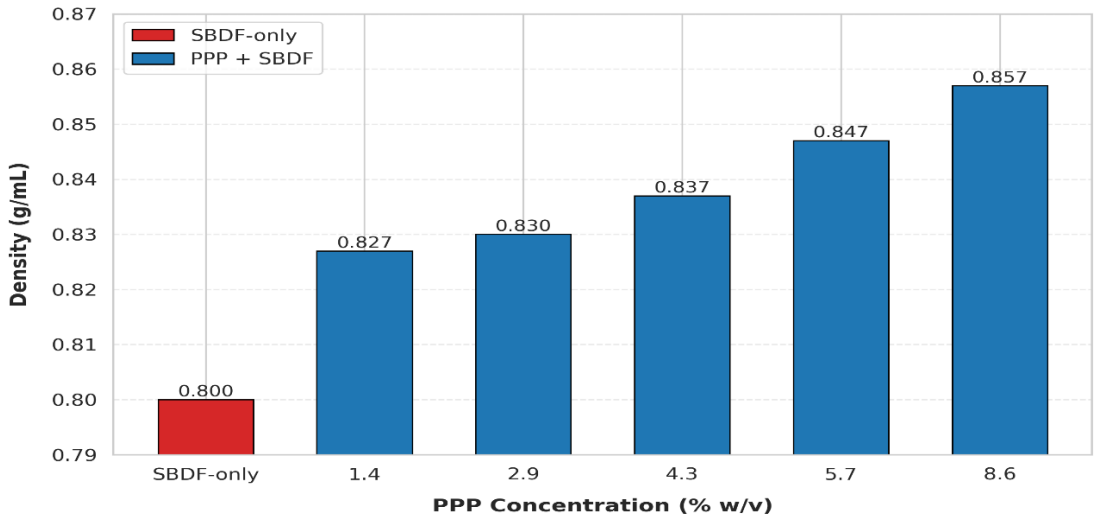


Figure 3. The effect of PPP on the density of synthetic-based drilling fluid.

Flow curves test

All the formulations exhibit shear thinning behaviour. This occurs because PPP does not contribute to the gel structure of the organoclay; instead, it impacts the viscoelastic behaviour of the fluid, as illustrated in Fig. 4. At low shear rates, SBDF-only shows the highest viscosity, indicating a stronger structural network formed by the organoclay. When PPP is added, the low shear rate viscosity decreases, suggesting that PPP dilutes this gel structure. At high shear rates, the

ISBN: 978-65-5222-057-8

viscosity difference between formulations converges, implying that the impact of PPP is more pronounced at low shear rates, possibly due to modification of yield stress or weak gel formation. Under high shear, the PPP aligns or breaks down like a polymer in response to shear. This effect could improve flow restart, prevent formation damage and enhance the pumpability of the drilling fluids at low shear or static conditions.

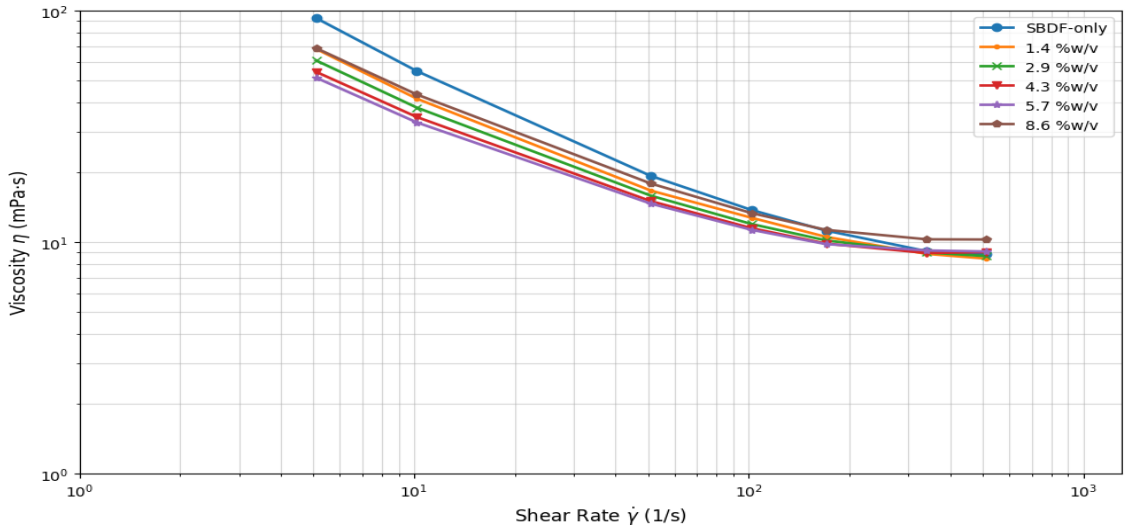


Figure 4. Effect of PPP concentration on the viscosity of the SBDF.

Synthetic-based drilling fluids are non-Newtonian viscoelastic materials with shear-thinning characteristics. The Herschel-Bulkley model was fitted to the flow curve data, and the parameters describing the relationship between the shear stress and shear rate were estimated as shown in Tab. 2. The SBDF-only consistency index (K) value decreased as the concentration of PPP increased. Thus, PPP improved fluidity, making the fluid easier to pump. The flow behaviour index (n) for SBDF-only was below unity, indicating shear thinning behaviour. This shear thinning behaviour was observed at concentrations of 1.4 and 2.9 %w/v. However, as the concentration increased to 4.3, 5.7, and 8.6, the flow behaviour index (n) exceeded unity. The yield stress of the synthetic-based drilling fluid (SBDF) decreased with increasing concentration of PPP.

ISBN: 978-65-5222-057-8

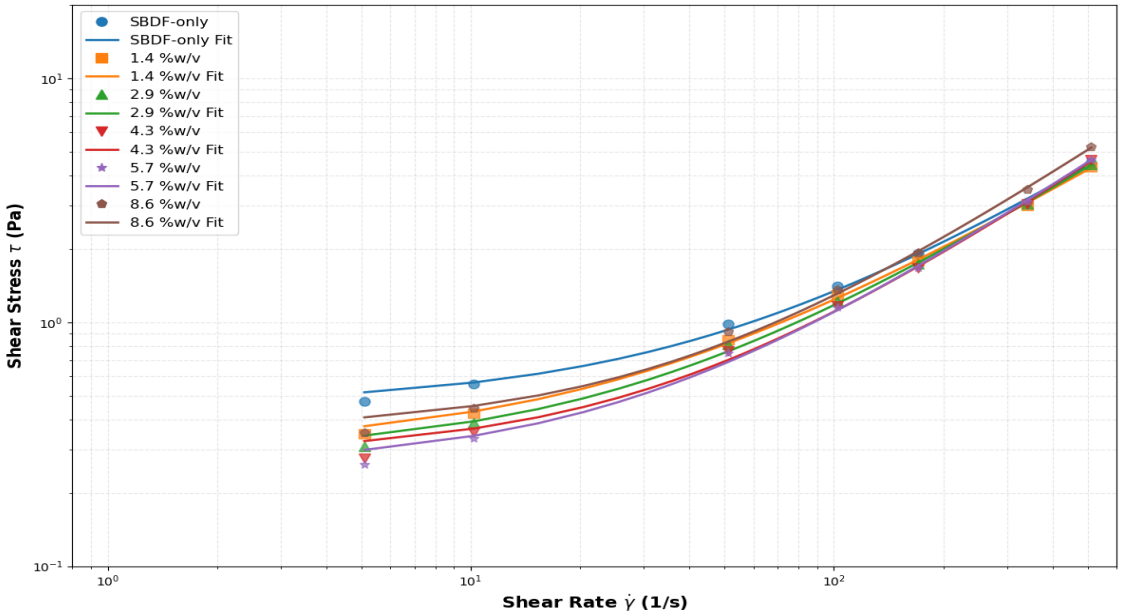


Figure 5. The Herschel-Bulkley model fit to the flow curve data for various concentrations of PSP in the synthetic-based drilling fluid.

Table 2. Herschel-Bulkley model parameters for SBDF-only and various PPP concentrations.

	(Pa)		(n)	

Amplitude sweep test

The magnitude of the linear viscoelastic region (LVER) provides an indication of the operational strain that the fluid can endure before internal structure deterioration occurs. The LVER limit and range decreased with an increase in the PPP additive; however, at 2.9 %w/v, they increased significantly, as illustrated in Fig. 6 and Tab. 3. These results indicate a reduced tolerance to strain effects below and above the 2.9 %w/v PPP additive concentration. The crossover strain diminished with the addition of PPP. The crossover modulus improved with an increase in additive concentration, suggesting an enhancement in the

ISBN: 978-65-5222-057-8

viscoelastic properties of the drilling fluid, which is ideal for cuttings suspension. The 1.4 %w/v and 8.6 %w/v concentrations significantly enhanced G´ and G´´.

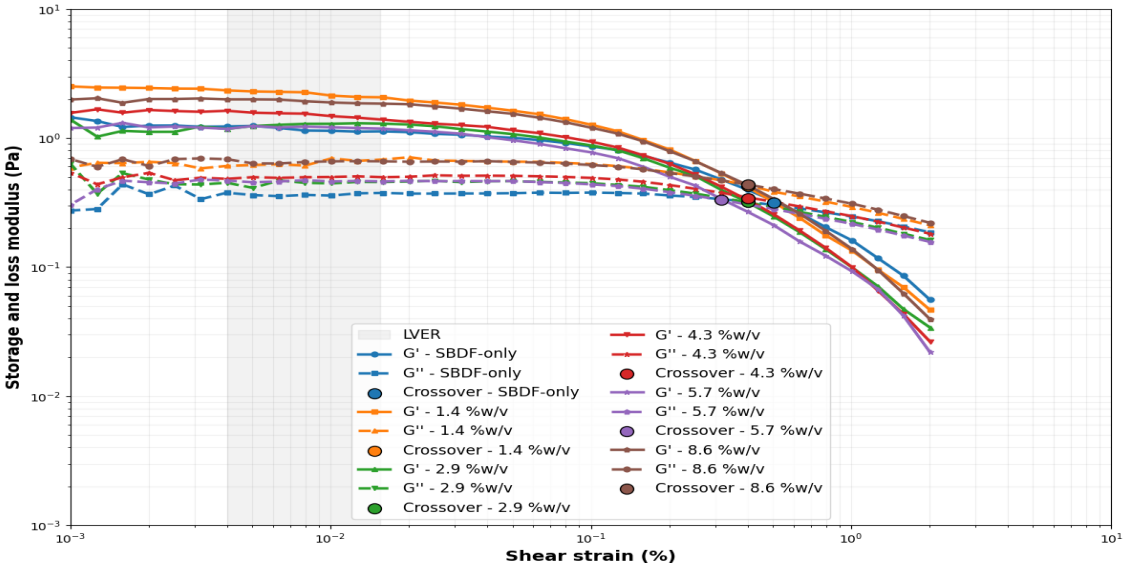


Figure 6. The effect of PPP concentration on the storage and loss modulus for the amplitude sweep test.

Table 3. Comparative amplitude sweep data for the SBDF formulations.

Fluid	LVER limit (%)	LVER range (%)	Crossover strain (%)	Crossover modulus (Pa)
SBDF-only	0.0252	0.0101 - 0.0252	0.5040	0.3263
1.4 %w/v	0.0201	0.0101 - 0.0201	0.4000	0.4190
2.9 %w/v	0.0318	0.0101 - 0.0318	0.4000	0.3182
4.3 %w/v	0.0159	0.0101 - 0.0159	0.4000	0.3312
5.7 %w/v	0.0201	0.0101 - 0.0201	0.3180	0.3359
8.6 %w/v	0.0252	0.0101 - 0.0252	0.4000	0.4322

Thixotropy test

Thixotropy characterises material recovery after shear, providing information about stability, particle suspension, and thixotropic behaviour during drilling. The PPP additive enhanced the thixotropic behaviour of the drilling fluid through rapid structure recovery following shear. The thixotropy curves presented in Fig. 7 illustrate the structure recovery of the fluid systems over time. The 8.6 %w/v fluid exhibited the fastest recovery, achieving 78.87 % structure recovery after 90 s.

ISBN: 978-65-5222-057-8

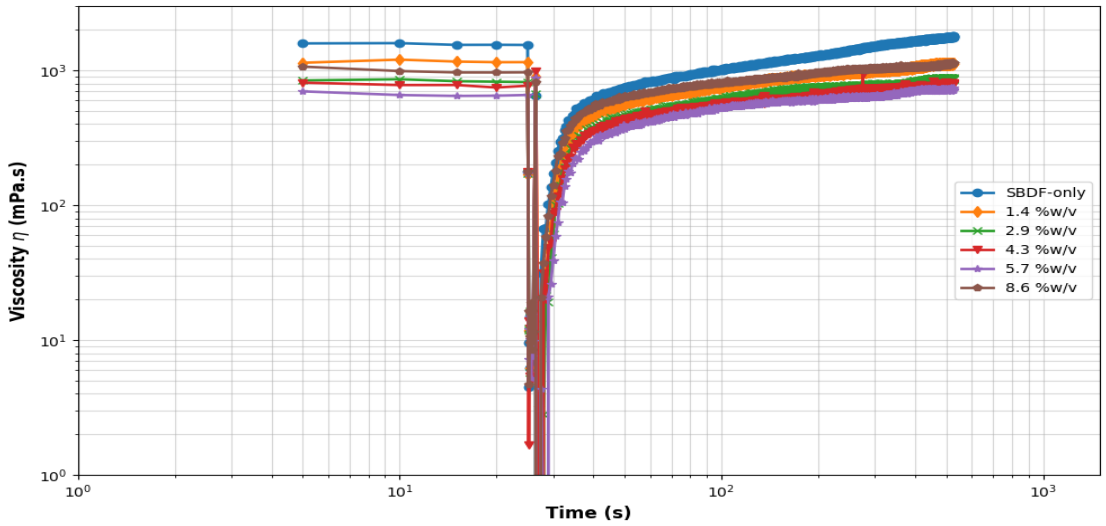


Figure 7. The structure recovery of the SDBF at various concentrations of PPP.

CONCLUSIONS

Synthetic-based drilling fluid is preferred for delicate formations and environments due to its enhanced drilling performance and reduced environmental impact. Rheology modifiers improve the performance of the drilling fluid by enhancing cuttings suspension and hole cleaning. Commercial chemical additives are expensive and pose risks to the environment and personnel. Likewise, the importation of chemical additives affects the economy and raises drilling costs. Consequently, an environmentally friendly fluid with an eco-friendly and low-cost additive was formulated and studied. The following conclusions were drawn: PPP has a slate-like structure and a smooth texture, which enhances the flowability of the fluid. The effect of PPP on density was minimal as concentration increased. PPP displayed a thinning effect on the viscosity of the synthetic-based drilling fluid, with viscosity decreasing as PPP concentration rose at low shear rates and converging at high shear rates. The PPP additive reduced the yield stress of the fluid. The magnitude of the storage modulus (G') and loss modulus (G'') improved with increasing PPP concentration. The 8.6 %w/v fluid significantly enhanced G' and G'' and exhibited the largest crossover value. The PPP additive improved the thixotropic behaviour of the drilling fluid, with the 8.6 %w/v fluid showing 78.87 % structural recovery after 90 seconds. Further study is recommended to investigate the effects of PPP particle sizes on rheology and filtration control following API standards. Additionally, a composite mixture of PPP and other natural rheology modifiers should be assessed to understand any synergistic or antagonistic effects. Furthermore, evaluating the thermal stability of the PPP modified fluid under high pressure and high temperature (HPHT) is suggested to comprehend its application in harsh environments.

ISBN: 978-65-5222-057-8

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors acknowledge the financial support provided by Petrobras, and thank the Multi-User Centre for Materials Characterisation - CMCM of UTFPR-CT, for SEM analyses. Laboratório de Reologia (LabREO) – Campus Curitiba of the Federal University of Technology – Paraná (UTFPR) - for the support and infrastructure.

REFERENCES

ADEBAYO, T. et al. The Effect of Rice Husk and Sawdust on the Properties of Oil-Based Mud at Varied Temperatures. v. 4, n. 2, 2014.

AL-HAMEEDI, A. T. T. et al. Utilising a new eco-friendly drilling mud additive generated from wastes to minimise the use of conventional chemical additives. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, v. 10, p. 3467–3481, 2020.

BAGUM, M. et al. An experimental study to develop an environmentally friendly mud additive for drilling fluid using Aloe Vera. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 211, p. 110135, 2022.

BASSEY, I. G. et al. Assessing the Rheological and Filtration Loss Control Potential of Selected Plant-Based Additives in Oil-Based Mud, 23 ago 2024. Disponível em: <https://www.researchsquare.com/article/rs-4747283/v1>

KURE, O. A.; INELO, E. D.; DONALDBEN, N. S. Effects of Pawpaw (Carica papaya) Seed Flour Addition on the Quality of Wheat Bread. Asian Food Science Journal, p. 51–63, 23 mar. 2021.

MACOSKO, C. Rheology: Principles, measurements, and applications. v. 41, 1995.

MADU, C. et al. Feasibility study of biodegradable coffee ground waste and watermelon rind as water-based drilling fluid additives. Gas Science and Engineering, v. 125, p. 205322, 2024.

OLTEDAL, V. M. et al. Rheological Properties of Oil-based Drilling Fluids and Base Oils, proceedings of the ASME, 2015. Disponível em: <http://www.asme.org/about-asme/terms-of-use>.

SCIENTIFIC, T. Scanning Electron Microscopy Working Principle, 2019. Disponível em: <https://www.thermofisher.com/phenom>.

ISBN: 978-65-5222-057-8

PARAMETRIC ANALYSIS OF FLOW IN A FRACTURED PARTIALLY POROUS VERTICAL CHANNEL

Lucas Vinicius Dias[1], Ana Caroline Caetano[2], Sergio Yoshio Ogata Junior[3], Bruno Ferreira Porto[4], Felipe de Souza Bertola[5], Silvio Luiz de Mello Junqueira[6]

1,2,4,5Instituto SENAI de inovação em Engenharia de Estruturas – ISI SENAI CTM, Maringá, Paraná, lucas.vinicius@sistemafiep.org.br, ana.caetano@sistemafiep.org.br, bruno.porto@sistemafiep.org.br, felipe.souza@sistemafiep.org.br, 3,6Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos – CERNN, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, sergioyogatajr@gmail.com, silvio@utfpr.edu.br.

SUMMARY

During the oil well drilling stage the flow is influenced by discontinuities and the high permeability of the geological formation. This phenomenon, known as lost circulation, reduces operational efficiency and compromises well integrity. Therefore, this work aims to analyze the influence of variations in velocity and pressure distributions in the vertical channel, to deepen the understanding of lost circulation mechanisms. For this purpose, the well geometry was simplified to Cartesian coordinates, the annular space was modeled as a free vertical channel, and the geological formation as a porous region containing a transverse fracture of constant thickness. This configuration is represented by the Fractured Partially Porous Channel model. The interfaces between the channel, the porous medium, and the fracture are treated as fluid-porous contact, while the other porous medium faces are considered impermeable. The leak-off rate through the fracture is a function of the inlet flow rate in the vertical channel. Steady-state, incompressible flow conditions were adopted, with the fluid governed by a power-law. In the vertical channel, the flow was modeled by the Navier-Stokes equations, while in the porous region, the poro-continuum (homogeneous) model is applied, using the Darcy-Brinkman-Dupuit-Forchheimer equation. The numerical solution is performed using the finite volume method. The simulations were carried out in the OpenFOAM software, using a modification of the porousSimpleFoam solver, adapted to represent the flow of non-Newtonian fluids in porous media. The execution of the simulations for the entire envelope of input parameters was automated by Python scripts. The following parameters were used: for the porous medium, porosity (ε=0.6) and permeability (K=10^{-8}; 10^{-6}; 10^{-4}); for the fluid, consistency index (k=0.205 Pa.sn), power-law index (n=0.568), density (ρ=1012.60 kg/m^3), inlet Reynolds number through the annular space (Re=500; 1000; 2000), and leak-off rate (5%; 30%; 75%). For the fracture, thicknesses (ef=4; 16; 40 mm) were adopted.

Key words: Fractured Partially Porous Channel; OpenFOAM; Lost circulation.

ISBN: 978-65-5222-057-8

INTRODUCTION

During oil well drilling, the drilling fluid flow can be compromised by geological discontinuities, such as cavernous formations, fractures, and highly permeable zones (Bourgoyne, Millheim, Chenevert, & Young, 1991). For situations where the pressure inside the well exceeds the pressure in the formation pores, infiltration into the rock formations occurs (Morita, 1990) as shown in Figure 1. The problem known as Lost Circulation (LC) represents 10% to 20% of total drilling costs due to the loss of materials and non-productive time, and it increases operational risks (Cook, Growcock, Guo, Hodder, & Van Oort, 2012).

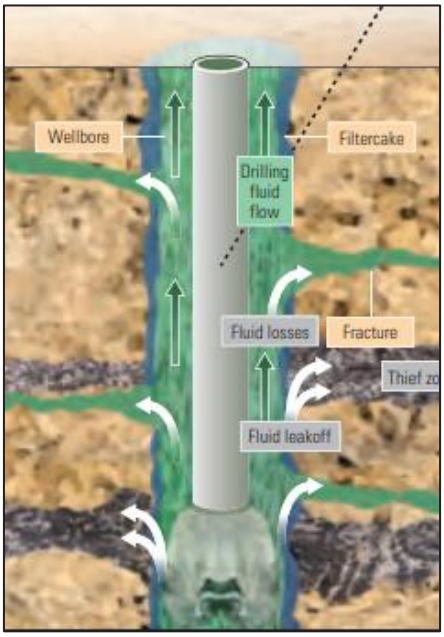


Figure 1: Representation of a vertical channel with fractures and permeable zones (Cook, Growcock, Guo, Hodder, & Van Oort, 2012).

Schneider (2019) experimentally reproduced the lost circulation scenario in the Partially Fractured Porous Channel (PFPC), which is a geometry representing the annular region and highly permeable region with a transverse discrete fracture of constant thickness. The author investigated the influence of the Reynolds number and the percentage of outflow through the fracture of non-Newtonian fluids (NNF). Ogata et al. (2019) numerically explored the flow of power-law fluids in 2D PFPC, varying material properties, leak-off ratio, and Reynolds number. Ogata (2021) numerically validated Schneider (2019) experiment for carboxymethylcellulose solution (power-law) and analyzed fluid and porous medium parameters and flow.

The main objective of this study is to investigate the LC of NNF flow obeying the power-law (PL) model in a PFPC geometry. The variation of the Reynolds number, fracture thickness, and porous medium permeability is considered. Through numerical simulations with different combinations of these parameters, the influence of variations in velocity and pressure profiles in the vertical channel (VC) is analyzed, deepening the understanding of lost circulation mechanisms.

ISBN: 978-65-5222-057-8

The results show that variations in these parameters significantly influence the velocity and pressure distribution along the channel, with permeability being the factor that has the greatest impact on the studied phenomenon.

METHODOLOGY

Problem Formulation

The geometry of this work is the PFPC, which represents in Cartesian coordinates, a section of the annular region and the highly permeable formation with a transverse fracture, originally in cylindrical coordinates. The annular space and the fracture are modeled as a free fluid channel and the formation as a porous medium, as shown in Figure 2.

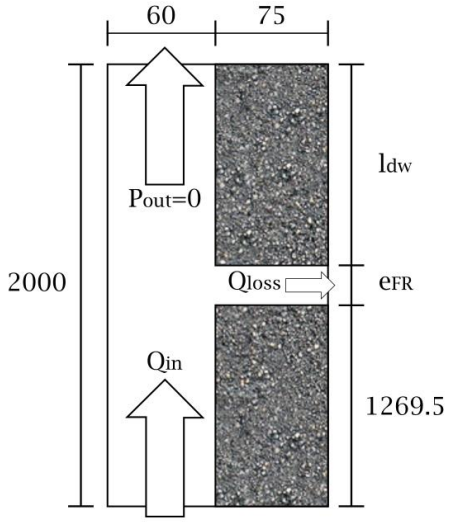


Figure 2: Simplified representation of the fractured partially porous channel with dimensions in millimeters. With eFR of 4mm to 16mm.

In this article, a power-law fluid is used, with parameters based on the formulation of (Schneider, 2019). The hatched area in Figure 2 is considered a solid matrix or a homogeneous and isotropic porous medium (poro-continuum model).

The fluid flow in the free fluid region is described by the mass conservation and Navier-Stokes equations in isothermal and steady-state flow, while for the porous region it is represented by the Darcy-Brinkmann-Dupuit-Forchheimer equation, as presented by (Vafai & Tien, 1981):

$$\frac{\rho}{\varepsilon^2}\vec{\nabla}\bullet(\vec{u}\vec{u}) = -\vec{\nabla}p + \frac{\mu}{\varepsilon}\vec{\nabla}\bullet\tau - \left(\vec{u}\frac{\mu}{K} + CF\vec{u}|\vec{u}|\frac{\rho}{\sqrt{K}}\right)$$

where K [m²] is the absolute permeability, ρ is the fluid density, ε is the porosity or volumetric fraction, and CF = $1.75/(150\varepsilon^3)^{0.5}$ is the form coefficient, proposed by (Ergun, 1952) to consider the drag effects in the flow in PM.

ISBN: 978-65-5222-057-8

Numerical Formulation

The equations are solved numerically using the finite volume method with the SIMPLE pressure-velocity coupling algorithm, with structured and non-uniform meshes refined at the walls, fluid-porous interfaces, and channel and fracture inlets and outlets.

The simulations were carried out in the OpenFOAM software version 24.06 (OpenFOAM, 2024) using a modified porousSimpleFoam solver. The momentum conservation equation for the porous medium implemented showed differences with the literature, being represented by the equation below:

$$\rho\vec{\nabla}\bullet(\vec{u}\vec{u}) = -\vec{\nabla}p + \mu\vec{\nabla}\bullet\tau - \left(\frac{1}{K}\vec{u}\mu + \rho c_F\vec{u}|\vec{u}|\right)$$

Thus, the solver was modified by adding porosity to the convective and diffusive terms of the equation.

Eighty-one parametric simulations were performed, covering the variables: Reynolds number calculated from VC inlet (Re = 500, 1000, and 2000), porous medium permeability (K = 10^{-8}, 10^{-6}, and 10^{-4} m²), leak-off ratio (5%, 30%, and 75%), and fracture thickness (4, 16 and 40 mm). To execute the batch of simulations, a Python script was developed to automate the entire workflow in OpenFOAM, including the combinatorial generation of input parameters, dynamic modification of case files, the parametric mesh, solver execution, simulation log monitoring, and exception handling.

To evaluate the dependence between simulation input and output values, mutual information (MI) was used, which allows analyzing nonlinear relationships between variables. MI treats variables as random and quantifies how much knowing one input variable reduces uncertainty about an output variable, being a powerful tool for measuring statistical independence. The MI value ranges from 0 (independent variables) to 1 (complete dependence), making it a more general metric for capturing complex interdependencies.

$$MI(X,Y) = \sum_x\sum_y log_2\left[\frac{p(x,y)}{p(x)p(y)}\right]$$

where x and y are the analyzed variables, for example, the Reynolds number and pressure at a certain point in the Vertical Channel (VC); p(x, y) represents the joint probability of occurrence of values x and y, and p(x) and p(y) are the individual marginal probabilities.

Validation simulations

To verify the implementation of the modified porousSimpleFoam solver, validation was performed through the simulation of flow in a porous plug proposed by (Betchen, Straatman, & Thompson, 2007). The problem consists of a Newtonian fluid flow between parallel plates with a porous plug in the middle of the channel. The parameters are Reynolds number Re=1, porosity ε=0.70, and Darcy number Da=10^{-3}. The analysis is performed by comparing the

ISBN: 978-65-5222-057-8

dimensionless pressure and velocity profiles obtained along a central line parallel to the flow as shown in Figure 3. It is observed that in the simulation with the original solver, the profiles show distinction from the reference, while the modified solver obtained relative errors smaller than 2%.

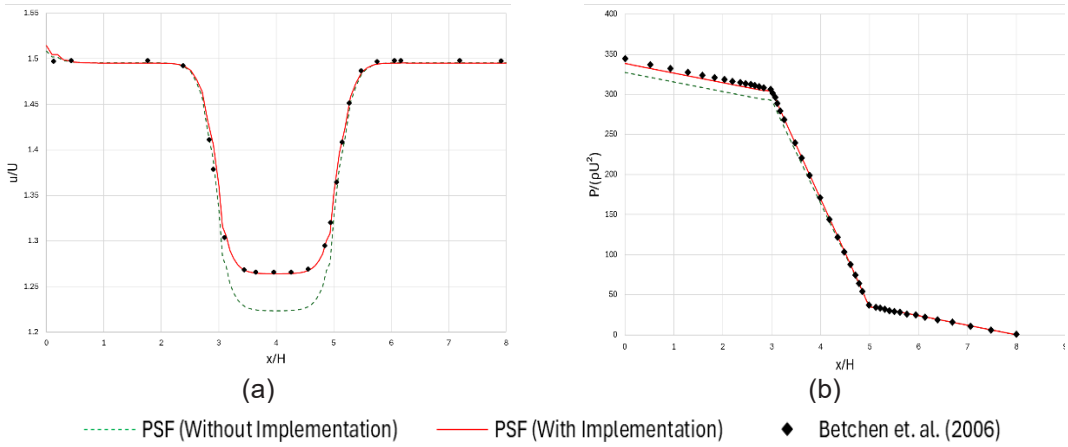


Figure 3: Profile along the central line of the porous plug with Re=1, ε=0.70, and Da=10^{-3} for dimensionless a) velocity and b) pressure.

Similarly, for the analysis of NNF flow, the case of (Silva, M., & De Lemos, 2016), was used, where the fluid moves through a space bounded by two porous plates and free fluid region in the middle with a developed velocity profile. Along a vertical line perpendicular to the flow, the dimensionless velocity profile from wall to symmetry axis was plotted in Figure 4, for comparison.

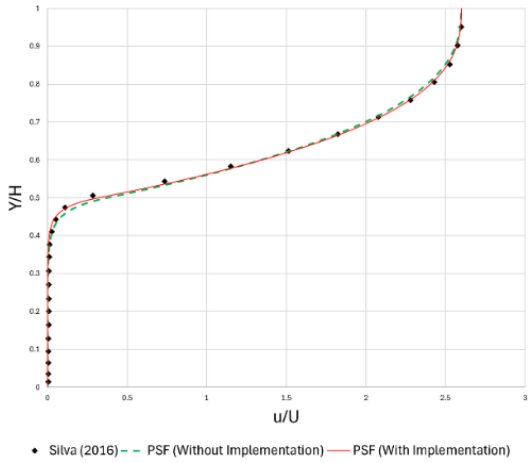


Figure 4: Comparison between the analytical and numerical solutions of the dimensionless velocity profile of flow between parallel plates with porous layers for Re=100, n=0.60, ε=0.60, and Da=10^{-6}.

In this, it is also possible to observe a significant difference in the implementation of the solver for flow in PM, with a smaller relative error with the implementation, and a qualitative behavior more like that presented by the literature.

Thus, the correction of advective and convective terms in the momentum equation for porous medium was necessary to reproduce physics properly in order to reproduce more accurate results for the proposed problem in present work.

ISBN: 978-65-5222-057-8

RESULTS AND DISCUSSION

Results are analyzed from a central line through VC. For simplicity of analysis and aiming for better readability of the graphs, only the velocity graphs corresponding to Re=1000 was presented, as the analysis of the velocity vector distribution in the VC showed similar behavior for different Re, with quantitative variation in magnitude. The increase in Re results in a linear increase in maximum velocity, shifting the profile to higher values. For example, the maximum velocity in the channel varied from 0.46 m s-1 for Re = 500 to 0.98 m s-1 for Re = 2000, corresponding to an increase of 113%.

In Figure 5 and Figure 6, in the fracture region, a sharp reduction in velocity was observed, which intensifies with the increase in fracture thickness and leak-off ratio. For a 75% leak-off ratio and permeability K = 10^{-4} m², the comparison between values before and after the fracture revealed an average drop of 54.96% in velocity, and a reduction of 74.77% for K = 10e-8 m² for all analyzed Re.

Regarding the variation in fracture thickness, for a fixed leak-off ratio, it showed little impact on the velocity in the VC above the fracture. The differences between simulations in this region were below 1%, indicating that the permeability of the porous medium is the predominant parameter for the flow behavior up to this height.

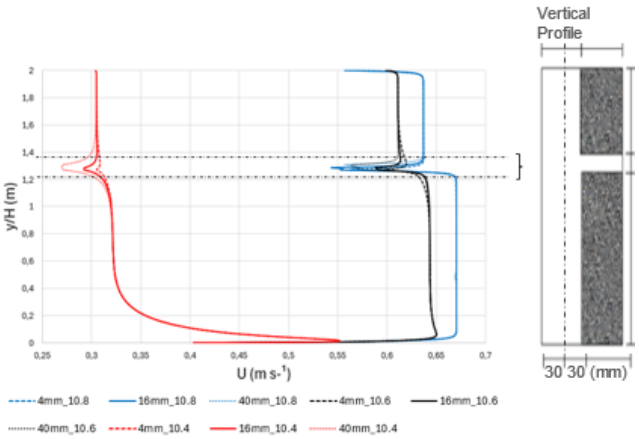
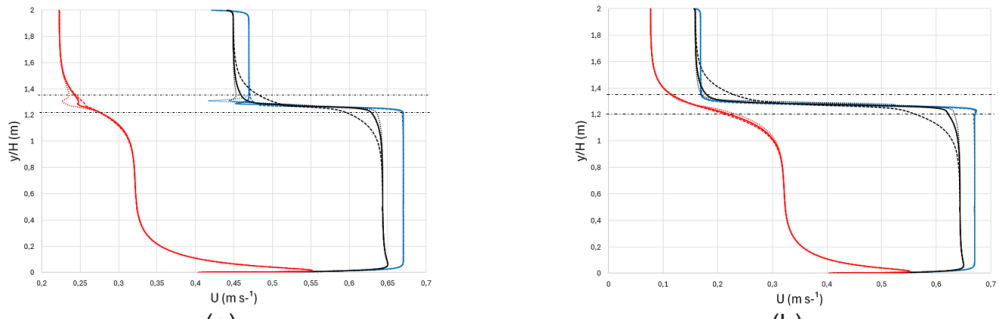


Figure 5: Velocity profile (m.s-1) in the vertical channel, with Re=1000 and leak-off ratio = 5%.



(a) (b)

Figure 6: Velocity profile (m.s-1) in the vertical channel, with Re=1000 and with leak-off ratio = 30% and 75%, a and b respectively.

ISBN: 978-65-5222-057-8

The pressure analysis in the VC showed that the variation in fracture thickness had a negligible impact. Table 1 presents the percentage variation of pressure values along the VC considering the same leak-off ratio and permeability, comparing the pressure values obtained for fracture thicknesses of 4, 16 and 40 mm. Even under conditions of higher loss (75%), the pressure difference did not exceed 0.98% for Re=2000, being less than 0.5% in most cases. Given this behavior, fracture thickness was disregarded in the pressure analysis along the VC, with its influence restricted to the internal region of the fracture.

Table 1: Percentage variation of pressure in the vertical channel as a function of fracture thickness, for combinations of leak-off ratio and permeability, with Re = 500, 1000, and 2000.

	Re = 500	Re = 1000	Re = 2000
Leak-off ratio_Permeability	Δ Pressure for thicknesses 4, 16, 40mm	Δ Pressure for thicknesses 4, 16, 40mm	Δ Pressure for thicknesses 4, 16, 40mm
5%_10e-8	0.07%	0.07%	0.07%
5%_10e-6	0.14%	0.14%	0.13%
5%_10e-4	0.47%	0.55%	0.55%
30%_10e-8	0.23%	0.26%	0.27%
30%_10e-6	0.16%	0.15%	0.15%
30%_10e-4	0.24%	0.28%	0.27%
75%_10e-8	0.82%	0.97%	0.97%
75%_10e-6	0.96%	0.98%	0.92%
75%_10e-4	0.45%	0.54%	0.55%

As shown in Figure 7 and Figure 8, the pressure at the inlet of the VC presented values of 926.60, 1154.31 and 1437.62 Pa for Re = 500, 1000, and 2000, respectively, corresponding to an average increase of approximately 24.5% between each Re increment. In the fracture region, a greater inflection was observed for the pressure lines for the 75% loss condition. Considering permeability $K=10^{-8}$ m², minimizing the influence of permeability before the fracture, the pressure before and after the fracture reduced by an average of 33.3% for all analyzed Reynolds numbers.

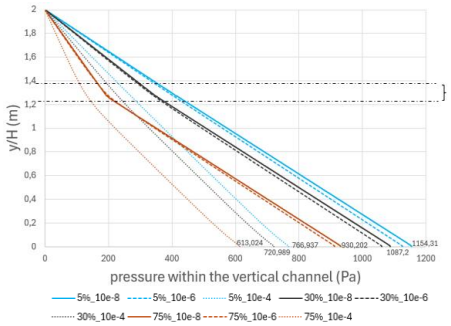
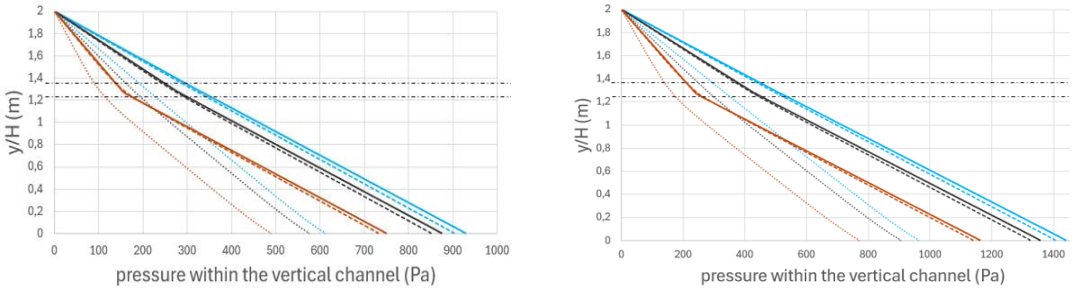


Figure 7: Pressure profile (Pa) in the vertical channel, with Re=1000 as a function of the leak-off ratio.



(a) (b)

Figure 8: Pressure profile in the vertical channel, Re=500 (a) and Re = 2000 (b).

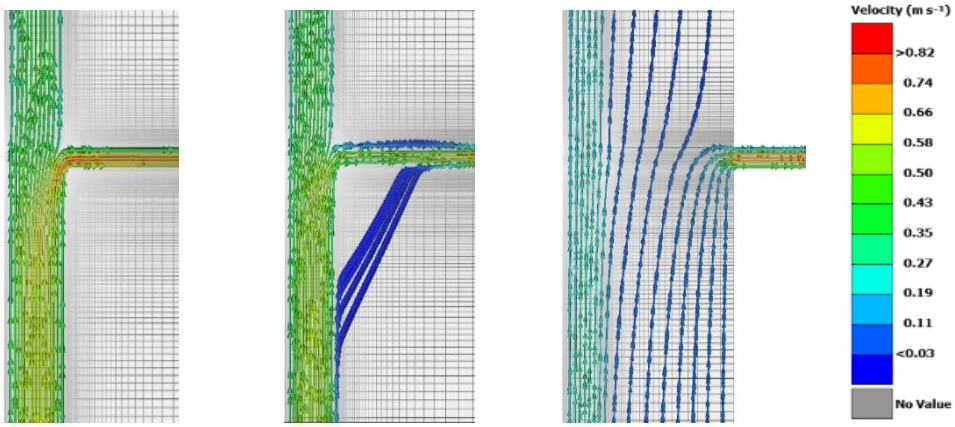
ISBN: 978-65-5222-057-8

The pressure profiles presented in the corresponding graphs reveal qualitatively similar behavior for the three Re conditions, highlighting that higher leak-off ratios result in lower pressures along the VC. Additionally, the permeability of the porous medium has a significant influence on the pressure profile. Table 2 summarizes the percentage variation of pressure in the VC, with each line representing the same leak-off ratio, comparing extreme permeabilities (10^{-8} and 10^{-4} m²), showing differences greater than 50% in all cases, confirming the strong dependence of the flow on permeability.

Table 2: Percentage variation of pressure in the VC for different permeabilities.

Leak-off ratio_Permeabilities	Re = 500	Re = 1000	Re = 2000
	Δ Pressure in the vertical channel	Δ Pressure in the vertical channel	Δ Pressure in the vertical channel
5%_10e-8_10e-4	54.67%	53.54%	52.33%
30%_10e-8_10e-4	55.22%	54.08%	52.95%
75%_10e-8_10e-4	57.99%	56.17%	54.76%

As mentioned above regarding the influence of permeability, the qualitative analysis of the flow profile indicates that, with the increase in permeability, the flow in the fracture is progressively fed by the flow from the porous matrix. For K = 10^{-4} m², the flow in the fracture is practically sustained by this infiltration from the porous medium. Figure 9 illustrates this behavior: for K = 10^{-8} m², infiltration is practically nonexistent; for K = 10^{-6}m², the beginning of infiltration is observed; and for K = 10^{-4} m², the fracture is mostly fed by the flow from the porous matrix. This effect occurs for all Reynolds numbers.



(a) (b) (c)

Figure 9: Flow in the vertical channel in the fracture region, showing the influence of permeability, K = 10^{-8} (a), 10^{-6} (b), and 10^{-4} (c), with Re=500.

To evaluate the influence of input variables on pressure outputs, mutual information (MI) was used. The analyzed outputs were the pressure difference along the VC is referred to as Pdif_CV , defined between 0.239 m (base of the VC) and 1.779 m. The pressure in the fracture region, considering the pressure at the center of the channel at the fracture line and at the end of the fracture, denominated as as Pdif_FR.

The MI results, presented in Figure 10, confirm the predominance of permeability in the pressure variation in the VC (MI = 0.90), aligning with previous graphical and table analyses. The Reynolds number also showed

ISBN: 978-65-5222-057-8

relevant influence (MI ≈ 0.77–0.80) on all outputs. The leak-off ratio showed greater dependence on Pdif_FR (MI = 0.81), as well as the fracture thickness, which showed a strong relationship with Pdif_FR (MI = 0.90) and low influence on Pdif_VC, highlighting distinctions in the impact of variables between the vertical channel and the fracture.

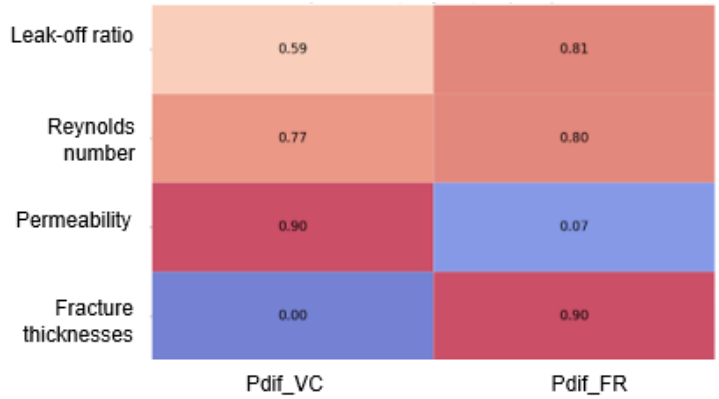


Figure 10: Heatmap of MI between input variables and pressures.

CONCLUSIONS

This work conducted a parametric analysis of non-Newtonian fluid flow in fractured partially porous vertical channels (FPPC), varying the parameters of Reynolds number, permeability, leak-off ratio, and fracture thickness. The process was satisfactorily automated through a custom script. The numerical modeling was implemented in a modified solver in OpenFOAM and validated based on reference studies from the literature, and the simulation process was automated via a custom script.

The results show that the Reynolds number increases the magnitude of velocity and pressure profiles without altering their qualitative behavior. Permeability proved to be the most impactful parameter, causing variations close to 50% in velocity and pressure profiles, indicating its relevance in the pressure drop in the flow, which is directly impacted by the increase in medium permeability. The leak-off ratio also showed significant influence, especially on the reduction of velocity and pressure values for higher flow rates. In contrast, fracture thickness mainly affected velocity and pressure difference in the fracture region, with negligible impact on pressure along the vertical channel.

ACKNOWLEDGEMENTS

The authors thank the Financier of Studies and Projects (FINEP) for the financial support provided.

ISBN: 978-65-5222-057-8

REFERENCES

Azar, J. J., & Samuel, G. B. (2007). Drilling Engineering Handbook. PennWell Corporation.

Betchen, L., Straatman, A. G., & Thompson, B. E. (24 de Fevereiro de 2007). A Nonequilibrium Finite-Volume Model for Conjugate Fluid/Porous/Solid Domains. Numerical Heat Transfer, Part A: Applications, pp. 543-565.

Bourgoyne, J. A., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young, J. F. (1991). Applied drilling engineering. Volume 2. Society of Petroleum Engineers.

Cook, J., Growcock, F., Guo, G., Hodder, M., & Van Oort, E. (2012). Stabilizing the Wellbore to Prevent Lost Circulation. Oilfield Review, pp. 26-35.

Cover, T. M., & Thomas, J. A. (2005). Elements of Information Theory. Hoboken: JOHN Wiley & Sons.

Ergun, S. (1952). Fluid Flow through Packed Columns. Chemical Engineering Process, pp. 89-94.

Morita, N. B.-F. (Setembro de 1990). Theory of Lost Circulation Pressure. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

Ogata, S. Y. (2021). Estudo numérico da perda de circulação com fluido de lei de potência em canal parcialmente poroso e fraturado. Trabalho de Conclusão de Curso, Bacharelado em Engenharia Mecânica, Departamento Acadêmico de Mecânica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba.

Ogata, S. Y., De Lai F. C., W. A., G., P. V., & Junqueira, S. L. (2019). Numerical Study of the Lost Circulation flow of Power Law fluid in a Partially Porous Fractured. VIII Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo e Gás (ENAHPE). Serra Negra.

OpenFOAM. (2024). OpenFOAM v12 User Guide. Fonte: The OpenFOAM Foundation: https://doc.cfd.direct/openfoam/user-guide-v1

Pilehvari, A. A., & Nyshadhan, V. R. (Fevereiro de 2002). Effect of material type and size distribution on performance of loss/seepage control material. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, pp. 20-21.

Schneider, C. L. (2019). Experimental study of lost circulation of non newtonian fluids in fractured proorous media. VIII Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo e Gás (ENAHPE). Serra Negra.

Silva, R., M., A., & De Lemos, M. (2016). Mathematical modeling and numerical results of power-law fluid flow over a finite porous medium. International Journal of Thermal Sciences; vol. 100, pp. 126-137.

VAFAI, Kambiz; TIEN, Chang L. Boundary and inertia effects on flow and heat transfer in porous media. International Journal of Heat and Mass Transfer, v. 24, n. 2, p. 195-203, 1981.