



DESENVOLVIMENTO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO COM ALTA ESTABILIDADE TÉRMICA

Janiele Costa de Jesus¹; Giselle Holanda Canuto²; Sérgio Lucena³; Samia Tássia Andrade Maciel⁴; Gabriel Francisco da Silva⁵

¹Universidade Federal de Sergipe, Engenharia de Petróleo – janielecosta1993@gmail.com.br

²Universidade Federal de Pernambuco, Engenharia de Química - giholanda@yahoo.com.br

³Universidade Federal de Pernambuco, Engenharia de Química - lucena@ufpe.br

⁴Universidade Federal de Sergipe, Engenharia de Química - maciel.samia@gmail.com.br

⁵Universidade Federal de Sergipe, Engenharia de Petróleo – gabriel@ufs.br

RESUMO

O sucesso da perfuração de um poço depende muito da composição dos fluidos e cuidados para a manutenção de suas propriedades durante a perfuração. À medida que aumenta a profundidade vertical de um poço de petróleo, vários fatores sofrem variações como: a temperatura e a oxidação. Portanto, diante da necessidade em desenvolver novos fluidos de perfuração, este trabalho visa preparar um novo fluido de perfuração à base de óleo com uma boa estabilidade térmica comparada aos fluidos comerciais, levando em consideração todas as suas formulações e propriedades. A partir do estudo de degradação mássica dos cinco fluidos de perfuração, foi observado que os fluidos apresentaram cinco eventos de perda mássica, atribuídos a degradação dos seus aditivos. Em termos comerciais, onde o fluido de perfuração é utilizado em poços normais que alcançam 150°C, o fluido 2 tem mostrado bons resultados, pois houve uma menor degradação dos seus constituintes (24,83 %) quando submetidos a temperaturas elevadas (150°C).

Palavras-chave: Fluido de perfuração; Estabilidade térmica; Petróleo.

1. INTRODUÇÃO

O sucesso da perfuração de um poço depende tanto técnico como econômico, por isso é fundamental ter conhecimento técnicos dos problemas que pode envolver o fluido de perfuração em poços profundos e ultra profundos, problemas como: estabilidade dos aditivos mediante a altas temperaturas (envelhecimento); controle da reologia e perda de filtração com elevado teor de sólidos. Por isso a necessidade de desenvolver a formulação de um fluido de

perfuração com alta resistência à temperatura, com capacidade superior a 150°C, uma vez que, que existem poços de petróleos como HPHT (*High Pressure High Temperature*), podem chegar à temperatura de fundo superiores a 300 °F (~ 150°C) [ROCHA & AZEVEDO, 2009; WENJUN *et al.*, 2014].

As principais funções destes fluidos são: remover os cascalhos gerados na perfuração; sustentar o controle dos fluidos contidos nas formações; estabilizar as paredes do poço; transmitir potência hidráulica à broca, turbinas e motores de



fundo; não reagir com formação atravessadas; formar reboco fino e pouco permeável; resfriar a broca e lubrificar a coluna e a broca [ROCHA *et al.*, 2008].

Na perfuração de poços de petróleo, a utilização do fluido de perfuração é imprescindível. Sendo estes classificados quanto à composição de sua fase contínua, em base aquosa ou não aquosa. Fluidos de perfuração de base aquosa, apresentam misturas de meio aquoso, viscosificante, gelificante, alcalinizante, floculante, inibidor físico e/ou químico, dispersante, redutor de filtrado e adensante. Já para os de base não aquosa, apresentam sua fase contínua composta por uma base orgânica [ROCHA *et al.*, 2008]. Além disso, a classificação de um fluido de perfuração também é feita de acordo com o constituinte principal da fase contínua (dispersante), sendo classificados em: fluidos à base de ar ou de gás, fluidos à base de óleo e fluidos à base de água.

Fluidos à base de ar ou gás, é utilizado como fluido circulante na perfuração rotativa. Em determinadas condições recomendam a utilização deste fluido de baixa densidade, onde possa ter zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa. Também para basaltos ou diabásio com formações muito duras [THOMAS, 2004].

Os fluidos à base de água são economicamente mais viáveis pois apresentam formulações químicas relativamente simples. No fluido à base de água a principal função da água é providenciar o meio de dispersão para os materiais coloidais. Estes, especialmente as argilas e polímeros, controlam a viscosidade, as forças géis e filtrado dando assim ao fluido uma boa estabilidade reológica, capacidade de estabilização das paredes do poço e boa taxa de remoção dos sólidos durante a perfuração [THOMAS, 2004; ROCHA & AZEVEDO, 2009]. Os fluidos à base óleo, segundo Davison *et al.* [2001], possuem

vantagens em relação aos fluidos de base aquosa, como a lubricidade, a estabilidade de folhelhos reativos e o controle do volume de filtrado.

Apesar da grande aplicabilidade dos fluidos à base óleo, os mesmos são desfavoráveis ao meio ambiente. Nesse contexto, surgem os fluidos em base sintética, uma classe especial dos fluidos à base óleo, originados por compostos orgânicos, adquiridos mediante reações químicas (ésteres e acetais) ou cadeia ramificada de hidrocarbonetos sintéticos, onde fluido de perfuração contendo éster tem sido reconhecido por oferecer excelentes propriedades ambientais devido as características da alta capacidade de ser biodegradável e de conter baixa toxicidade [FINK, 2012; DARDIR, 2014].

O éster apresenta algumas vantagens como: lubricidade, proteção as formações de folhelhos sensíveis à água e possuem uma elevada estabilidade térmica. Os fluidos à base de éster são ordenados como uma fase inversa (água em óleo), contendo uma mistura de ésteres graxos e vários aditivos como: emulsificantes, salmoura, redutores de filtrados, viscosificantes e saponificantes. A composição do éster é muito relativa, dependendo-se da origem do ácido e do álcool que participaram das reações de obtenção do produto [ASSIS & FERREIRA, 2011].

Os fluidos à base de óleo são os mais danosos ao meio ambiente e embora tenham sido desenvolvidos para situações nas quais os fluidos à base de água são inadequados, há uma necessidade urgente de encontrar alternativas para substituição desses fluidos. Portanto, este trabalho objetiva desenvolver fluidos de perfuração de poços a base óleo vegetal ou ésteres com alta estabilidade térmica para atingir condições do pré-sal.

2. METODOLOGIA



Neste trabalho, a metodologia foi dividida em duas partes: o preparo dos fluidos de perfuração e avaliação de degradação mássica dos fluidos quando expostos em altas temperaturas através da técnica de análise térmica

2.1. Preparo dos Fluidos de Perfuração

Inicialmente, em uma balança analítica, foi medida a base orgânica (Biodiesel - B100) em um béquer. Em seguida, a base orgânica foi submetida a uma agitação mecânica (marca Fisatom, modelo 715 com velocidade de 2500 rpm) para a adição do emulsificante primário (E. Primário) e emulsificante secundário (E. Secundário), ambos previamente aferidos. Após, a adição dos emulsificantes, foi adicionada a essa solução, ainda em agitação, 50 % do volume total do saponificante. Vale ressaltar que o saponificante deve ser adicionado à solução de forma lenta para evitar a formação de grumos. Essa solução foi mantida em agitação por cerca de 30 minutos.

Ao fim dos 30 minutos, ainda em agitação, foi adicionada uma solução de água e NaCl (salmoura) e, em sequência, a outra metade do saponificante, mantendo a agitação por mais 30 minutos. Por último, foi adicionado os aditivos restantes, primeiro, o redutor de filtrado e, depois, a argila organofílica, agitando por mais 15 minutos. Ao término dos 15 min, o agitador é desligado e o fluido de perfuração é transferido para um recipiente plástico e armazenado à temperatura ambiente.

Na Tabela 1, segue as composições e concentrações dos aditivos utilizados na formulação dos cinco fluidos de perfuração. As concentrações da argila organofílica, emulsificante secundário, óxido de cal e redutor de filtrado, foram de 2(lb/bbl), 5(lb/bbl), 5(lb/bbl) e 3(lb/bbl), respectivamente. Estes valores não foram apresentados na Tabela 1, pois a

concentração foi a mesma para todos os fluidos.

Tabela 1: Composição e Concentração dos aditivos nos cinco fluidos de perfuração.

Amostra	Éster (%)	Água (%)	NaCl (mg/L)	E.Primário (lb/bbl)
Fluido 1	60	40	150000	5
Fluido 2	70	30	150000	5
Fluido 3	60	40	150000	10
Fluido 4	70	30	150000	10
Fluido 5	60	40	260000	5

2.2 – Análise Termogravimétrica

A análise termogravimétrica é definida como uma técnica em que as medições da perda ou ganho de massa de uma substância, será monitorada em função temperatura, enquanto a temperatura da amostra, sob uma atmosfera específica, é submetida a uma programação controlada. Este processo é realizado utilizando uma termobalança ou analisador termogravimétrico [RIBEIRO, 2009].

As análises termogravimétricas para a investigação da estabilidade térmica dos fluidos de perfuração foram realizadas no Laboratório de Tecnologias Alternativas do Centro de Ciências Exatas e da Terra - UFS, utilizando a termobalança *Simultaneous DTA – TG Apparatus*, modelo DTG – 60H da *Shimadzu*.

As curvas termogravimétricas (TG) foram obtidas sob atmosfera inerte (N₂), fluxo de 100 mL.min⁻¹, para evitar a condensação de compostos voláteis no sistema, com uma massa de amostra de aproximadamente 9,0 mg, sendo acondicionada em cadinhos de platina, em uma taxa de aquecimento de 10 °C min⁻¹, na faixa de temperatura 30 até 1000 °C.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO



Para este trabalho, foram feitas análises termogravimétricas do tipo dinâmica, onde a amostra é aquecida sob uma variação de temperatura programada, com o objetivo de caracterizar o perfil de estabilidade térmica do fluido de perfuração. Para uma melhor avaliação e visualização dos eventos que ocorrem nas curvas de TG, foram plotadas curvas DTG. Essas curvas são feitas através da equação [1], que corresponde à primeira derivada da TG [MOTHÉ & AZEVEDO, 2009].

$$\frac{dm}{dT} = f(T) \quad [1]$$

De acordo com as curvas TG referentes aos fluidos de perfuração [Figura 1], é apresentado o perfil de degradação da massa em função da temperatura.

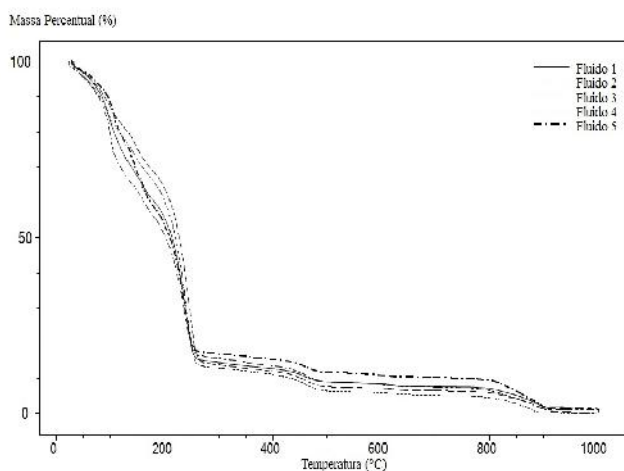


Figura 1: Curvas TG para os fluidos de perfuração à um aquecimento de 30 a 1000 °C.

Das curvas TG das amostras, é visto que os cinco fluidos, apesar de terem concentrações diferentes dos aditivos, possuem um perfil de degradação semelhante e, ainda, apresentam uma degradação total da amostra de 30 a 1000 °C, de, aproximadamente, 100 %.

A degradação mássica dos fluidos de perfuração é caracterizada pela presença de cinco eventos. Estes eventos, estão relacionados a degradação dos componentes que constituem os

fluidos e são melhor visualizados através das curvas de DTG [Figura 2].

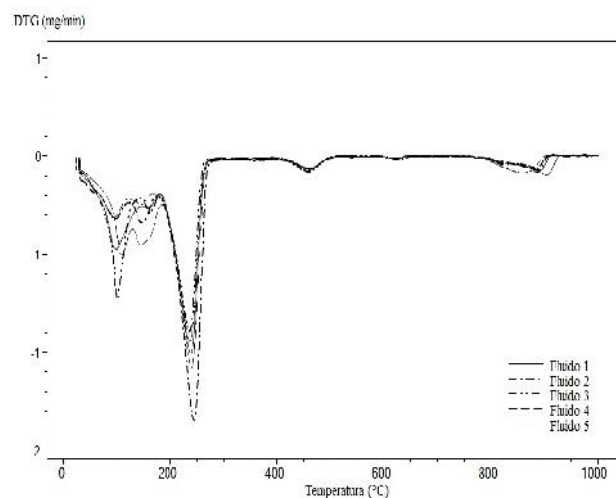


Figura 2: Curvas DTG para os fluidos de perfuração à um aquecimento de 30 a 1000 °C.

Os cinco eventos de decomposição mássica para cada fluido de perfuração foi identificado e quantificado. De modo qualitativo, é possível perceber que houve maiores perdas de massa, para os três primeiros eventos, que ocorrem em torno de três faixas de temperatura: 30 a 145 °C; 120 a 185 °C; 170 a 290 °C. Além disso, vale ressaltar a presença de dois eventos, menos significativos, que ocorrem nas faixas de 420 a 500 °C e 800 a 925 °C.

O percentual de perda mássica dos três maiores eventos, assim como, suas respectivas faixas de temperatura, são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2: Percentual de perda mássica para cada evento térmico.

Amostra	30 a 145 °C	120 a 185 °C	170 a 290 °C
Fluido 1	29,50	8,42	46,09
Fluido 2	18,06	12,07	54,94
Fluido 3	33,67	9,39	39,38
Fluido 4	20,11	11,47	54,02
Fluido 5	23,14	18,20	40,62

O primeiro evento que ocorre em torno de 30 a 145°C, apresentou uma



perda de massa que variou entre 18 a 34 %, sendo o Fluido 2 e o Fluido 3, o menor e maior percentual, respectivamente. Este evento está associado a evaporação da água e da água da salmoura (água + sal) que por estar associada a um sal, faz com que a sua temperatura de ebulição aumente com relação à da água pura.

No segundo evento, houve uma perda mássica de 8 a 18%, apresentando um percentual menor com relação ao primeiro evento. Esse estágio, pode ser atribuído a decomposição inicial de compostos orgânicos, como o B100, redutor de filtrado e emulsificante primário.

Para o terceiro estágio, foi observada uma perda de 39 a 55 %, sendo a etapa mássica mais significativa. Possivelmente, esse evento é justificado pela degradação do B100, redutor de filtrado, emulsificante primário e argila organofílica.

No penúltimo e último evento, de 420 a 925°C, onde a degradação é consideravelmente menor quando comparada aos outros três eventos. Podem ser associados a degradação do emulsificante primário, redutor de filtrado, argila organofílica e cal hidratada, para o quarto evento e, degradação de alguns compostos inorgânicos, como o sal contido na salmoura, para o último evento. O percentual mássico desses eventos variou entre 2 e 3 %, exceto para o fluido cinco que, à uma temperatura de 925 °C, obteve uma perda mássica de, aproximadamente, 9%. Esta discrepância no percentual quando comparado aos outros fluidos é devido a maior concentração da salmoura na sua formulação e, conseqüentemente, maior quantidade de sal (composto inorgânico) será degradada. Avaliado o perfil de degradação dos fluidos de perfuração, é importante discutir em termos de estabilidade térmica.

A estabilidade térmica de um fluido de perfuração é essencial para a sua empregabilidade comercial. Poços de

petróleo normais que apresentam uma profundidade extrema, atingem temperaturas máximas de 150 °C. Portanto, é importante que o fluido de perfuração seja o mais estável possível nessa temperatura. Abaixo na Tabela 3, seguem os valores das perdas percentuais de 30 a 150 °C para os cinco fluidos estudados.

Tabela 3: Percentual de perda mássico de 30 a 150 °C para os cinco fluidos.

Amostra	Percentual mássico de 30 a 150 °C
Fluido 1	32,77
Fluido 2	24,83
Fluido 3	36,91
Fluido 4	26,51
Fluido 5	31,37

Da Tabela 3, foi visto que o fluido 2 apresenta o menor percentual de perda mássica (%). Logo, dentre os fluidos de perfuração estudados, é o fluido que mais manteve suas composições, apresentando assim, maior estabilidade térmica e sendo o mais viável comercialmente. Vale ressaltar que essa perda esta atribuída a evaporação da água e da água da salmoura.

4. CONCLUSÕES

A análise térmica se mostrou uma ferramenta eficiente para a avaliação do comportamento térmico, exibindo percentuais de perda mássicas das amostras, que foram analisadas no trabalho. Além disso, a avaliação da curva termogravimétrica, revelou que o fluido 2 apresentou maior estabilidade térmica à uma temperatura em torno de até uma temperatura de 150 °C. Logo, em termos comerciais, onde a temperatura máxima de um poço normal é de 150 °C, este fluido tem mostrado bons resultados quando comparados aos demais fluidos estudados, pois houve uma menor degradação dos seus constituintes



(aditivos) quando submetidos a temperaturas elevadas.

5. AGRADECIMENTOS

Ao CNPq pelo financiamento do projeto.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSIS, I.; FERREIRA, C. **Fluidos de Perfuração IV**. UNITBR, 2011.

DARDIR, M. M.; IBRAHIME, S.; SOLIMAN, M.; DESOUKY, S. D.; HAFIZ, A. A. **Preparation and Evaluation of Some Esteramides as Synthetic Based Drilling Fluids**. Egyptian Journal of Petroleum, v. 23, p. 35–43, 2014.

DAVISON, J. M.; JONES, M.; SHUCHART, C.E.; GERARD, C. **Oil-Based Muds for Reservoir Drilling Their Performance and Cleanup Characteristics**. SPE Drilling & Completion, 2001.

FINK, J. K. **Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids**. Editora, 2012.

MOTHÉ, C. G.; AZEVEDO, A. D. **Análise Térmica de Materiais**. Artliber, 2009.

RIBEIRO, M. P. **Aplicação de termogravimetria acoplada à espectrometria de massas para a caracterização de petróleo e determinação da curva de evolução de gás sulfídrico**. 2009. 110 p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal-RN.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projetos de Poços de Petróleo**. Interciência: PETROBRAS, 2009.

ROCHA, L. A. S.; AZUAGA, D.; ANDRADE, R.; VIEIRA, J. L. B.;

SANTOS, O. L. A. **Perfuração Direcional**. Interciência: PETROBRAS: IBP, p. 69-70, 2008.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Interciência: PETROBRAS, p. 86, 2004.

WENJUN, S.; SHIXIAN, T.; FAN, F.; WEIMIN, Y.; ZHITAO, Z. **Research on the Drilling Fluid Technology for High Temperature over 240 °C**. Procedia Engineering, v. 73, p. 218-229, 2014.