

OTIMIZAÇÃO DA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO: UMA REVISÃO A CERCA DA VARIAÇÃO DA VAZÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Lucas Sales Rodrigues de Oliveira ¹
Diunay Zuliani Mantegazini ²
Andreas Nascimento ³

RESUMO

O custo das atividades de perfuração é considerado bastante elevado, uma vez que nela estão presentes diversos fatores como as diferentes necessidades de perfuração em cada poço (devido à formação geológica que será perfurada), equipamentos, mão de obra especializada, segurança, cuidados com meio ambiente, logística, dentre outros fatores relevantes. Neste contexto, quanto mais eficiente é a perfuração do poço, menor o tempo de operação e conseqüentemente, menores são os custos associados. Uma revisão bibliográfica foi produzida acerca de como diferentes propriedades do fluido e parâmetros de fluxo se relacionam entre si e interferem com a vazão de injeção de fluidos de perfuração, influenciando de forma positiva na eficiência da operação, de forma a encontrar referências em termos de otimização. Por fim, conclui-se com a possibilidade de aplicação do controle de acordo com os parâmetros analisados, respeitando os limites impostos pela pressão da formação e necessidades de limpeza do poço, sugerindo-se prosseguimento da pesquisa através de análises experimentais em laboratório e de dados de poços reais para corroborar com presente artigo.

Palavras-chave: Perfuração, Lama de Perfuração, Vazão de fluido de perfuração, Otimização, Eficiência.

INTRODUÇÃO

Perfurar poços de petróleo é uma operação custosa que envolve diversos detalhes. Durante esta etapa, as camadas de rocha em subsuperfície são fragmentadas em pedaços

¹ Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, lucassalesrdo@gmail.com;

² Doutorando do Curso de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual Paulista – UNESP, diunay.mantegazini@unesp.br;

³ Professor Orientador: Doutor, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, andreas.nascimento@ufes.br.

A presente pesquisa recebeu o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI, por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI.

menores conhecidos como ‘cascalho’ e estes são removidos através da injeção dos fluidos de perfuração no poço (Thomas, J. et al., 2021). Fluidos de perfuração são essenciais tendo em vista que uma má limpeza acarreta em problemas como redução da taxa de penetração, prisão da coluna de perfuração e aumento do torque e arrasto, gerando um prejuízo de grande proporção a operadora do poço (Mohammadsalehi, M. and Malekzadah, N., 2012).

Outra função exercida pelos fluidos de perfuração é referente a manutenção da estabilidade mecânica do poço devido ao balanço de pressão que ocorre entre a pressão da formação (esforços do poço em se fechar através de um colapso) e a pressão do fluido que mantém o poço aberto (Thomas, J. et al., 2001). A pressão exercida também é a primeira linha de defesa contra *kick's* ao se perfurar em pontos de alta pressão e garantir uma maior segurança aos equipamentos, operadores e meio ambiente (Kaiser, M. J., 2009).

Sendo uma operação complexa como esta, que leva diversos fatores como formação geológica perfurada, localização da zona de interesse, contaminantes e tecnologias necessárias e disponíveis, é de se notar o elevado custo associado a perfuração em geral. Através da consideração de todos esses fatores envolvidos, em um estudo de custo realizado pela Administração de Informação Energética dos Estados Unidos (EIA, 2016), o custo relacionado a perfurações *onshore* é equivalente a 15% total da produção dos hidrocarbonetos, enquanto que, em um ambiente *offshore*, esta parcela varia entre 30% e 40%.

Analisando o caso do Brasil e dos reservatórios *offshore* do pré-sal em lâminas d'água ultraprofundas, vemos que a Taxa de Penetração (ROP), que é um dos principais indicadores de eficiência e avanço da perfuração, varia entre valores de 0,7 e 7 metros por hora (Nascimento, A. et al., 2017) e o custo associado pode chegar a 1,3 milhão de dólares por dia (Pinheiro, Y. S. et al., 2019).

Tendo em vista os novos desafios da indústria e a crescente demanda energética mundial, faz-se necessário desenvolver e aprimorar os métodos de otimização da perfuração, aumentando sua eficiência, definida por Mensa-Wilmot, G. et al. (2010) como a construção e entrega de um poço utilizável e que alcance as condições operacionais necessárias e com o menor custo de realização.

Em estudo de otimização da perfuração, comumente se percebe que as aproximações principais voltadas ao aumento da penetração em rocha são focadas em parâmetros como Peso sobre a Broca (WOB), Revoluções por Minuto (RPM) e Energia Mecânica Específica (MSE). Porém, pouco é abordado acerca da vazão dos fluídos de perfuração com esse foco devido as limitações impostas pelo balanço de pressões e necessidades de limpeza do poço.

Entretanto, quando considerado o cenário de maior demanda mundial dos hidrocarbonetos e custos associados a novos desafios, é possível observar a oportunidade de obtenção de maiores graus de eficiência através do controle da vazão, que mesmo em aparente baixa representatividade, torna-se justificado e adquire importância devido a magnitude dos custos diários envolvidos e maior facilidade de controle realizado em superfície, quando comparado a outras alternativas (Adari, R. B. et al., 2000).

Assim busca-se com esta pesquisa conhecer como as diferentes propriedades dos fluidos de perfuração e parâmetros do escoamento se relacionam com a vazão de fluido de perfuração e, conseqüentemente, com a taxa de penetração em rocha.

METODOLOGIA

A metodologia utilizada é a revisão bibliográfica de estudos pertinentes a otimização da perfuração, eficiência de penetração em rocha, limpeza de poço e influência da vazão de injeção de fluidos de perfuração ao longo da atividade de perfuração.

São priorizados a análise de artigos técnicos disponíveis nas plataformas OnePetro.org e Elsevier, em seus respectivos *journals* inerentes aos assuntos tratados.

REFERENCIAL TEÓRICO

Fluidos de perfuração são compostos por uma fase não-dispersa e uma dispersa, sendo a primeira, constituída pelos aditivos e sólidos em suspensão que garantem a maior parte características e propriedades necessárias ao fluido de perfuração, enquanto que o segundo representa a maior porcentagem de constituição do fluido como uma fase contínua. Essa fase dispersa é a que define a classificação do óleo de acordo com o fluido em si, podendo ser definido como fluido a base água ou a base óleo (Thomas, J. et. al., 2001).

Segundo Thomas, J. et. al. (2001), a utilização de fluidos a base água com a menor quantidade de sólidos em suspensão possível é realizada quando se tem como objetivo o aumento da taxa de penetração da broca e diminuição dos custos totais, sendo os fluidos a base óleo preferencialmente utilizados para melhor desempenho em condições de alta pressão e alta temperatura, formações argilosas e folhelhos plásticos ou formações salinas, poços direcionais e baixas pressões de poro e fratura.

É importante dentro da área de fluidos de perfuração, conhecer as propriedades envolvidas no seu total, tendo em vista que estas se relacionam entre si e não é possível inferir muito acerca da influência de uma propriedade de forma separada na análise de penetração em rocha (Evans, B. and Gray, K. E., 1972).

A reologia de um fluido representa a relação entre a tensão de cisalhamento aplicada sobre o mesmo e a taxa de deformação em resposta a essa aplicação, podendo ser diretamente proporcional (fluido newtoniano) ou não diretamente proporcional (não-newtoniano). Al-Rubaii, M. M. et al. (2020) define ainda que fluidos a base óleo são mais não-newtonianos e dificultam a dispersão de cascalhos, afirmando mais uma vez a menor eficiência associada. A reologia está relacionada diretamente com a definição do comportamento viscoso do fluido, isto é, a facilidade com a qual este escoar.

Já a densidade dos fluidos, que é responsável em grande parte pela pressão que o fluido exerce sobre a formação (e consequente estabilização do poço) é uma propriedade regulada pelas pressões de poro e de fratura da formação e deve se manter nesses limites. Densidade está associada a constituição da fase dispersa do próprio fluido e também da quantidade de sólidos em suspensão, se tornando mais denso com o aumento da concentração destes e cuja operação objetiva manter na menor quantidade possível para minimizar desgaste de equipamento e evitar a necessidade de uma maior pressão de bombeio (Thomas, J. et al., 2001).

Quanto aos parâmetros de fluxo, é fundamental abordar o Número de Reynolds, um parâmetro adimensional utilizado na identificação do padrão de escoamento de fluxo em uma tubulação fechada. É definido por Rehm, B. et al. (2008) como a razão entre as forças inerciais e as forças viscosas agindo sobre o fluido.

De acordo com Shashi Menon, E. (2015), o valor do Número de Reynolds define duas classificações de fluxo, sendo esses: fluxo laminar (N° Reynolds inferior a 2100), onde o escoamento ocorre na forma de camadas/laminações sem apresentar redemoinhos ou turbulência; e fluxo turbulento (N° Reynolds superior a 2100), que compreende um fluxo mais caótico com a presença de redemoinhos e perturbações.

Segundo a pesquisa de Nascimento, A. (2016) a fim de corroborar resultados experimentais com o modelo teórico de ROP definido por Bourgoyne e Young (1974) e, o estudo empírico de Eckel, J. R. (1967) sobre os efeitos das propriedades dos fluidos e hidráulica, foi verificado que o aumento do Número de Reynolds (e consequentemente a maior turbulência do fluxo) acarretam em um aumento do ROP. Eckel, J. R. (1968) em um

estudo seguinte, confirmou que a relação entre os parâmetros hidráulicos representado pelo N° Reynolds é independente de fatores mecânicos como WOB, RPM, diferenciais de pressão e dureza da formação.

Outro parâmetro que foi analisado e apresentado em conjunto ao estudo de Nascimento, A. (2016) é a relação do diferencial de pressão do fundo do poço, entre seu interior e a formação rochosa, onde um menor diferencial de pressão está relacionado a um maior ROP. Quando relacionados a vazão de injeção, observa-se assim que o aumento da vazão acarreta maior N° de Reynolds e maior diferencial de contribuindo respectivamente de forma positiva e negativa para o incremento do ROP, apresentando a necessidade de entender de forma melhor qual dos dois fatores será o mais dominante em cada situação.

Mosby, J. W., Owens, H. B. and Cheatham, C. (1969) apresentam um caso de aumento da taxa de penetração através da diminuição da vazão e conseqüentemente do diferencial de pressão em uma formação dura, onde ainda também se obteve redução de custos pela diminuição da circulação em si, da manutenção e tratamento dos fluidos.

Como apresentado anteriormente, fluidos de perfuração possuem funções fundamentais como a manutenção do balanço de pressão e limpeza dos cascalhos do poço, assim como também contribuem no resfriamento da broca e lubrificação das partes móveis. Entretanto, uma função pouco abordada é a força de impacto que o jato de fluido ao sair da broca exerce sobre o fundo do poço, auxiliando na fragilização da mesma e facilitando a perfuração.

A fim de entender os efeitos da força de jateamento da broca, McLean, R. H. (1964) apresenta a separação deste em três zonas distintas, sendo essas: Zona de jato livre (onde o fluxo se apresenta como um cone de fluido em movimento com um ângulo de 20° a 25° ao longo do eixo x), Zona de impacto ou de pressão da onda de pressão (é a área de impacto do fluido onde a pressão máxima do jato é aplicada na formação pelo fluido, possuindo um área efetiva limitada), e a Porção radial (onde o fluxo cruzado é a principal força motriz, que cobre todo a área do fundo do poço).

Se corretamente analisada e aplicada, a força de impacto do jato pode afetar de forma positiva a taxa de penetração com o aumento da energia associada (i.e. com o aumento da força que pode ser obtida aumento a vazão de fluido). Uma observação também realizada é a de que maior energia também pode ser atingida através da maior quantidade de jatos da broca com menores diâmetros dos bocais pelo qual o fluido passa na broca para atingir o fundo do poço (Warren et al. (1984) e Warren (1987), apud Nascimento, A., 2016).

O modelo empírico formulado por Warren, 1987 (apud Nascimento, A., 2016) avaliando a dispersão do jato no processo de limpeza do fundo do poço determina ainda que a pressão final de impacto pode ser relacionada através da razão entre velocidade do jato nos bocais da broca e velocidade de retorno do fluido de perfuração pelo anular do poço.

Em estudos relacionados a otimização da perfuração de poços a partir de fluidos de perfuração, diferente do foco no ROP, estudos anteriores priorizam o incremento na eficiência da limpeza de poço e estas pesquisas representam um auxílio que pode ser considerado no presente artigo, tendo em vista como abordado anteriormente que, uma má limpeza dos cascalhos acarreta em dano ao equipamento utilizado e ao próprio poço (Al-Rubaii, M. M. et al., 2020).

Uma consideração realizada por Mohammadsalehi, M. e Malekzadah, N. (2012) é a de que um aumento no ROP causado por alguma metodologia de otimização, conseqüentemente acarretará em aumento dos cascalhos produzidos, e segundo Adari, R. B. et al. (2000) a principal alternativa de se lidar com esse aumento na perfuração é o aumento da injeção de fluido.

A presença de cascalhos dentro do poço que caracteriza uma boa limpeza é a de 5% a 8% e outro indicador de uma boa limpeza se diz com relação ao formato do cascalho, que quando apresentam bordas mais afiadas, apontam um processo eficiente, visto que quanto mais arredondados, estes representam maior tempo de permanência no interior do poço fazendo com que suas arestas se desgastem (Al-Rubaii, M. M. et al., 2020).

Outro fator relevante apresentado por Al-Rubaii, M. M. et al. (2020) que determina a capacidade de carregamento é a velocidade de escorregamento, que como o nome diz, apresenta a velocidade com a qual os cascalhos escorregam pela fluido em direção fundo do poço quando estão sendo carregados. Seu valor depende das características do fluido assim como do tamanho, composição e formato dos cascalhos.

Desta forma, para que haja a limpeza do poço, a velocidade mínima que o fluido deve possuir no fundo do poço deve ser superior a soma da velocidade de geração de cascalhos com a velocidade de escorregamento.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Através da pesquisa realizada, foi possível realizar uma revisão bibliográfica a cerca dos fluidos de perfuração, suas propriedades e parâmetros de fluxo associados na perfuração e como estes interagem entre si, com a vazão de injeção de fluido e com a taxa de penetração.

A partir das propriedades analisadas e dos parâmetros de fluxo, apresentam-se as Tabelas 1 e 2, relacionando os parâmetros preferenciais da indústria ou de estudos que contribuem preferencialmente para o aumento da taxa de penetração e como estes podem ser obtidos através da relação com uma maior ou menor valor da vazão de injeção.

Tabela 1 – Propriedades dos fluidos preferenciais para aumento do ROP e relação com a vazão de injeção do fluido de perfuração.

| Propriedade | Tipo preferencial para otimização do ROP | Relação com a vazão de Injeção |
|----------------------|--|---|
| Tipo de fluido | Fluido a base água | - |
| Reologia | Newtoniano | - |
| Viscosidade | Baixa | Menor valor de viscosidade implica em menor trabalho de bombeio e maior vazão disponível. |
| Densidade | Baixa | Menor valor de densidade implica em menor trabalho de bombeio e maior vazão disponível. É limitado pelas pressões associadas a formação e estabilidade do poço. |
| Sólidos em suspensão | Baixa concentração | Menor concentração de sólidos implica em menor trabalho de bombeio, desgaste e maior vazão disponível. |

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 2 – Propriedades do fluxo preferenciais para aumento do ROP e relação com a vazão de injeção do fluido de perfuração.

| Propriedade | Tipo preferencial para otimização do ROP | Relação com a vazão de Injeção |
|--------------------------|--|---|
| Número de Reynolds | Fluxo turbulento | Pode ser atingido com aumento da vazão. |
| Diferencial de pressão | Baixo | É consequência de uma menor vazão de injeção. |
| Força de impacto do jato | Alta | Aumenta com o aumento da vazão de injeção. Aumento da vazão é principal solução para melhoria da limpeza e |
| Limpeza do poço | Alta | também representa um limite inferior de vazão para carreamento necessário dos cascalhos. |

Fonte: Elaborado pelo autor.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

É evidente a necessidade da otimização na etapa de produção de poços de hidrocarbonetos, tendo em vista os desafios encontrados para aquisição deste recurso natural limitado, que acarreta também em valores crescentes no cenário mundial. Tornar a perfuração um processo mais eficiente possui elevada parcela de representatividade nos custos totais envolvidos.

O controle da vazão de fluidos de injeção se provou um parâmetro que possui diversos fatores associados capazes de contribuir de forma positiva no aprimoramento da taxa de penetração da broca. Sendo uma operação de relativamente fácil implementação devido ao controle do parâmetro facilitado por ser realizado em superfície.

Deve-se observar no entanto, os limites da vazão: os limites inferiores definidos são pela pressão da formação que tende a colapsar e fechar o poço e vazão mínima para limpeza

eficiente dos cascalhos e, os limites superiores que são formados pela pressão da formação que quando superada acarreta em fraturamentos no poço e os gastos provenientes do maior consumo de energia e material para incremento da vazão de bombeio.

Por fim, é necessário atenção quanto ao aumento do ROP e vazão necessária para limpeza de poço onde: Um aumento de ROP consequente de um aumento de vazão, acarretaria em uma melhora na limpeza associa. Entretanto, quando o incremento no ROP é obtido com diminuição da vazão, deve-se conferir se esta será suficiente para lidar com a limpeza dos cascalhos.

A fim de obter mais informações para corroborar com o presente estudo, são propostas pesquisas com dois viés: experimental, através de análises de laboratório em bancada apropriada para analisar os efeitos da variação de vazão em diferentes condições e análise de dados de poços reais perfuradas, coletados através de processos de perfilagem que permitam avaliar como a vazão se relaciona com o ROP e outros parâmetros.

AGRADECIMENTOS

Agradecimentos a família e amigos sempre presentes e apoiando nos bons e maus momentos e aos professores, educadores e orientadores presentes em todo aprendizado adquirido ao longo da vida acadêmica.

O autor deste trabalho agradece o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo , Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI, por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI.

REFERÊNCIAS

ADARI, R. B. et al. *Selecting drilling fluid properties and flow rates for effective hole cleaning in high-angle and horizontal wells. SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, n. A, p. 273–282, 2000.

AL-RUBAII, M. M. et al. *Automated evaluation of hole cleaning efficiency while drilling improves rate of penetration. International Petroleum Technology Conference 2020, IPTC 2020*, 2020.

ECKEL, J. R. *Microbit Studies of the Effect of Fluid Properties and Hydraulics on Drilling Rate. Journal of Petroleum Technology*, v. 19, n. 04, p. 541–546, 1 abr. 1967.

ECKEL, J. R. *Microbit studies of the effect of fluid properties and hydraulics on drilling rate, II*. Society of Petroleum Engineers - Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, FM 1968. *Anais...Society of Petroleum Engineers*, 29 set. 1968. Disponível em: <<http://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-pdf/68FM/All-68FM/SPE-2244-MS/2063026/spe-2244-ms.pdf>>. Acesso em: 26 mar. 2021

EIA. *Trends in U.S. oil and gas upstream costs*. *US Energy Information Administration*, n. March, 2016.

EVANS, B.; GRAY, K. E. *Effect of Bentonitic Fluid Properties on Drilling Rate*. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, v. 24, p. 657–662, 1972.

KAISER, M. J. *Modeling the time and cost to drill an offshore well*. *Energy*, v. 34, n. 9, p. 1097–1112, 2009.

MCLEAN, R. H. *Crossflow and Impact Under Jet Bits*. *Journal of Petroleum Technology*, v. 16, n. 11, p. 1299–1306, 1 nov. 1964.

MENSA-WILMOT, G. et al. *Drilling efficiency and rate of penetration - Definitions, influencing factors, relationships and value*. *SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings*, v. 1, p. 578–590, 2010.

MOHAMMADSALEHI, M.; MALEKZADAH, N. *Application of new hole cleaning optimization method within all ranges of hole inclinations*. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2012, IPTC 2012*, v. 1, p. 68–75, 2012.

MOSBY, J. W.; OWENS, H. B.; CHEATHAM, C. *Field Results of Applied Drilling Hydraulics in Deep Wells Using Nomographs*. Society of Petroleum Engineers - Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, FM 1969. *Anais...Society of Petroleum Engineers*, 28 set. 1969. Disponível em: <<http://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-pdf/69FM/All-69FM/SPE-2538-MS/2069412/spe-2538-ms.pdf>>. Acesso em: 26 mar. 2021

NASCIMENTO, A. “*Mathematical Modeling for Drilling Optimization in Pre-salt Sections: a Focus on South Atlantic Ocean Operations*” ANDREAS NASCIMENTO. 2016.

NASCIMENTO, A. et al. *Reverse Engineering: A New Well Monitoring and Analysis Methodology Approaching Playing-Back Drill-Rate Tests in Real-Time for Drilling Optimization*. *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*, v. 139, n. 1, p. 1–5, 2017.

PINHEIRO, Y. S. et al. *Conception of a Web Operation System for Processing Petroleum Related Drilling Data: A Focus on Pre-Salt Real-Time Automation and Optimization*. *Journal of Software Engineering and Applications*, v. 12, n. 04, p. 61–71, 2019.

REHM, B. et al. Situational Problems in MPD. In: *Managed Pressure Drilling*. [s.l.] Elsevier, 2008. p. 39–80.

SHASHI MENON, E. *Fluid Flow in Pipes*. In: *Transmission Pipeline Calculations and Simulations Manual*. [s.l.] Elsevier, 2015. p. 149–234.

THOMAS, J. et al. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda., 2001.