

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DE ADITIVOS EM FLUIDO DE PERFURAÇÃO A BASE DE ÁGUA COM APLICABILIDADE EM FOLHELHOS DA FORMAÇÃO CALUMBI

EVALUATION OF THE INFLUENCE OF ADDITIVES IN WATER-BASED DRILLING FLUID WITH APPLICABILITY TO SHALES CALUMBI FORMATION

Raul José Alves Felisardo¹, **Gabriela Menezes Silva**², **Everton dos Santos Lourenço**³, **Cláudia Santana Arcieri Miranda**⁴, **Josan Carvalho de Figueiredo Filho**⁵, & **Fabiane Santos Serpa**^{6*}

^{1 2 4 5} [Universidade Tiradentes, ITP](#) ³ [Faculdade Pitágoras](#), ⁶ [Instituto de Tecnologia e Pesquisa: Sergipe, BR.](#)
¹ rauljose1234@gmail.com ² gabi.menezes.silva@hotmail.com ³ evertonlourenco@oi.com.br
⁴ crsmiranda@gmail.com ⁵ josancarvalho@gmail.com ^{6*} fabiane_serpa@itp.org.br

ARTIGO INFO.

Recebido em: 22.03.2022

Aprovado em: 10.05.2022

Disponibilizado em: 20.12.2022

PALAVRAS-CHAVE:

Fluidos de perfuração; inibidores; formações reativas; reologia.

KEYWORDS:

Drilling fluids; inhibitors; reactive formations; rheology.

*Autor Correspondente: Serpa, F. S.

RESUMO

Os fluidos são essenciais na fase de perfuração de poço de petróleo. A composição muda de acordo com a aplicação. Para melhorar a eficiência, a indústria investiga diferentes aditivos para lamas de perfuração com aplicabilidade em formações reativas como a Formação Calumbi. Assim, este trabalho propõe a formulação de um fluido de perfuração de base aquosa com o objetivo de avaliar a reatividade em folhelhos da Formação Calumbi. Foi avaliada a influência da adição de aditivos inibidores (cloreto de potássio e polímero catiônico) e viscosificantes (goma xantana e carboximetilcelulose). As propriedades reológicas e as medições de molhabilidade do fluido foram realizadas de acordo com padrões específicos. Os resultados mostraram que o uso simultâneo de cloreto de potássio e polímero catiônico apresentou baixa reatividade nos folhelhos da Formação Calumbi. A presença da goma xantana promoveu menor interação entre o fluido e a rocha. A formulação proposta possui características compatíveis com uma formação, de grande relevância para a Bacia de Sergipe-Alagoas.

ABSTRACT

Fluids are essential in the drilling stage of oil well. The composition changes according to application. To improve the efficiency, the industry investigates different additives for drilling muds with applicability in reactive formations such as the Calumbi Formation. Thus, this work proposes a formulation of an aqueous based drilling fluid with the objective of evaluate the reactivity in shales of the Calumbi Formation. The addition of the addition of inhibitors additives was evaluated (potassium chloride and cationic polymer) and viscosifiers (xanthan gum and carboxymethylcellulose) was evaluated. Rheological properties and fluid wettability measurements were performed according to specific standards. The results showed that the simultaneous use of potassium chloride and cationic polymer showed low reactivity in the Calumbi Formation shales. The presence of the xanthan gum promoted a smaller interaction between fluid and rock. The proposed formulation has characteristics compatible with a formation, that has great relevance to the Sergipe-Alagoas Basin.



1. INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo é composta por processos que exigem grandes investimentos e demandam conhecimento em diversas áreas, incluindo ciências exatas e da terra, engenharia e tecnologia. Além disso, as operações desenvolvidas são essenciais para o desempenho e sucesso do setor. Uma das etapas que representa um grande desafio é a fase de perfuração de um poço de petróleo. Trata-se de uma atividade relacionada ao setor de exploração e produção, que reúne operações essenciais para atravessar formações geológicas até chegar ao reservatório de hidrocarbonetos. O fluido de perfuração representa cerca de 14 a 18% do custo total da etapa de perfuração do poço, em atividades *onshore* ou *offshore*. Assim, a seleção do melhor fluido é importante para a viabilidade econômica de um projeto de perfuração (Khodja, Khodja-Saber, Canselier, Cohaut, & Bergaya, 2010).

Os fluidos podem ser classificados de acordo com sua composição. O principal critério de classificação é baseado no constituinte principal da fase contínua, também chamado de meio dispersor. Dessa forma, podem ser denominados como fluidos à base de água, fluidos à base de óleo, fluidos à base de ar ou gás, ou fluidos sintéticos (Thomas *et al.*, 2004).

Essa seleção depende principalmente de dois aspectos. Primeiro, ele deve atender a todos os requisitos técnicos específicos do poço. Em segundo lugar, deve cumprir os regulamentos ambientais. Um fluido de perfuração visa garantir a estabilidade do poço, otimizar as taxas de perfuração, garantir a eficiência na limpeza reológica, manter os cascalhos suspensos nas paradas de circulação, minimizar os pontos de pressão durante esta fase e transmitir energia hidráulica para as ferramentas do poço (Fornasier, Campo, Djuric, & Obando, 2017).

Nesta etapa, as rochas são cortadas pela força de rotação da coluna (equipamento que visa aplicar peso ao fundo do poço e permitir atingir a zona desejada) e seus fragmentos são removidos pela ação do fluido (Thomas *et al.*, 2004). O transporte eficiente de cascalhos para a superfície, bem como seu suporte durante as paradas de circulação, depende do comportamento reológico do fluido e de sua interação com a formação que está sendo perfurada. Todavia, a formação pode ser reativa ao contato do fluido de perfuração o que causa grande instabilidade ao poço. Visto que, o contato com o fluido dependendo de sua composição pode induzir o fluxo de solutos na formação pelos mecanismos de transporte de massa. As pressões e tensões da formação podem afetar os mecanismos e causar problemas na compressibilidade, deformabilidade e resistência da formação (Dak, Verma, & Sharma, 2006; Montilva *et al.*, 2007).

As interações físico-químicas entre uma rocha e o fluido de perfuração podem gerar alguns problemas durante o processo de perfuração: (i) encrramento das brocas; (ii) formação de cavernas; (iii) obstrução do anular, além de instabilidade no poço. Para controlar a estabilidade de um poço, é necessário relacionar o tipo de rocha, o tipo de fluido utilizado e o valor da pressão aplicada (Oort, 2003; Warr & Berger, 2007).

Uma das formações geológicas suscetíveis a esses tipos de problemas é a Formação Calumbi, que pode ser encontrada na Bacia de Sergipe-Alagoas. Isso ocorre devido à sua composição de folhelhos cinza a esverdeado, com arenitos finos a grossos intercalados, formados por turbidez



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

e deposição na encosta e planície abissal. Essas características conferem a essa formação um desafio para a indústria do petróleo (Feijó, 1994). Além disso, as descobertas de hidrocarbonetos em arenitos cretáceos da Formação Calumbi (Muriú, Barra, Farfan e Moita Bonita), na fronteira da Bacia de Sergipe-Alagoas em águas ultra profundas, criam a necessidade de mais estudos sobre o uso de fluidos de perfuração que mitigam a reação com a formação.

O fluido que tem a água como fase contínua deve fornecer o meio de dispersão para materiais coloidais, principalmente argilas, e polímeros, que modificam a viscosidade, o limite de escoamento, a força gel, entre outros parâmetros. No entanto, as principais vantagens de selecionar a água a ser utilizada na preparação do fluido são o baixo custo desse tipo de fluido quando comparado ao fluido à base de óleo e a baixa poluição ambiental (Deshpande, Krishnan, & Kumar, 2010).

Assim, os aditivos desempenham um papel importante, uma vez que a adição de sais, como cloreto de sódio e cloreto de potássio, pode minimizar problemas complexos relacionados ao inchamento da argila, por meio da desidratação induzida, a partir da reação com rochas. O uso de outros aditivos, como controlador de filtrado, controlador de densidade e controlador de viscosidade são cruciais em formações problemáticas (Beg, Sharma, & Ojha, 2018). Neste contexto, as propriedades físicas mais medidas em fluidos de perfuração são densidade, parâmetros reológicos, força gel e parâmetros de filtração. A reologia está relacionada ao estudo do comportamento da deformação e do escoamento do fluido submetido a tensões e a condições termodinâmicas ao longo do tempo (Lambourne & Strivens, 1999).

Em geral, estudos disponíveis na literatura têm demonstrado a influência da adição de inibidores iônicos nas propriedades reológicas de fluidos de perfuração à base de água. As características físico-químicas dos íons de cálcio, inibidores catiônicos, presentes em fluidos de perfuração aquosos podem ser capazes de modificar as propriedades reológicas das argilas bentoníticas (Silva *et al.*, 2019). Estudos usando cátions de lítio (Li^+), sódio (Na^+) e potássio (K^+) mostraram bom desempenho nas propriedades reológicas e de filtração de fluidos ao serem empregados em argilas bentonitas brasileiras (Silva *et al.*, 2018). No entanto, o uso de altas concentrações de sais, como o cloreto de sódio (NaCl), à medida que proporciona um aumento nos parâmetros reológicos, leva a uma maior resistência inicial para colocar o fluido em movimento e/ou reiniciar seu escoamento após um certo tempo de repouso (Vale, Curbelo, Braga, & Garnica, 2017). No mesmo sentido, o uso de elevadas concentrações de aditivos poliméricos, a exemplo da carboximetilcelulose (CMC), pode influenciar também o comportamento reológico e de filtração, já que influencia o grau polimerização do fluido (Nobrega & Amorim, 2015).

Assim, a escolha do fluido ideal e a manutenção de suas propriedades são vitais para os aspectos operacionais e econômicos do processo de perfuração de poços de petróleo. Neste sentido, este trabalho foi dedicado a avaliar a compatibilidade de um fluido à base de água, contendo aditivos químicos inibidores de inchamento (cloreto de potássio e polímero catiônico) e aditivo espessante (carboximetilcelulose e goma xantana), com formações geológicas reativas (Formação Calumbi) determinando o comportamento reológico e a molhabilidade do fluido na superfície da rocha.



2. METODOLOGIA

A metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho foi baseada nas normas estabelecidas na indústria petrolífera, Petrobras N-2605 (2009), Petrobras N-2604 (1998), API RP 13B-1 (2009), que se referem à formulação de fluidos de perfuração.

2.1. Formulação de fluido de perfuração à base de água

O fluido formulado é de base aquosa e possui composição, conforme apresentado na Tabela 1. Os constituintes sólidos foram pesados em uma balança analítica (Shimadzu, modelo AUX22). A amostra foi homogeneizada em misturador Ultra Turrax (IKA-Werke, modelo T-50 basic) sob rotação de 17.000 rpm (Petrobras N-2605, 2009).

Utilizou-se um béquer de metal (500 mL). Os componentes foram adicionados sequencialmente na ordem demonstrada na Tabela 1. A goma xantana foi adicionada lentamente à água. Aguardou-se 10 minutos para máxima homogeneização na fase dispersante até a adição do segundo aditivo. O mesmo procedimento foi adotado para os demais compostos, exceto para o polímero catiônico cujo tempo de agitação foi de 5 minutos. Em seguida, um medidor de pH (Mettler Toledo, modelo FiveEasy Plus FP30) foi utilizado para ajustar o pH da amostra adicionando uma solução de hidróxido de sódio 2 M e mantendo os valores de pH entre 9 e 11. Após o preparo, o fluido foi deixado em repouso por 24 horas (Petrobras N-2605, 2009). Este processo foi utilizado para preparar os três fluidos propostos que diferem em sua composição quanto ao tipo de aditivo espessante ou viscosificante: Fluido 1 - goma xantana; Fluido 2 - CMC; Fluido 3 - goma xantana e CMC.

Tabela 1. Concentrações dos aditivos utilizados na formulação do fluido de perfuração base água.

Composição	Função	Concentração
Água destilada	Dispersante	350 mL
Goma xantana	Espessante	1.00 lb bbl ⁻¹
Amido	Controlador de filtrado	3.00 lb bbl ⁻¹
Argila	Espessante	10.01 lb bbl ⁻¹
Cloreto de potássio	Inibidor de formações reativas	12.62 lb bbl ⁻¹
Baritina	Controlador de densidade	9.51 lb bbl ⁻¹
Carboximetilcelulose - CMC	Espessante	1.00 lb bbl ⁻¹
Polímero catiônico (CA35-Engeclean)	Modificador reológico e inibidor de formações reativas	1.00 lb bbl ⁻¹
Hidróxido de sódio	Ajuste do pH	2 M

2.2. Caracterização do fluido de perfuração à base de água

2.2.1. Medições de densidade

As análises de densidade foram realizadas usando um picnômetro. Esta vidraria é usada para medir a massa volumétrica de sólidos ou líquidos. Para realizar este teste, é fundamental conhecer o volume utilizado no frasco (25 mL). A densidade foi determinada a partir do quociente da diferença entre as medidas de massa obtidas antes e após o enchimento do picnômetro com o fluido e seu volume. Para todas as condições experimentais foram realizadas medidas em triplicatas.



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

2.2.2. Modelo de Herschel-Bulkley e estudo reológico do fluido

O modelo matemático de Herschel-Bulkley (Equação 1) foi aplicado, considerando que a viscosidade varia de acordo com o grau de deformação independente do tempo de aplicação da tensão de cisalhamento.

$$\tau = \tau_0 + k\gamma^n \quad (1)$$

Onde k representa o índice de consistência (Pa.sn); τ_0 é a tensão de cisalhamento inicial (Pa); τ a tensão de cisalhamento (Pa); $\dot{\gamma}$ a taxa de deformação (s^{-1}) e n é o índice de comportamento do escoamento (adimensional).

A viscosidade do fluido é uma análise reológica que avalia a influência de diferentes forças de cisalhamento. Foi possível calcular a viscosidade aparente (VA), o limite de escoamento (LE), a viscosidade plástica (VP) e a força gel (GEL). A força gel mantém os cascalhos em suspensão quando a perfuração é interrompida para evitar a decantação, bem como o aprisionamento da coluna de perfuração.

As medições reológicas foram realizadas usando um reômetro de tensão (Anton Paar, modelo Physica MCR 301). O controle de temperatura foi fornecido por um banho (Lauda, modelo Ecoline Staredition E 200) com faixa de trabalho de -30 a 200 °C e incerteza de 0,1 °C.

A geometria do reômetro utilizado nos testes foi do tipo cilindro coaxial (CC 27) devido às baixas viscosidades do fluido para minimizar problemas relacionados à reprodutibilidade na execução dos testes, causados pela dispersão do fluido na superfície do equipamento.

Durante os testes, o equipamento mediu o ângulo de deflexão do “*spindle*” (φ), a velocidade do “*spindle*” (n) e o torque (M). A partir dessas magnitudes e da geometria utilizada, a deformação (γ), a taxa de cisalhamento ($\dot{\gamma}$) e a tensão de cisalhamento (τ) são determinadas usando as Equações 2, 3, 4 e 5, respectivamente. C_L é um fator de correção cujo valor é 1,10.

$$\gamma = \frac{1}{10} \frac{1+\delta^2}{\delta^2-1} \varphi \quad (2)$$

$$\dot{\gamma} = \frac{\pi n}{30} \frac{1+\delta^2}{\delta^2-1} \quad (3)$$

$$\delta = \frac{r_e}{r_i} \quad (4)$$

$$\tau = \frac{1+\delta^2}{2000\delta^2} \frac{M}{2\pi L r_i^2 C_L} \quad (5)$$

Os testes foram realizados com a adição de uma pequena quantidade de amostra de fluido, devidamente homogeneizada. Para garantir a estabilidade térmica, as amostras foram mantidas por 10 minutos na temperatura do teste.

A primeira caracterização reológica do fluido foi realizada através de testes de varredura da taxa de cisalhamento (0,1 a 1000 s^{-1}) realizados em triplicatas a uma temperatura de 22 °C com duração de 60 minutos (API RP 13B-1, 2009).



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

Em seguida, também seguindo a norma API RP 13B-1 (2009), submeteu-se o fluido preparado a diferentes rotações. Esse procedimento permitiu o cálculo dos parâmetros VA, LE, VP e GEL. As velocidades utilizadas foram 600 rpm (L600), 300 rpm (L300), 200 rpm (L200), 100 rpm (L100), 6 rpm (L6) e 3 rpm (L3) (API RP 13B-1, 2009).

Para a determinação da viscosidade plástica (Equação 6) o fluido foi transferido para o equipamento e a rotação foi ajustada de acordo com as especificações.

$$VP = L600 - L300 \quad (6)$$

Para obter a viscosidade aparente, foi utilizada uma rotação de 600 rpm por 60 minutos utilizando a Equação 7.

$$VA = \frac{L600}{2} \quad (7)$$

O limite de escoamento, expresso em lbf (100 ft²)⁻¹, representa o esforço necessário para iniciar o movimento em um fluido. Seu valor foi obtido através da Equação 8.

$$LE = L300 - VP \quad (8)$$

A rotação foi mantida a 600 rpm por 1 minuto e após este tempo, o fluido foi mantido em repouso por 10 segundos. Posteriormente, foi realizada a leitura da maior deflexão (G₀) a uma rotação de 3 rpm. Em seguida, sob rotação de 600 rpm, a amostra foi agitada por 1 minuto até a estabilização, e após esta aplicação, seguiu-se 10 minutos de repouso. A maior deflexão do mostrador (G_f) foi medida usando uma rotação de 3 rpm (API RP 13B-1, 2009). A força gel é determinada pela diferença entre G_f e G₀.

2.3. Aplicabilidade do fluido de perfuração à base de água em folhelhos da Formação Calumbi

2.3.1. Teste de reatividade da argila

Este teste avaliou o comportamento do fluido formulado na Formação Calumbi. É desejável que o fluido contenha aditivos que visem inibir a reação (inchaço) com a argila presente na formação geológica estudada. O experimento consistiu em pesar 2 g de argila da formação geológica e adicionar 100 mL de água em uma proveta graduada (amostra sem a presença de inibidor) (ASTM D 5890, 2002). Após esta etapa, o sistema permaneceu em repouso por 24 horas e o inchaço foi lido por meio da graduação da proveta em mL g⁻¹. Neste sentido a formação geológica estudada foi classificada conforme as especificações: sem inchamento (< 2 mL g⁻¹), baixo inchamento (3 a 5 mL g⁻¹), inchamento médio (6 a 8 mL g⁻¹) e inchamento alto (> 8 mL g⁻¹). Os intervalos de leituras nas amostras foram de 1, 3, 6, 9, 12 e 24 horas.

2.3.2. Determinação da molhabilidade e tempo de espalhamento do fluido na rocha

Medidas de ângulo de contato foram obtidas a fim de verificar a molhabilidade da rocha em relação ao fluido formulado. As análises foram realizadas utilizando um tensiômetro de gota pendente (TeclisTraker, modelo IT Concept). Uma alíquota de 5 µL de fluido foi gotejada sobre a superfície da rocha. O ângulo de contato entre o fluido e a formação foi determinado através do perfil de gotas com o auxílio do *software Windrop 2009*. Este procedimento foi realizado



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

em 6 pontos aleatórios na amostra visando a repetibilidade da medida. Obteve-se o tempo de espalhamento do fluido sobre a rocha. Este teste consistiu em monitorar, por um tempo pré-definido, a capacidade do fluido (5 μ L) ser absorvido pela rocha.

2.3.3. Caracterização por Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV)

A amostra de folhelho estudada foi caracterizada por microscopia eletrônica de varredura (MEV) acoplada ao sistema de espectroscopia dispersiva de energia (Energy Disperse Spectrometry - EDS) (marca JEOL JSM, modelo IT200LA) para identificação morfológica em nano escala e composição química elementar.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. Teste de inchamento da argila

Inicialmente, foi realizado o teste de contato da argila da formação geológica com a fase dispersante do fluido de perfuração. Esta análise de reação da argila permitiu investigar a influência da composição do fluido em função da compatibilidade da formação. A instabilidade das formações ocorre devido à entrada de água entre as camadas de argilas, resultando em um “inchaço” da rocha (She, Hu, Qu, Zhang, & Guo, 2019). Os minerais da argila são organizados em camadas que possuem alto grau de hidratação (Lucena & Souto, 2016). À medida que entram em contato com água, essas camadas se separam e a água penetra no espaço basal.

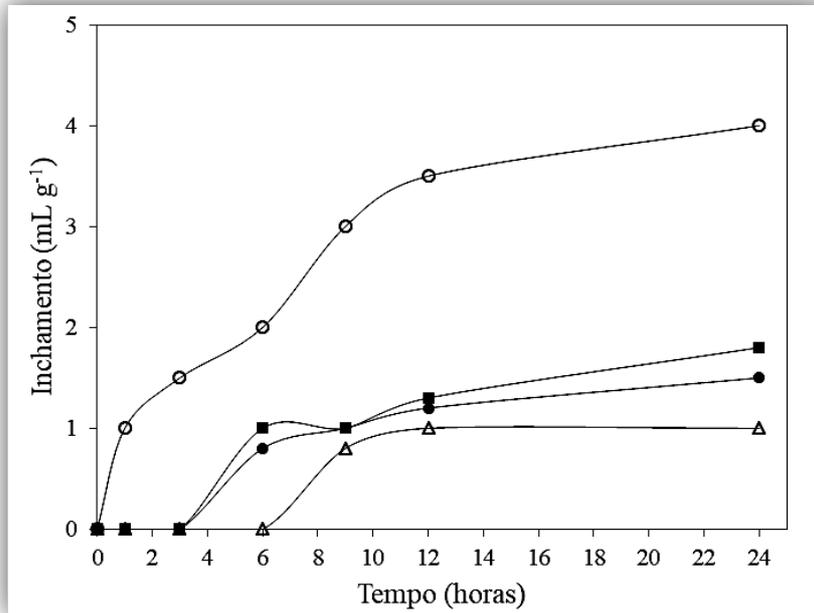
A hidratação é resultado de mudanças no sistema (água com argila). Isso ocorre porque há uma perturbação do equilíbrio interno das partículas de argila que são divididas em camadas com cargas negativas em sua superfície e cargas positivas em suas bordas. Neste sentido, as moléculas de água são atraídas para a superfície devido à natureza polar deste composto. Os resultados do teste de inchamento da argila mostraram que a formação Calumbi apresenta baixo inchamento com valores em torno de 3,3 mL g⁻¹.

Sabendo-se do grau de inchamento da formação geológica estudada, os testes seguintes foram determinantes para selecionar os melhores inibidores deste tipo de reação. A Figura 1 mostra a influência dos aditivos cloreto de potássio (KCl) e polímero catiônico (CA35-Engeclean) no inchamento da argila em função do tempo. Diferentes combinações entre estes aditivos foram analisadas. Foi possível notar que o uso simultâneo destes dois inibidores sugere que o inchamento da rocha é mínimo, conforme a classificação da ASTM D 5890, 2002.



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

Figura 1. Curvas de inchamento de argila em função do tempo (○) Água; (■) Água + KCl; (●) Água + Polímero Catiônico; (△) Água + Polímero Catiônico + KCl.



Após 24 horas de contato entre a argila da Formação Calumbi e a água destilada (sem a presença de aditivo inibidor), foi possível notar o inchamento a partir da primeira hora de contato e o aumento ao longo do tempo. Esse comportamento está relacionado ao potencial osmótico relacionado à alta atividade química da água que migra para a argila. Quando foram adicionados os aditivos inibidores, verificou-se que não houve inchamento da argila (valores abaixo de 2 mL g⁻¹), sendo que o melhor resultado se deu com o uso simultâneo KCl e do polímero catiônico. O não inchamento da argila está associado à difusão dos íons inibidores cujo mecanismo de ação se baseia na adesão de cátions na superfície negativa das partículas de argila.

O uso de inibidores catiônicos promove a melhoria da eficiência do não inchamento da argila, pois a troca de íons Na⁺ (presentes na argila) por íons K⁺ (presentes no inibidor catiônico), aumenta a estabilidade da estrutura, dificultando a delaminação de suas partículas (Nascimento, Amorim, Lira, & Lira, 2010). Outro aspecto a ser considerado é o custo. O polímero aumenta o custo do fluido de perfuração, por isso são usados em combinação com sais de sódio e potássio, que possuem um custo menor (Vidal, Felix, Garcia, Costa, & Girão, 2007).

A manutenção da estabilidade de um poço de petróleo na fase de perfuração é essencial, principalmente em folhelhos sensíveis à água em formações argilosas, pois estes absorvem o fluido utilizado (Forsans, Durand, Onaisi, Audibert-Hayet, & Ruffet, 1995). O fenômeno de absorção promove o inchamento da rocha e isso pode levar ao colapso do poço. A inibição da hidratação de formações reativas com o uso de fluidos à base de água deve ser realizada com inibidores que mantenham as propriedades de escoamento durante o processo de perfuração (Lucena & Souto, 2016; Lucena, Amorim & Lira, 2016; Niu, Wang, Han, & Jiang, 2013).



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

Cloreto de sódio e cloreto de potássio são inibidores químicos comuns em lamas de perfuração (Vidal, Felix, Garcia, Costa, & Girão, 2007). Os inibidores catiônicos e o sal KCl também são utilizados para inibir o inchaço de folhelhos reativos (Anderson *et al.*, 2010). Polímeros catiônicos são aditivos que são solubilizados em meio aquoso por dissociação iônica. Em geral, esses polímeros combinam um grupo do tipo amônio quaternário, que quando dissociado em meio aquoso, formam um cátion e um ânion haleto (Forsans *et al.*, 1995). Esta dissolução é essencial para aplicação em fluidos aquosos em formações incompatíveis.

3.2. Determinação da molhabilidade e tempo de espalhamento do fluido na rocha

A influência dos diferentes viscosificantes (xantana e CMC) na interação do fluido com a formação foi verificada através do ângulo de contato. Esta técnica fornece uma medição macroscópica direta da molhabilidade do fluido em superfícies, como rochas. Além disso, este teste estuda a estabilidade de filmes aquosos que separam uma fase aquosa de um sólido. Essa estabilidade depende da viscosidade do líquido e da resistência interfacial, representada pelas interações hidrofóbicas resultantes no filme e por sua tendência de manter as interfaces separadas (Ksiazek, Sobczak, Mikulowski, Radziwill, & Surowiak, 2002). De acordo com a técnica, os resultados de ângulo de contato $\theta > 90^\circ$ indicam que o sistema é considerado não molhável, por outro lado valores $\theta < 90^\circ$ consideram a existência de molhabilidade. Além disso, um sistema é dito parcialmente molhável quando $\theta = 90^\circ$ (Nascimento, Amorim, Lira, & Lira, 2010).

A Tabela 2 mostra os resultados médios do ângulo de contato determinado entre o folhelho (argila) da Formação Calumbi e os fluidos preparados com os diferentes viscosificantes. As réplicas experimentais foram obtidas para cada medição e o desvio padrão foi determinado. Vale ressaltar que estudos sobre ângulo de contato relacionando a Formação Calumbi aos fluidos empregados são escassos na literatura e de grande interesse para a indústria petrolífera, pois é possível verificar a interação dessas lamas de perfuração com a formação estudada.

Tabela 2. Ângulo de contato entre os fluidos formulados e a amostra de rocha estudada.

Fluido	Ângulo de contato	Desvio padrão
Fluido 1	83,23°	6,79°
Fluido 2	60,70°	6,44°
Fluido 3	59,30°	5,00°

É possível perceber a influência do viscosificante no valor do ângulo de contato entre os fluidos formulados e a formação. Isso ocorre devido à interferência da massa de líquido depositada na superfície de um sólido e suas propriedades reológicas, bem como a rugosidade da rocha (Yuan & Lee, 2013).

O fluido 1 apresentou um valor de ângulo de contato de aproximadamente 90° , o que representa uma característica de líquido não molhável ou parcialmente molhável. Isso significa que as forças de atração do fluido na superfície são inferiores às forças de coesão do próprio líquido. O fluido de perfuração com essas características possui comportamento hidrofóbico (Queiroz Neto, Biscaia, Junior & Petri, 2007). Cabe ressaltar que quanto maior esse ângulo, mais hidrofóbica será a interação, ou seja, menor será o contato da rocha com o fluido (Hollis *et al.*, 2010). O Fluido 2 e o Fluido 3 apresentaram um valor de ângulo de contato entre $0 < \theta < 90^\circ$. São fluidos molháveis com comportamento hidrofílico. Há uma facilidade de interação desses fluidos com a superfície rochosa. Considerando valores próximos de ângulo de contato para os

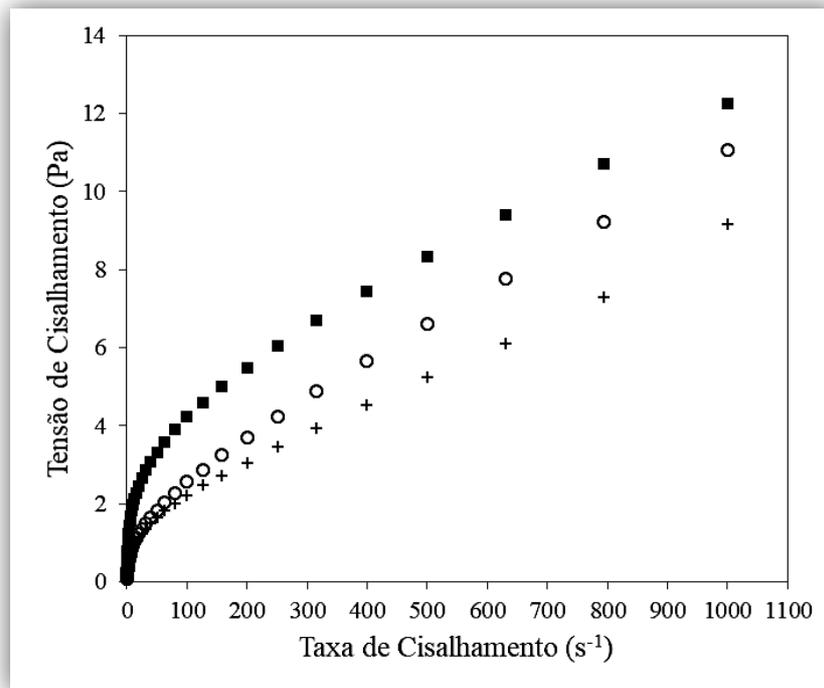


Fluidos 2 e 3, testes adicionais foram realizados para avaliar o tempo de espalhamento do fluido na rocha e a viscosidade.

Devido a rugosidade e a inclinação da rocha, foi necessário padronizar o plano para a leitura do ângulo de contato. A forma da gota muda à medida que as tensões que atuam na interface tendem a se equilibrar. Quanto menor o valor da tensão superficial e a viscosidade do fluido, maior a capacidade desse fluido de molhar a superfície. Este fato reduz o ângulo de contato entre as superfícies e aumenta o contato físico. Essas forças estão relacionadas à reologia do fluido, tempo de contato e porosidade da rocha (Martins & Bombard, 2012).

Testes de viscosidade foram realizados buscando fundamentar os resultados obtidos através da análise do ângulo de contato e assim selecionar o melhor fluido para a formação estudada. A Figura 2 mostra os resultados experimentais em relação à tensão de cisalhamento versus a taxa de cisalhamento. Sabe-se que a viscosidade tem relação proporcional com a tensão de cisalhamento. Os ensaios foram realizados em temperatura controlada de 22°C e com taxa de cisalhamento variando de 0,1 a 1000 s⁻¹.

Figura 2. Tensão de cisalhamento versus taxa de deformação dos fluidos de perfuração à base de água em temperatura de 22 °C contendo distintos viscosificantes: Fluido 1 - goma xantana (■); fluido 2 – CMC (○); fluido 3 – goma xantana e CMC (+).



O fluido 1 mostrou um aumento na tensão de cisalhamento em função da goma xantana. Isso é causado pelo aumento de ramificações na cadeia do polímero. Além disso, esses ramos tendem a ser mais longos com capacidade de ligação entre as cadeias (Queiroz Neto, Biscaia, Junior & Petri, 2007). Assim, o fluido com maior ângulo de contato foi aquele que apresentou maior concentração de goma xantana em sua composição e, conseqüentemente, maior viscosidade.

O fluido contendo CMC em sua composição apresentou a menor viscosidade entre os fluidos estudados. Este comportamento pode ser explicado devido à existência de maior peso molecular e tamanho das macromoléculas, que proporcionam maiores interações e emaranhados



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

intermoleculares. Apesar dessas características, o CMC possui uma cadeia linear que confere uma fraca força interparticular e/ou intermolecular, ou seja, esse fluido possui uma elevada viscosidade, mas é fácil de ser quebrado pela alta taxa de cisalhamento.

Outro fato importante diz respeito ao potencial viscosificante do fluido contendo CMC e xantana, que pode ser influenciado pela proporção dos dois aditivos, uma vez que esse fluido apresentou viscosidade média e ângulo de contato semelhante ao fluido na presença de CMC em sua formulação. Assim, o fluido que apresentou os melhores resultados inibindo o inchamento do folhelho da Formação Calumbi foi o fluido formulado com goma xantana como aditivo viscosificante.

Ressalta-se que altas massas molares de CMC propiciam melhores resultados no controle das propriedades reológicas, de filtração e de inchamento de argilas. Já os polímeros usados em fluidos de perfuração a base de água podem agir como viscosificantes e auxiliar na formação de reboco e nos poros da formação. O CMC em conjunto com os polímeros age a fim de selar de forma mais eficiente as paredes do poço, sendo este efeito função da sua estrutura e massa molar. Os efeitos dos polímeros nas características do reboco e no volume de filtrado podem ser justificados pela sua incorporação no reboco e, mais especificamente, pelas suas interações com os sólidos e solutos presentes no fluido (Nóbrega & Amorim, 2015).

Por fim, após a determinação dos aditivos composicionais do fluido proposto (inibidor e viscosificante), foi analisado o comportamento do fluido em relação à formação. Após 72 horas, nenhuma reação de inchamento de rocha foi observada. Para caracterizar o melhor fluido produzido (fluido contendo goma xantana em sua formulação), foram determinadas as propriedades reológicas e a densidade desta amostra. O controle de pressão do poço depende do controle da densidade do fluido de perfuração. O peso do fluido é dimensionado de acordo com a profundidade e as pressões necessárias para equilibrar a pressão no poço, evitando erros. O peso necessário da coluna estabelece a densidade do fluido para qualquer caso específico (Annis & Smith, 1996).

Assim, a densidade do fluido foi obtida usando a relação peso por unidade de volume expressa (lb gal^{-1}). Dados experimentais para medições de densidade de fluido mostraram boa repetibilidade ($9,00 \pm 0,07 \text{ lb gal}^{-1}$). Esse valor está de acordo com os valores encontrados na literatura (Vale *et al.*, 2017; Petrobras N-2604, 1998).

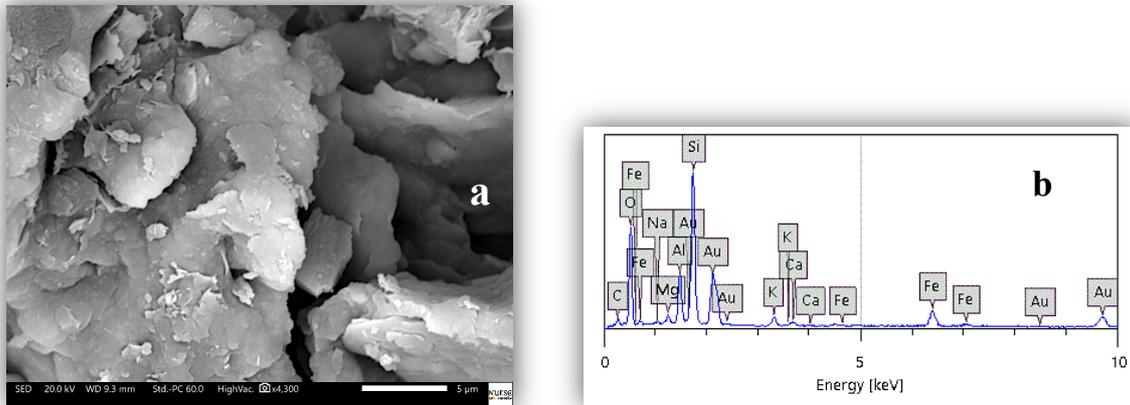
3.3. Caracterização por Microscopia Eletrônica de Varredura

A Figura 3a corresponde morfologia da amostra de folhelho empregando a técnica MEV. Os resultados mostraram que o folhelho possui uma estrutura laminar. A Figura 3b apresenta a análise EDS de um ponto aleatório selecionado da amostra. Este espectro revela a presença de diferentes minerais argilosos (silício, alumínio, ferro, magnésio, potássio). A presença predominante de silício revela material constituinte típico de rochas formadas em ambiente de sedimentação siliciclástica.



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

Figura 3. Amostra de folhelho da Formação Calumbi: (a) morfologia obtida através da técnica MEV; (b) composição química elementar (espectro EDS).



A idade geológica da formação Calumbi varia do cretáceo superior ao recente. Essa formação rochosa é composta principalmente por xistos, marlstones e turbiditos (Azambuja, 2020). De acordo com Qian *et al.* (2021), os elementos químicos ferro e alumínio ocorrem em formação do tipo marlstone, assim como àqueles revelados através do espectro EDS para a amostra investigada.

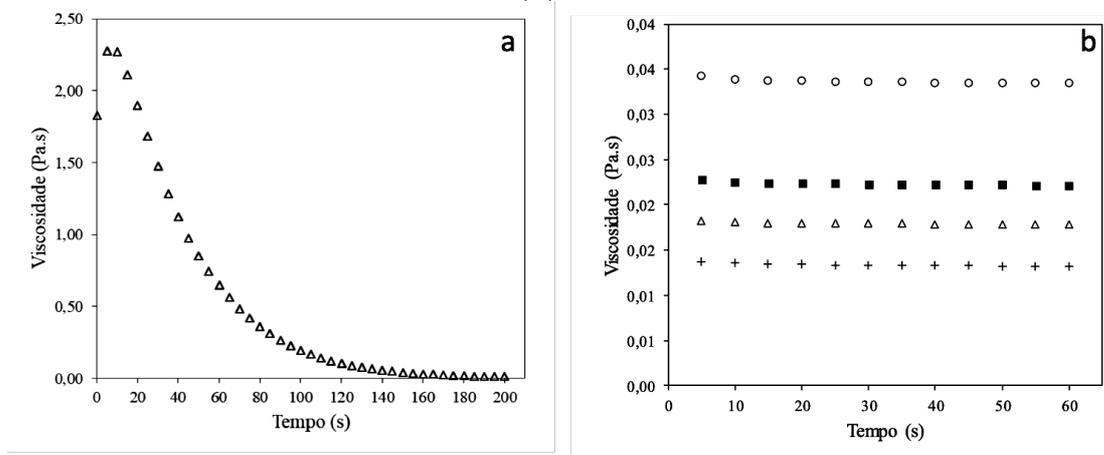
3.4. Aplicação do modelo matemático de Herschel-Bulkley para fluido não newtoniano

O estudo reológico é importante para verificar o comportamento dos fluidos. Sobre fluidos de perfuração, esta análise permite o conhecimento sobre sua estabilidade. A determinação contínua das propriedades reológicas em laboratórios é necessária para estimar o comportamento durante a aplicação. Os fluidos de perfuração são classificados como fluidos não newtonianos. O conceito de tixotropia está relacionado a uma força de cisalhamento que reduz a viscosidade ao longo do tempo, mas com posterior recuperação dessa propriedade quando o cisalhamento é interrompido (Kelessidis, Maglione, Tsamantaki, & Aspirtakis, 2006). A Figura 4a mostra o perfil de viscosidade do Fluido 1 usando a técnica de reometria rotacional. O comportamento deste fluido tem propriedades não newtonianas, uma vez que a viscosidade não possui uma relação linear com o tempo. Nesta curva (Figura 4a) observa-se a relação da viscosidade com o tempo (200 segundos). Essa viscosidade foi adquirida aplicando o fluido formulado a uma temperatura de 22 °C e taxa de cisalhamento variando de 0,1 a 1000 s⁻¹. Na Figura 4b mostra-se as medições de viscosidade realizadas ao longo do tempo (60 segundos) em rotações constantes (129, 258, 387, 774 s⁻¹).



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

Figura 4. Perfil da viscosidade em função do tempo (a) fluido formulado em temperatura de 22 °C e taxa de cisalhamento variando entre 0,1 e 1000 s⁻¹ e (b) fluido formulado em temperatura de 22 °C em diferentes taxas de cisalhamento: (○) 129 s⁻¹; (■) 258 s⁻¹; (△) 387 s⁻¹ e (+) 774 s⁻¹.



Foi observada uma tensão inicial, considerada como uma tensão mínima para que o escoamento ocorra (~ 20 s), seguido de uma queda ao longo do tempo. Neste caso, o tempo está relacionado a diferentes taxas de cisalhamento crescentes. É importante ressaltar que os fluidos de perfuração são exemplos de fluidos não newtonianos cujo comportamento pode variar desde fluidos nos quais a taxa de deformação é determinada unicamente pelo valor da tensão cisalhamento, fluidos cuja relação entre taxa de deformação e tensão de cisalhamento possui uma dependência temporal chamados de fluidos dependentes do tempo e/ou fluidos que apresentam um comportamento misto entre fluido viscoso e sólido elástico, ou seja, que sofrem efeitos de recuperação e relaxação elástica denominados de viscoelásticos (Deshpande *et al.*, 2010).

É possível observar também, de acordo com a Figura 4b, que a viscosidade praticamente não varia ao longo do tempo para uma dada taxa de cisalhamento. Isto significa que para este sistema, o tempo não tem influência na viscosidade. Além disso, também é possível analisar a influência da taxa de cisalhamento. Como esperado, o fluido apresentou maiores valores de viscosidade para testes realizados em condições de baixa taxa de cisalhamento. Isso se deve à força de gel presente no fluido, ou seja, em baixas taxas de rotação, o fluido tem uma força de gel maior que precisa ser superada para que ocorra uma diminuição da viscosidade e com isso o fluido começa a escoar.

A Tabela 3 apresenta os parâmetros do modelo Herschell-Bulkley obtidos a partir dos dados experimentais para o fluido de perfuração (Fluido 1). O parâmetro n está entre $0 < n < 1$, um valor característico de um fluido pseudoplástico. O índice de consistência (k) e a tensão de cisalhamento inicial (τ_0) foram obtidos e influenciam nos valores de viscosidade (Machado, 2002).

Tabela 3. Parâmetros obtidos com o modelo Herschell-Buckley para o fluido desenvolvido.

Parâmetros	Valores
n	0,595327
$K (Pa.s^n)$	0,176572
$\tau_0 (Pa)$	0,984011



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

“Trabalhos disponíveis na literatura têm focado na análise de fluidos não newtonianos, buscando descrever suas propriedades (Sengupta, 2019; Fiorot & Maciel, 2019). Dentro desta classe, as argilas são geralmente caracterizadas pelo modelo reológico viscoplástico não linear Herschel-Bulkley (Piau, 1996; Gianni, Fusi, & Farina, 2022). Neste modelo de fluido, o comportamento reológico é função da tensão de escoamento, sendo relevante a influência da viscosidade, do processo de estratificação e da anisotropia (Bentrad *et al.*, 2017). A tensão de escoamento também é chamada de tensão de corte mínima e, a partir dela, o fluido adquire mobilidade. Todavia, se esta tensão não for superada, o fluido se comporta como um corpo semirrígido (Ji & Zhu, 2019). Tal fato justifica o comportamento do fluido desenvolvido neste trabalho”. Na Tabela 4 é possível analisar os resultados de viscosidade plástica, viscosidade aparente, limite de escoamento e força gel para o fluido formulado (Fluido 1).

Tabela 4. Parâmetros reológicos obtidos com o fluido formulado e comparação com os valores da Norma Petrobras 2604.

Parâmetros	Valores	Especificações PETROBRAS N-2604
Viscosidade Plástica	4,60 cP	$\geq 4,0$ cP
Viscosidade Aparente	6,61 cP	$\geq 15,0$ cP
Limite de escoamento	13,30 lbf (100 ft ²) ⁻¹	$< 15 \times VP$
Força gel inicial	12,87 lbf (100 ft ²) ⁻¹	≥ 7 lbf (100 ft ²) ⁻¹
Força gel final	12,88 lbf (100 ft ²) ⁻¹	$10 < G_r < 15$ lbf (100 ft ²) ⁻¹

De acordo com as especificações, as propriedades reológicas devem obedecer a valores mínimos, mas os valores ideais dependem da aplicação do fluido sob certas condições de temperatura, pressão e taxa de cisalhamento. A viscosidade e a densidade do fluido dependem da profundidade da formação na qual ele será aplicado.

Observando os parâmetros reológicos da Tabela 4, nota-se que os resultados apresentados, exceto a viscosidade aparente, estão dentro dos limites estabelecidos pela norma Petrobras N-2604 (1998). Vale ressaltar que a viscosidade aparente de um fluido não newtoniano é, por definição, a viscosidade do fluido como se ele se comportasse como fluido newtoniano, sendo obtida juntando-se qualquer ponto da curva à origem em um reograma. Já a viscosidade plástica é uma medida do atrito resultante da colisão das partículas entre si, ou seja, a resistência interna do fluido ao escoamento, resultante da interação dos sólidos presentes (Vale *et al.*, 2017). É possível observar que o valor de 6,61 cP para a viscosidade aparente está abaixo do valor mínimo de 15 cP. A alternativa mais plausível para corrigir este valor é aumentar a concentração do agente viscosificante (goma xantana) atingindo valores maiores para a tensão de cisalhamento.

A Figura 5 mostra as curvas de tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento para diferentes temperaturas (22, 30, 40, 50, 60 °C) do fluido preparado. Através deste resultado é possível observar a concordância dos dados experimentais com os dados modelados. Vale ressaltar que a tensão de cisalhamento diminui com o aumento da temperatura. Fato que pode ser melhor analisado a partir dos resultados apresentados na Tabela 5.



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

Figura 5. Efeito da temperatura sobre a tensão de cisalhamento em diferentes temperaturas: (■) 22 °C; (○) 30 °C; (△) 40 °C, (+) 50 °C e (×) 60 °C. O modelo matemático de Herschell-Bulkley está representado com linha contínua.

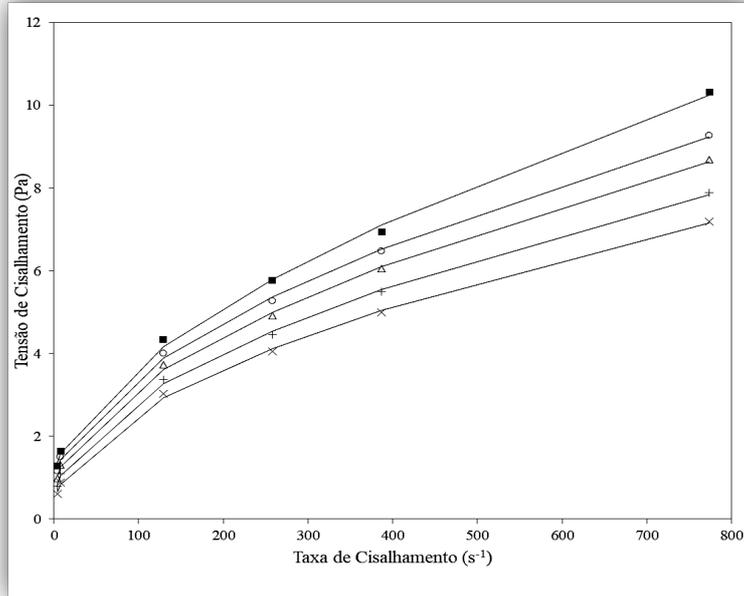


Tabela 5. Resultados dos parâmetros referentes ao fluido formulado avaliados em diferentes temperaturas.

Temperatura (°C)	N	K (Pa.s ⁿ)	τ_0 (Pa)	R ²
22	0,5953	0,1766	0,9840	0,9986
30	0,5594	0,2042	0,8007	0,9993
40	0,5502	0,2065	0,6173	0,9992
50	0,5344	0,2126	0,4127	0,9992
60	0,5235	0,2131	0,2198	0,9993

Analisando a Figura 5 e a Tabela 5, pode-se concluir que o limite de escoamento do fluido diminuiu com o aumento da temperatura. Isso se deve à diminuição do valor da tensão de cisalhamento e, conseqüentemente, da viscosidade a uma determinada temperatura. Esse comportamento também pode ser interpretado pelo índice de consistência. Já o índice de comportamento apresentou um valor entre $0 < n < 1$ para todas as temperaturas estudadas, sendo possível afirmar que as características pseudoplásticas do fluido são conservadas nas temperaturas investigadas.

4. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo a formulação e caracterização de um fluido de perfuração de base aquosa com aplicabilidade na Formação Calumbi. O uso combinado de KCl e polímero catiônico apresentou melhores resultados quanto à reatividade da rocha estudada. Observou-se que o fluido estudado possui características pseudoplásticas e os dados experimentais apresentaram um bom ajuste ao modelo Herschel-Bulkley. As propriedades reológicas analisadas estão dentro dos padrões estabelecidos para fluidos de perfuração. Além disso, o ângulo de contato e o tempo de espalhamento apontam para a compatibilidade do fluido em formações reativas. Este trabalho contribuiu para divulgar os estudos relacionados à Formação Calumbi.



5. REFERÊNCIAS

- Anderson, R. L., Ratcliffe, I., Greenwell, H. C., Williams, P. A., Cliffe, S., & Coveney, P. V. (2010). Clay swelling—a challenge in the oilfield. *Earth-Science Reviews*, 98(3-4), 201-216. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2009.11.003>
- Annis, M. R. & Smith, M. V. (1996). *Drilling Fluids Technology*. Exxon Company, United States.
- API RP, A. (2009). Recommended practice for field testing water-based drilling fluids. In *API Recommendation 13B-1, ISO 10414: 2001*.
- ASTM D 5890 (2002). American Society for Testing Materials. *Swell Index of Clay Mineral Component of Geosynthetic Clay Liners*.
- Azambuja Filho, N. C. (2020). *Guidebook to the rift-drift sergipe-alagoas basin*.
- Beg, M., Sharma, S., & Ojha, U. (2018). Effect of cationic copolyelectrolyte additives on drilling fluids for shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 161, 506-514. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.009>
- Bentrad, H., Esmael, A., Nouar, C., Lefevre, A., & Ait-Messaoudene, N. (2017). Energy growth in Hagen–Poiseuille flow of Herschel–Bulkley fluid. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 241, 43-59. <https://doi.org/10.1016/j.jnnfm.2017.01.007>
- Dak, M., Verma, R. C., & Sharma, G. P. (2006). Flow characteristics of juice of “Totapuri” mangoes. *Journal of Food Engineering*, 76(4), 557-561. <https://doi.org/10.1016/j.jfoodeng.2005.06.002>
- Deshpande A., Krishnan J. M., & Kumar, P. B. S. (2010). *Rheology of Complex Fluids*. Springer.
- Feijó, F. J. (1994). Bacias de Sergipe-Alagoas. *Boletim de Geociências da Petrobras*.
- Fiorot, G. H., & de Freitas Maciel, G. (2019). Free-surface laminar flow of a Herschel–Bulkley fluid over an inclined porous bed. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 272(7), 104164. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jnnfm.2019.104164>
- Fornasier, F. C., Campo, M., Djuric, A., & Obando, D. M. (2017, May). Designing environmentally conforming drilling fluids: Challenges and considerations in Latin America. In *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. OnePetro.
- Forsans, T., Durand, C., Onaisi, A., Audibert-Hayet, A., & Ruffet, C. (1995). Influence of Clays on Borehole Stability: a Literature Survey Part One: Occurrence of Drilling Problems. Physico-Chemical Description of Clays and of Their Interaction with Fluids. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 50(2), 187-218. <https://doi.org/10.2516/ogst.1995017>
- Gianni, R., Fusi, L., & Farina, A. (2022). Non stationary channel flow of a Herschel-Bulkley fluid. *Journal of Mathematical Analysis and Applications*, 510(1) 126002. <https://doi.org/10.1016/j.jmaa.2022.126002>
- Hollis, C., Vahrenkamp, V., Tull, S., Mookerjee, A., Taberner, C., & Huang, Y. (2010). Pore system characterisation in heterogeneous carbonates: An alternative approach to widely-used rock-typing methodologies. *Marine and Petroleum Geology*, 27(4), 772-793. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.12.002>
- Ji, G., & Zhu, J., (Eds.). (2020). *Computational Fluid Dynamics Simulations*. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.83278>



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

Kelessidis, V. C., Maglione, R., Tsamantaki, C., & Aspirtakis, Y. (2006). 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*, 53(3-4), 203-224. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.06.004>

Khodja, M., Khodja-Saber, M., Canselier, J. P., Cohaut, N., & Bergaya, F. (2010). Drilling fluid Technology: performances and environmental considerations. In: Fuerstner I (ed) Product and Services; From R&D to final solutions. Intechopen, Croatia, 228-255.

Ksiazek, M., Sobczak, N., Mikulowski, B., Radziwill, W., & Surowiak, I. (2002). Wetting and bonding strength in Al/Al₂O₃ system. *Materials Science and Engineering: A*, 324(1-2), 162-167. [https://doi.org/10.1016/S0921-5093\(01\)01305-3](https://doi.org/10.1016/S0921-5093(01)01305-3)

Lambourne, R., & Strivens, T. A. (Eds.). (1999). *Paint and surface coatings: theory and practice*. Elsevier.

Lucena, D. V., & Souto, C. M. R. A. (2016). Hidratação de Formações Reativas de Regiões Petrolíferas: Uma Breve Revisão. *RunPetro*, 4(2), 23-32. <https://repositorio.unp.br/index.php/runpetro/article/view/1291>

Lucena, D. V., Amorim, L. V., & Lira, H. L. (2016). Reactive analysis of shales from Recôncavo Baiano. *Cerâmica*, 62, 163-169. <https://doi.org/10.1590/0366-69132016623621976>

Machado, J. C. V. Reologia e escoamento de fluidos-ênfase na indústria de petróleo; 2º edição. *Editora Interciência*, 30-31.

Martins, R. M., & Bombard, A. J. F. (2012). Rheology of fresh cement paste with superplasticizer and nanosilica admixtures studied by response surface methodology. *Materials and structures*, 45(6), 905-921. <https://doi.org/10.1617/s11527-011-9807-9>

Montilva, J. C., Van Oort, E., Brahim, R., Quintero, L., Dye, W., McDonald, M., ... & Luzardo, J. P. (2007, November). Using a low-salinity high-performance water-based drilling fluid for improved drilling performance in Lake Maracaibo. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro.

Nascimento, R. C. A. de M., Amorim, L. V., Lira, D. S., & Lira, H. L. (2010). O fenômeno de prisão diferencial: Uma revisão da literatura. *Revista Eletrônica de Materiais e Processos*, 5(2) 76-87. <http://www2.ufcg.edu.br/revista-remap/index.php/REMAP/article/viewFile/188/319>

Niu, M., Wang, S., Han, X., & Jiang, X. (2013). Yield and characteristics of shale oil from the retorting of oil shale and fine oil-shale ash mixtures. *Applied Energy*, 111, 234-239. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.04.089>

Nóbrega, K. C., & Amorim, L. V. (2015). Influence of the Molar Mass of CMC in the Rheological Behavior and of Filtration of Clay Suspensions. *Cerâmica*, 61, 399-408. <https://doi.org/10.1590/0366-69132015613601904>

Petrobrás. (1998). Ensaio de viscosificante para fluido de perfuração base de água na exploração e produção de petróleo. *Método*, (2604).

Petrobras. (2009). Argila aditivada para fluido de perfuração a base de água na exploração e produção de petróleo. *Método* (2605).

Piau, J. M. (1996). Flow of a yield stress fluid in a long domain. Application to flow on an inclined plane. *Journal of Rheology*, 40(4), 711-723. <https://doi.org/10.1122/1.550794>



Citação (APA): Felisardo, R. J. A., Silva, G. M., Lourenço, E. dos S., Miranda, C. S. A., Figueiredo, J. C. de Filho, & Serpa, F. S. (2022). Avaliação da influência de aditivos em fluido de perfuração a base de água com aplicabilidade em folhelhos da Formação Calumbi. *Brazilian Journal of Production Engineering*, 8(3), 91-108.

Qian, P., Guang, H., Xihua, Z., Cong, C., Zhaolong, G., Shujiao, S., ... & Jie, Y. (2021). Organic geochemistry, sedimentary environment, and organic matter enrichment of limestone-marlstone rhythms in the middle Permian northern Sichuan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 134, 105306. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105306>

Queiroz Neto, J. C., Biscaia Jr, E. C., & Petri, D. F. (2007). Adsorption behavior of polymer-based drilling fluids on SiO₂. *Química Nova*, 30, 909-915. <https://doi.org/10.1590/S0100-40422007000400028>

Sengupta, S., & De, S. (2019). Couette–Poiseuille flow of a Bingham fluid through a channel overlying a porous layer. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 265, 28-40. <https://doi.org/10.1016/j.jnnfm.2019.01.002>

She, H., Hu, Z., Qu, Z., Zhang, Y., & Guo, H. (2019). Determination of the hydration damage instability period in a shale borehole wall and its application to a Fuling shale gas reservoir in China. *Geofluids*, 1-17. <https://doi.org/10.1155/2019/3016563>

Silva, I. A., Silva, D. S., Buriti, B. M. A. B., Menezes, R. R., Neves, G. A., & Ferreira, H. C. (2019). Influence of Ca²⁺ in the rheological properties and filtration of bentonitic clay dispersions in aqueous drilling fluids. *Cerâmica*, 65, 216-221. <http://dx.doi.org/10.1590/0366-69132019653742619>

Silva, I. A., de Sousa, F. K. A., Menezes, R. R., Ferreira, H. S., Neves, G. D. A., & Ferreira, H. C. (2018). Influence of lithium (Li⁺), sodium (Na⁺) and potassium (K⁺) on the rheology of Brazilian bentonites for use in water-based drilling fluids. *Cerâmica*, 64, 109-119. <http://dx.doi.org/10.1590/0366-69132018643692267>

Thomas, J. E., Triggia, A. A., Correia, C. A., Verotto Filho, C., Xavier, J., & Machado, J. (2004). Fundamentos de Engenharia de Petróleo. ed. *Interciência: Petrobrás, Rio de Janeiro, Brasil*.

Vale, M. M., Curbelo, F. D. S., Braga, G. S., & Garnica, A. I. C. (2017). Estudo do comportamento reológico de fluidos de perfuração base água: efeito da concentração de NaCl. *HOLOS*, 1(33), 214-228. <https://doi.org/10.15628/holos.2017.5162>

Van Oort, E. (2003). On the physical and chemical stability of shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 38(3-4), 213-235. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00034-2](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00034-2)

Vidal, E. L. F., Felix, T. F., Garcia, R. B., Costa, M., & Girão, J. H. S. (2007, October). Aplicação de novos polímeros catiônicos como inibidores de argila em fluidos de perfuração à base de água. In *Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. Anais do 4º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás* (pp. 21-24).

Warr, L. & Berger, J. (2007). Hydration of bentonite in natural waters: Application of “confined volume” wet-cell X-ray diffractometry. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*, 32(1-7), 247-258. <https://doi.org/10.1016/j.pce.2006.02.048>

Yuan, Y. & Lee, T. R. (2013). Contact angle and wetting properties. In *Surface science techniques* (pp. 3-34). Springer, Berlin, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-34243-1_1

