

IX International Congress of Management and Technology

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO REOLÓGICO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO COMPOSTOS POR MISTURA DE ARGILAS NATURAIS CHOCOLATE E CHOCOBOFE MODIFICADAS COM CARBONATO DE SÓDIO E VISCOSIFICANTES POLIMÉRICOS

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN COMPUESTOS POR MEZCLA DE ARCILLAS NATURALES CHOCOLATE Y CHOCOBOFE MODIFICADAS CON CARBONATO DE SODIO Y VISCOSIFICANTES POLIMÉRICOS

RHEOLOGICAL BEHAVIOR ANALYSIS OF DRILLING FLUIDS COMPOSED OF NATURAL CLAY MIXTURES (CHOCOLATE AND CHOCOBOFE) MODIFIED WITH SODIUM CARBONATE AND POLYMERIC VISCOSIFIERS

Presentation: Oral Communication

Jayslla Leticia dos Santos Silva¹, Mariana Isabella Brito Cajá², Sophia Barbosa Silva³, Luis Gustavo Rodrigues da Silva⁴, Danielly Vieira de Lucena Rocha Souto⁵

DOI :<https://doi.org/10.31692/2596-0857.IXCOINTERPDVGT.0188>

RESUMO

Os fluidos à base de água ou aquosos são definidos de acordo com a natureza da água e os aditivos químicos empregados no seu preparo. Estes fluidos são os mais utilizados no setor de perfuração de poços de petróleo, devido ao seu baixo custo e por ocasionarem menores danos ao meio ambiente. Nos fluidos hidroargilosos são tradicionalmente utilizadas argilas do tipo bentonítica, com a finalidade de obter as características necessárias para o bom desempenho na atividade de perfuração, já que este tipo de argila promove a melhoria das propriedades e funções do fluido, como: limpeza do poço, formação de uma película fina e de baixa permeabilidade (reboco), estabilização das paredes do poço, lubrificação e resfriamento da broca, além de ser um fluido de perfuração e baixo custo. Os depósitos de bentonita da Paraíba, principalmente da região de Boa Vista, constituem-se em um dos mais importantes do país. Contudo, devido à incessante exploração deste material, boa parte das argilas encontradas nesses depósitos passou a apresentar o esgotamento das melhores reservas destinadas a esta finalidade. Assim, em virtude da magnitude das operações de perfuração de poços de petróleo e da demanda por opções que solucionem a problemática relativa ao desempenho reológico dos fluidos hidroargilosos, torna-se indispensável promover a aditivação polimérica como alternativa para adequar o desempenho de suas propriedades e a qualidade da formulação do fluido de perfuração, para garantir, assim, o sucesso da operação de perfuração de poços de petróleo. Assim, o objetivo do trabalho é analisar a eficiência do uso de uma argila de origem paraibana que não é tipicamente utilizada em fluidos de perfuração de poços

1 Discente do curso técnico de petróleo e gás, IFPB, Campus Campina Grande, jayslla.leticia@academico.ifpb.edu.br.

2 Discente do curso técnico de petróleo e gás, IFPB, Campus Campina Grande, mariana.caja@academico.ifpb.edu.br.

3 Discente do curso técnico de petróleo e gás, IFPB, Campus Campina Grande, sophia.barbosa@academico.ifpb.edu.br.

4 Discente do curso técnico de petróleo e gás, IFPB, Campus Campina Grande, rodrigues.luis@academico.ifpb.edu.br.

5 Docente do curso técnico de petróleo e gás, IFPB, Campus Campina Grande, danielly.lucena@ifpb.edu.br.

de petróleo e avaliar a influência de aditivos poliméricos na melhoria das propriedades das lamas de perfuração. A partir das leituras obtidas nas velocidades L600, L300, L200, L6 e L3 do viscosímetro da marca FANN 35A foi realizada a avaliação do desempenho reológico da argila estudada a partir das curvas de fluxo e da determinação das propriedades reológicas das amostras. Como resultados obtivemos que todas as amostras apresentaram comportamento pseudoplástico, todas as formulações propostas apresentaram valores de VA e VP de acordo com a norma da Petrobras, contudo apenas as amostras F1 e F3 apresentaram limite de escoamento (LE) dentro do esperado, deste modo foi possível obter formulações de fluidos de perfuração com ótimo desempenho reológico para aplicação em perfurações de poços de petróleo com a argila proposta pelo estudo.

Palavras-Chave: fluidos de perfuração, reologia, argila bentonita, viscosificante.

RESUMEN

Los fluidos de perforación a base de agua o acuosos se definen de acuerdo con la naturaleza del agua y los aditivos químicos empleados en su preparación. Estos fluidos son los más utilizados en el sector de perforación de pozos petroleros, debido a su bajo costo y al menor impacto ambiental que ocasionan. En los fluidos hidroargilosos se emplean tradicionalmente arcillas del tipo bentonítico, con el objetivo de obtener las características necesarias para un buen desempeño en la actividad de perforación, ya que este tipo de arcilla mejora las propiedades y funciones del fluido, tales como: limpieza del pozo, formación de un revoque delgado y de baja permeabilidad, estabilización de las paredes del pozo, lubricación y enfriamiento de la broca, además de ser un fluido de perforación de bajo costo. Los depósitos de bentonita de Paraíba, principalmente de la región de Boa Vista, se constituyen en unos de los más importantes del país. Sin embargo, debido a la constante explotación de este material, gran parte de las arcillas encontradas en estos depósitos han presentado el agotamiento de las mejores reservas destinadas a este fin. Así, en virtud de la magnitud de las operaciones de perforación de pozos petroleros y de la demanda por opciones que solucionen la problemática relacionada con el desempeño reológico de los fluidos hidroargilosos, resulta indispensable promover la aditivación polimérica como alternativa para adecuar el desempeño de sus propiedades y la calidad de la formulación del fluido de perforación, garantizando así el éxito de la operación de perforación de pozos de petróleo. Por lo tanto, el objetivo de este trabajo es analizar la eficiencia del uso de una arcilla de origen paraibano que no es típicamente utilizada en fluidos de perforación de pozos petroleros y evaluar la influencia de aditivos poliméricos en la mejora de las propiedades de los lodos de perforación. A partir de las lecturas obtenidas a las velocidades L600, L300, L200, L6 y L3 del viscosímetro marca FANN 35A, se realizó la evaluación del desempeño reológico de la arcilla estudiada a partir de las curvas de flujo y de la determinación de las propiedades reológicas de las muestras. Como resultados, se observó que todas las muestras presentaron comportamiento pseudoplástico; todas las formulaciones propuestas presentaron valores de VA y VP de acuerdo con la norma de Petrobras. No obstante, solo las muestras F1 y F3 presentaron límite de flujo (LE) dentro de lo esperado. De este modo, fue posible obtener formulaciones de fluidos de perforación con un excelente desempeño reológico para aplicación en perforaciones de pozos petroleros con la arcilla propuesta en el estudio.

Palabras Clave: Fluidos de Perforación, Reología, Arcilla Bentonita, Viscosificante.

ABSTRACT

Water-based or aqueous drilling fluids are defined according to the nature of the water and the chemical additives employed in their preparation. These fluids are the most widely used in the oil well drilling sector, due to their low cost and reduced environmental impact. In clay-based drilling fluids, bentonite-type clays are traditionally used to obtain the necessary characteristics for satisfactory drilling performance, since this type of clay enhances the properties and functions of the fluid, such as: wellbore cleaning, formation of a thin and low-permeability filter cake, stabilization of wellbore walls, lubrication and cooling of the drill bit, in addition to being a low-cost drilling fluid. The bentonite deposits in Paraíba, mainly in the Boa Vista region, are among the most important in the country. However, due to the constant exploitation of this material, much of the clays from these deposits have shown depletion of the best reserves for this purpose. Thus, given the magnitude of oil well drilling operations and the demand for alternatives to address the challenges related to the rheological performance of clay-based fluids, it is essential to promote polymeric additives as a strategy to improve the performance of their properties and the quality of drilling fluid formulations, thereby ensuring the success of drilling

operations. Therefore, the aim of this study is to analyze the efficiency of a clay of Paraíba origin that is not typically used in drilling fluids and to evaluate the influence of polymeric additives on the improvement of drilling mud properties. Based on readings obtained at speeds L600, L300, L200, L6, and L3 using the FANN 35A viscometer, the rheological performance of the studied clay was evaluated through flow curves and the determination of rheological properties of the samples. As results, all samples exhibited pseudoplastic behavior; all proposed formulations showed PV and YP values in accordance with Petrobras standards. However, only samples F1 and F3 presented yield point (YP) values within the expected range. In this way, it was possible to obtain drilling fluid formulations with excellent rheological performance for oil well drilling applications using the clay proposed in this study.

Keywords: drilling fluids, rheology, bentonite clay, viscosifier.

INTRODUÇÃO

Nos fluidos hidroargilosos são tradicionalmente utilizadas argilas do tipo bentonítica, com a finalidade de obter as características necessárias para o bom desempenho na atividade de perfuração, já que este tipo de argila promove a melhoria das propriedades e funções do fluido, como: limpeza do poço, formação de uma película fina e de baixa permeabilidade (reboco), estabilização das paredes do poço, lubrificação e resfriamento da broca, além de ser um fluido de perfuração e baixo custo (LUCENA *et al*, 2014).

Os depósitos de bentonita da Paraíba, principalmente da região de Boa Vista, constituem-se em um dos mais importantes do país. Contudo, devido à incessante exploração deste material, boa parte das argilas encontradas nesses depósitos passou a não exibir os parâmetros exigidos pela PETROBRAS apresentando comportamento reológico pouco satisfatório, com viscosidades aparente e plástica dentro da faixa estabelecida pela norma.

Assim, em virtude da magnitude das operações de perfuração de poços de petróleo e da demanda por opções que solucionem a problemática relativa ao desempenho reológico dos fluidos hidroargilosos, torna-se indispensável promover a aditivação polimérica como alternativa para adequar o desempenho de suas propriedades e a qualidade da formulação do fluido de perfuração, para garantir, assim, o sucesso da operação de perfuração de poços de petróleo.

Os fluidos de perfuração devem ser cuidadosamente formulados com aditivos que garantam propriedades físico-químicas adequadas e que sejam capazes de exercer pressão hidrostática sobre as formações permeáveis, evitando, de modo efetivo a invasão de fluidos da formação para o interior do poço durante as operações de perfuração, impedindo assim intercorrência se acidentes, além de prejuízo ao meio ambiente (NÓBREGA, 2015).

Além da argila bentonítica, devem ser empregados na composição dos fluidos argilosos, aditivos químicos com o objetivo de melhorar ou controlar suas propriedades reológicas, lubricidade e de filtração (BORGES *et al*, 2009). Sabendo disto, é facilmente perceptível que a

principal razão para utilização de compostos poliméricos é a possibilidade de combinar as propriedades de matérias primas com concentrações e características diferentes, visando obter um produto com propriedades adequadas, ou seja, usufruir os benefícios da mistura de polímeros, obtendo um composto que possibilite, por exemplo, o aumento das viscosidades aparente e plástica e a diminuição do volume de filtrado, boa lubricidade, estabilidade térmica e baixa toxicidade.

Para compor os fluidos de perfuração os polímeros devem apresentar alta viscosidade em baixas concentrações, comportamento pseudoplástico e viscosidade estável em meio a variações de salinidade, temperatura e condições alcalinas. A goma xantana se trata de um aditivo altamente pseudoplástico, ou seja, a viscosidade diminui com o aumento da taxa de deformação. No entanto, recuperam rapidamente a viscosidade na remoção da tensão de cisalhamento (BORGES, 2009).

Assim, o objetivo do trabalho é analisar a eficiência do uso de uma argila de origem paraibana (composta por uma mistura de argilas naturais chocolate e chocobofo modificadas com carbonato de sódio) que não é tipicamente utilizada em fluidos de perfuração de poços de petróleo e avaliar a influência de aditivos poliméricos na melhoria das propriedades das lamas de perfuração.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Argilas bentoníticas

As argilas são minerais naturais de estrutura cristalina laminar, compostas principalmente por silicatos hidratados de alumínio, contendo ainda ferro, magnésio, potássio e cálcio em sua composição. Formam-se ao longo de milhões de anos pela decomposição de rochas e minerais, estando amplamente distribuídas em diversas regiões do planeta (SOUZA SANTOS, 1989).

Dentro deste grupo, destacam-se as argilas bentoníticas, pertencentes à classe das esmectitas, conhecidas pela versatilidade e pela ampla gama de aplicações industriais. A bentonita é composta predominantemente pelo argilomineral montmorillonita, que pode ser encontrada em suas variedades cálcica e sódica, definidas conforme o cátion trocável presente em sua estrutura (LUZ; OLIVEIRA, 2008). Sua primeira identificação em depósitos comerciais ocorreu nos Estados Unidos, o que originou a denominação "bentonita" (DARLEY; GRAY, 1988).

Dentre as propriedades mais importantes, a bentonita apresenta alta capacidade de expansão e formação de géis tixotrópicos, além de plasticidade e capacidade de absorção, que permitem sua aplicação em diferentes setores industriais (ROSS; SHANNON, 1926; DENNIS

et al., 2001). Esse comportamento está relacionado à sua estrutura laminar e elevada área superficial específica, que possibilita a troca iônica e interação com moléculas de água (SOUZA SANTOS, 1992).

As aplicações da bentonita são diversificadas: indústria de fundição, cosméticos, agricultura e, especialmente, a indústria de petróleo e gás. Nesta última, a bentonita é um dos principais componentes de fluidos de perfuração aquosos, conferindo propriedades reológicas que permitem estabilizar paredes do poço, suspender e transportar cascalhos, além de resfriar a broca (LUZ; OLIVEIRA, 2008).

Entretanto, as bentonitas apresentam limitações relacionadas à sensibilidade a altas temperaturas, que podem comprometer sua capacidade de expansão e absorção, além da contaminação por minerais indesejados que reduzem seu desempenho (EUGÊNIO, 2019). Em função disso, diversas pesquisas vêm propondo modificações físicas e químicas para otimizar seu uso em fluidos de perfuração, como purificação, tratamento com líquidos iônicos, incorporação de polímeros e surfactantes (MENG *et al.*, 2014; ZHUANG *et al.*, 2016; LUO *et al.*, 2017, Hass *et al.* (2020)).

No campo da perfuração, Vipulanandan e Mohammed (2020) verificaram que o teor de bentonita influencia diretamente as perdas de fluido e a formação da torta de filtro. Observou-se que o aumento da concentração de bentonita reduziu a porosidade do filtrado e aumentou a espessura da torta, demonstrando sua importância no controle de propriedades reológicas em fluidos de perfuração.

Dessa forma, a literatura evidencia que as argilas bentoníticas são fundamentais na formulação de fluidos de perfuração aquosos, embora apresentem limitações naturais que podem ser mitigadas por técnicas de beneficiamento e modificações químicas. A pesquisa contínua nesse campo busca equilibrar desempenho técnico, viabilidade econômica e sustentabilidade ambiental.

Fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração desempenham papel essencial na perfuração de poços de petróleo e gás, sendo responsáveis por diversas funções que garantem a eficiência e a segurança da operação. Segundo a American Petroleum Institute (API), tais fluidos são definidos como substâncias utilizadas em perfurações rotativas, com a finalidade de desempenhar funções específicas durante a operação de perfuração (API, 2011).

Atualmente, os fluidos de base aquosa correspondem a cerca de 80% das operações de perfuração em todo o mundo, principalmente devido ao baixo custo, facilidade de preparo, menor impacto ambiental, maior potencial de reciclagem e melhor desempenho em perfilagem de poços (Werner *et al.*, 2015; Aftab *et al.*, 2017; Ahmad *et al.*, 2020; Hamad *et al.*, 2020). Esses sistemas podem ser formulados a partir de água doce ou salmouras de diferentes concentrações, sendo adicionados sólidos como argilas e coloides para ajustar propriedades reológicas, além de minerais pesados, como a barita, para controle da densidade (Caenn, Darley *et al.*, 2011).

Os fluidos de perfuração são caracterizados como misturas complexas que podem conter líquidos, sólidos, aditivos químicos e até gases, variando conforme as condições de operação. Sob a ótica química, podem se apresentar na forma de dispersão coloidal ou emulsão, dependendo da temperatura (Thomas *et al.*, 2001). Souza Santos (1992) complementa que tais fluidos consistem em uma fase líquida tratada quimicamente para atender às exigências do processo de perfuração.

No que se refere às características desejáveis, Thomas *et al.* (2001) destacam a necessidade de estabilidade química, capacidade de manter sólidos em suspensão, baixa corrosividade, viabilidade econômica e mínima agressão ao meio ambiente. Além disso, devem permitir a separação eficiente dos cascalhos, serem bombeáveis e possibilitar a aplicação de tratamentos químicos.

As funções principais dos fluidos incluem lubrificação e resfriamento da broca e da coluna de perfuração, remoção de cascalhos, estabilidade do poço, formação de reboco de baixa permeabilidade, prevenção do inchamento de argilas hidratáveis e controle de influxos de fluidos de formação (Caenn *et al.*, 2014).

Quanto à classificação, os fluidos de perfuração podem ser agrupados conforme a fase contínua predominante: base água, base óleo ou base gás. Os de base água são os mais utilizados, especialmente em função do menor custo e da adequação ambiental (Caenn *et al.*, 2014).

Contudo, em situações de alta pressão e temperatura (HPHT) ou formações geológicas específicas, os fluidos de base óleo se tornam necessários, oferecendo vantagens como maior lubrificidade, estabilidade em folhelhos reativos e melhor controle do volume de filtrado (Bland *et al.*, 2002; Bybee, 2004; Strachan & Kingston, 2012).

Por outro lado, os fluidos oleosos apresentam desvantagens significativas, como maior custo, risco ambiental elevado, menor viabilidade de descarte e dificuldades operacionais, como a detecção de gás dissolvido (Nunes *et al.*, 2014; Balaban *et al.*, 2015). Por isso, apesar de suas aplicações em condições severas, a indústria busca constantemente alternativas sustentáveis,

consolidando os fluidos aquosos como a principal opção em cenários convencionais de perfuração (MARQUES, 2014).

***Aditivação de fluidos de perfuração- viscosificantes**

A escolha do polímero a ser utilizado como aditivo em fluidos de perfuração está diretamente relacionada às suas características específicas, como estrutura química, tamanho da cadeia polimérica e propriedades desejadas do fluido em campo (BARBOSA, 2004). Como ressaltado por Guimarães (2008), fatores como profundidade, pressão, temperatura e interação com a formação rochosa do poço exercem influência significativa sobre o desempenho dos fluidos, sendo necessário considerar tais condições na seleção dos aditivos.

Dentre os polímeros mais empregados na indústria do petróleo, destacam-se a carboximetilcelulose (CMC), a goma xantana (GX) e a poliacrilamida (PAC). A CMC é o aditivo polimérico mais comum, atuando tanto como viscosificante quanto como redutor de filtrado (LUCENA e LIRA, 2014). A GX apresenta elevada viscosidade e alta pseudoplasticidade, mesmo em baixas concentrações, o que a torna especialmente eficiente como agente viscosificante (ARAÚJO, 2005). Já a PAC, por possuir alto peso molecular, funciona como modificador reológico robusto, aumentando a viscosidade proporcionalmente à sua carga iônica e estrutura molecular (SANTOS, 2014).

Além desses polímeros, a bentonita também é utilizada como viscosificante natural. Contudo, suas propriedades podem ser otimizadas pela adição de polímeros, visto que argilas bentoníticas de qualidade inferior, como as de Boa Vista–PB, podem alcançar desempenho mais adequado após modificação polimérica (FÉLIX, 2007).

A aditivação dos fluidos pode ocorrer tanto na fase de preparação nos tanques de lama quanto durante a própria operação de perfuração, quando há necessidade de ajuste das propriedades (MORIYAMA, 2010). Nesse contexto, a CMC destaca-se pelo baixo custo e ampla disponibilidade, porém exige maiores concentrações para atingir efeitos satisfatórios. Já a poliacrilamida parcialmente hidrolisada (PHPA) apresenta múltiplas funções, atuando como viscosificante, lubrificante, inibidor e encapsulador de argilas hidratáveis, embora não forme reboco eficiente, o que pode favorecer a invasão de sólidos na formação (SANTOS, 2014).

A utilização de compostos poliméricos também permite a combinação de propriedades de diferentes matérias-primas, possibilitando o aumento da viscosidade aparente e plástica, bem como a redução do volume de filtrado. Essa sinergia é especialmente importante em condições operacionais mais severas, como alta pressão e alta temperatura (HPHT), em que as propriedades reológicas podem sofrer degradação significativa (MORIYAMA, 2010).

De forma geral, o controle reológico dos fluidos de perfuração por meio de aditivos viscosificantes é essencial para garantir eficiência nas operações, contribuindo para a remoção de cascalhos, estabilidade do poço, prevenção de influxo e redução de perdas por circulação (FÉLIX, 2007). Assim, o estudo e a aplicação de polímeros como viscosificantes seguem sendo um campo de grande relevância na engenharia de perfuração.

METODOLOGIA

Delineamento de Misturas

Foram estudadas amostras de argilas bentoníticas industrializadas, composta por uma mistura de dois tipos de argilas cálcicas naturais, a chocolate-50% e a chocobofo-50%, que se tornaram sódicas por meio de ativação com carbonato de sódio, a argila é proveniente de jazidas de regiões paraibanas, gentilmente cedida pela empresa Bentonisa, as composições foram formuladas de acordo com a metodologia de planejamento experimental fatorial de 2^3 , totalizando 8 experimentos. Para o preparo dos fluidos foram utilizados além da argila também o aditivo viscosificante, sendo um de alta viscosidade e um de baixa viscosidade, para conferir melhor viscosidade ao fluido. A Tabela 1 indica a composição das formulações de fluidos de perfuração desenvolvidas.

Tabela 1: Tabela de composição das formulações de fluidos de perfuração desenvolvidas.

Composições	Argila (g)	VISCOSIFICANTE DE ALTA-SV(g)	VISCOSIFICANTE DE BAIXA-GG (g)
F1	8,5g	0,1	0,1
F2	17g	0,1	0,1
F3	8,5g	0,2	0,1
F4	17g	0,2	0,1
F5	8,5g	0,1	0,2
F6	17g	0,1	0,2
F7	8,5g	0,2	0,2
F8	17g	0,2	0,2

Fonte: Própria (2025)

Preparo das composições de fluidos hidroargilosos

Os fluidos de perfuração hidroargilosos foram preparados segundo a norma N-2605 (Petrobras, 1998). Para preparação dos fluidos de perfuração hidroargilosos, as argilas foram adicionadas nas concentrações definidas na Tabela 1, sob agitação constante a uma velocidade de 13.000 rpm em agitador Hamilton Beach, modelo 936. Após adição da argila, a velocidade do agitador foi aumentada para 17.000 rpm, permanecendo por 20 minutos sob agitação.

Estudo reológico

Para determinação das propriedades reológicas, os fluidos hidroargilosos desenvolvidos foram agitados durante 5 minutos em agitador mecânico Hamilton Beach modelo 936, na velocidade de 17.000rpm. Após a agitação, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35^a, com combinação R1 B1 e mola de torção F1, sendo R1 o raio do cilindro externo e B1 o raio do cilindro interno do viscosímetro com valores de 1,8415cm e 1,7245cm, respectivamente. F1 é a constante da mola com valor igual a 1.

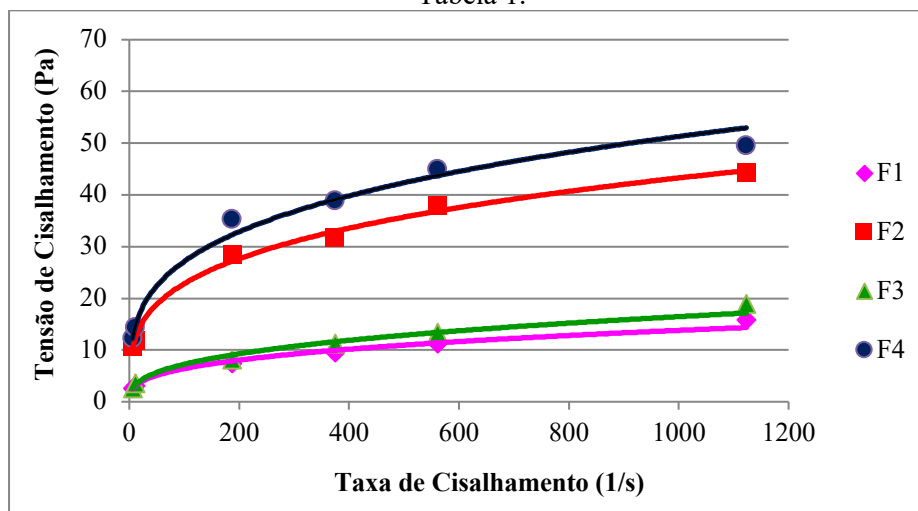
Neste equipamento, seis valores de torque foram lidos com taxas de cisalhamento variando de 5,1 a 1022s⁻¹. O equipamento foi acionado na velocidade de 600rpm durante 2min e realizada a leitura. Em seguida, mudou-se a velocidade para 300rpm e efetuou-se a leitura após 15s. Logo após, alterou-se a velocidade para 200rpm e esperou-se estabilizar para efetuar a leitura. O mesmo procedimento foi realizado para as velocidades de 100rpm, 6rpm e 3rpm. Com os dados de leitura e após tratamento matemático, as curvas de fluxo (tensão de cisalhamento x taxa de cisalhamento) dos fluidos estudados foram traçadas.

A viscosidade aparente (VA) é dada pelo valor obtido na leitura a 600rpm dividido por 2, dada em cP, e a viscosidade plástica (VP) é a diferença das leituras obtidas a 600 rpm e a 300rpm, dada também em cP de acordo com a norma 13 B-1 da API (2003). O limite de escoamento é a diferença entre a viscosidade plástica e a leitura em 300 rpm, dada por N/m². Os ensaios foram realizados à temperatura ambiente.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

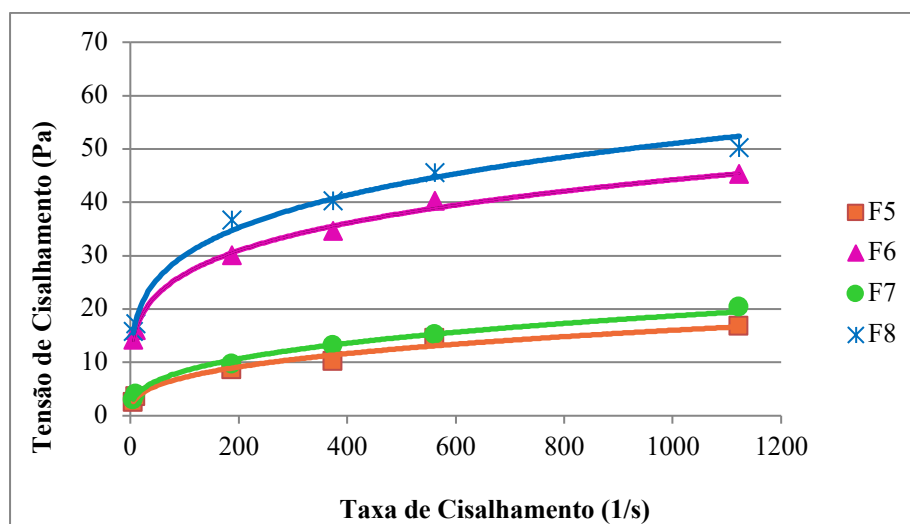
Nas Figuras 01 e 02 estão apresentadas as curvas de fluxo dos fluidos de perfuração preparados com as formulações mostradas na Tabela 1.

Figura 01: Curvas de fluxo dos fluidos preparados com as formulações F1, F2, F3 e F4 propostas na Tabela 1.



Fonte: Própria (2025).

Figura 02: Curvas de fluxo dos fluidos preparados com as formulações F5, F6, F7 e F8 propostas na Tabela 1.



Fonte: Própria (2025).

Por meio das curvas de fluxo, foi observado que todos os fluidos apresentaram comportamento pseudoplástico. Este tipo de comportamento pode ser causado por diversos fatores, dentre os quais: as características físicas das partículas, como sua área superficial, formato e dimensões; o tipo de interação entre as partículas (atração ou repulsão); e a concentração, massa molar de moléculas de dispersantes presentes no meio líquido. A presença de aglomerados relativamente fracos na suspensão, originados pela atuação de forças de interação atrativas entre partículas, pode ser considerada a principal causa do fenômeno de pseudoplasticidade (PANDOLFELLI, 2000).

A variação das concentrações dos aditivos e a presença dos inibidores nas formulações estudadas, não apresentaram influências no comportamento reológico dos fluidos. Como já mencionado, todos os fluidos apresentaram comportamento de fluidos pseudoplásticos.

As equações das curvas e os coeficientes de determinação (R^2) dos fluidos desenvolvidos estão apresentados na Tabela 2.

O coeficiente de determinação (R^2) de todos os fluidos foi da ordem de 0,99, valor muito próximo de 1, o que representa uma ótima correlação dos dados experimentais com o modelo matemático proposto (modelo da potência).

Tabela 02: Parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos preparados a partir das composições descritas na Tabela 1.

Fluidos	Equação	R^2
F1	$y = 1,3757x^{0,3338}$	0,9829
F2	$y = 6,3553x^{0,2777}$	0,9951
F3	$y = 1,4043x^{0,3563}$	0,9832
F4	$y = 7,5862x^{0,2767}$	0,9834
F5	$y = 1,4467x^{0,3481}$	0,9786
F6	$y = 9,5502x^{0,2219}$	0,9964
F7	$y = 1,6924x^{0,3478}$	0,9947
F8	$y = 10,414x^{0,23}$	0,9904

Fonte: Própria (2025).

A Figura 03 apresenta os valores de viscosidade aparente (VA) obtidos para as formulações F1 a F8. Observa-se uma variação significativa indicando a influência direta da composição e do tipo de aditivo empregado na reologia dos fluidos de perfuração. As formulações F2 (43,5 cP), F4 (48,5 cP), F6 (44,5 cP) e F8 (49,25 cP) apresentaram valores expressivamente mais elevados de VA em relação às demais, demonstrando maior capacidade de aumentar a resistência ao escoamento. Esse comportamento pode estar associado à maior concentração de argila nestas composições, já que ela atua como densificante.

A presença de maior concentração de polímeros viscosificantes de cadeias longas promovem alta pseudoplasticidade e incremento da viscosidade, este comportamento pode ser observado nos fluidos F4 e F8 que apresentavam maior concentração de viscosificantes de maior cadeia e consequentemente maiores valores de VA (SANTOS, 2014).

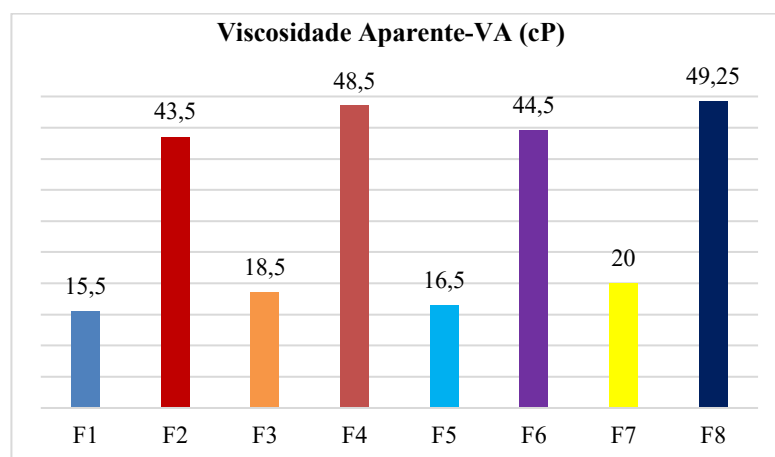
Em contrapartida, as formulações F1 (15,5 cP), F3 (18,5 cP), F5 (16,5 cP) e F7 (20 cP) apresentaram valores relativamente baixos de VA, próximos ao desempenho típico de fluidos argilosos preparados apenas com bentonita. Contudo, o reforço polimérico foi suficiente

para promover aumento significativo da viscosidade aparente e deixá-los com valor atendendo o exigido pela norma N-2604 que é apresenta VA igual ou superior a 15cP (Petrobras, 1998).

Do ponto de vista operacional, formulações com maior VA (F2, F4, F6 e F8) apresentam melhor capacidade de carregamento de cascalhos durante a circulação, favorecendo a limpeza do poço.

A viscosidade plástica (VP) é um dos parâmetros reológicos mais relevantes na caracterização de fluidos de perfuração, em especial daqueles formulados com argilas como a bentonita e outros tipos naturais ou tratados. Esse parâmetro, está diretamente relacionado à resistência interna do fluido ao escoamento devido à fricção mecânica entre as partículas sólidas dispersas e a fase líquida.

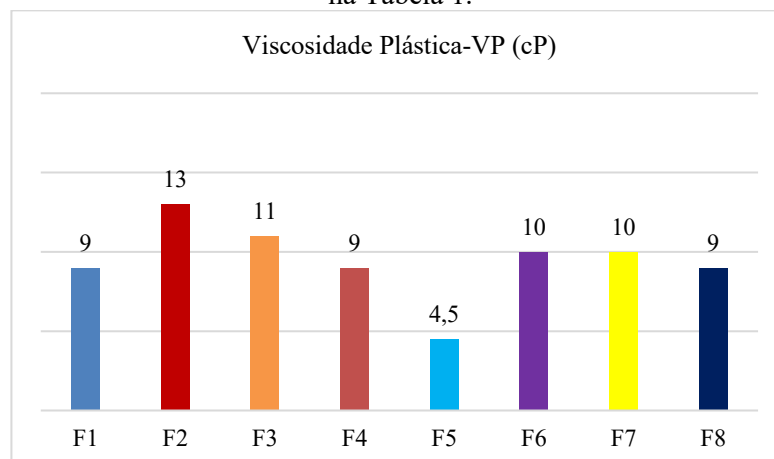
Figura 03: Valores da viscosidade Aparente (VA) dos fluidos preparados com as formulações propostas na Tabela 1.



Fonte: Própria (2025).

De acordo com os dados obtidos e observados na Figura 04, todos os fluidos desenvolvidos apresentaram valores de VP dentro do estabelecido pela N-2604, ou seja, foram superiores a 4cP, embora os fluidos aditivados com maior teor de argila também foram os que apresentaram maiores valores para esta propriedade.

Figura 04: Valores da viscosidade plástica (VP) dos fluidos preparados com as formulações propostas na Tabela 1.



Fonte: Própria (2025).

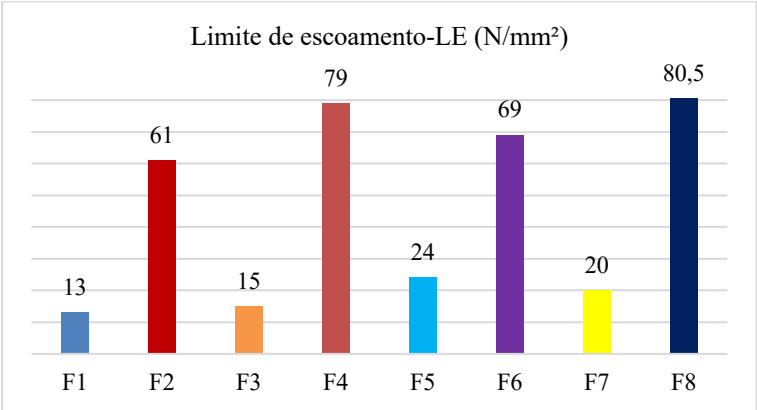
O limite de escoamento (LE) dos fluidos de perfuração argilosos apresentou variações significativas entre as formulações avaliadas (Figura 05). Os valores oscilaram entre 13 N/mm² (F1) e 80,5 N/mm² (F8), evidenciando diferenças marcantes na estruturação reológica dos sistemas.

As formulações F4 (79 N/mm²), F6 (69 N/mm²) e F8 (80,5 N/mm²) apresentaram os maiores valores de LE, o que indica forte interação entre partículas sólidas e aditivos. Esse comportamento está associado ao aumento da força de rede coloidal no fluido, resultando em maior capacidade de manter cascalhos em suspensão durante interrupções da circulação (CA-ENN; DARLEY; GRAY, 2017). Contudo, valores elevados também podem aumentar o risco de pressões indesejadas no poço (BARBOSA, 2004).

De acordo com a N-2604 os valores desejáveis para a LE são inferiores a 1,5xVP, assim apenas as formulações F1 (13 N/mm²), F3 (15 N/mm²) apresentaram valores de LE adequados. Esse comportamento pode favorecer a circulação do fluido devido à menor resistência inicial ao escoamento; entretanto, pode comprometer a eficiência na suspensão de sólidos quando a circulação é interrompida (FÉLIX *et al.*, 2007).

Portanto, a análise dos resultados evidencia que um LE moderado é preferível para evitar problemas operacionais, confirmando a necessidade de equilíbrio no ajuste reológico da maioria das formulações de fluidos de perfuração desenvolvidos.

Figura 05: Valores do limite de escoamento (LE) dos fluidos preparados com as formulações propostas na Tabela 1.

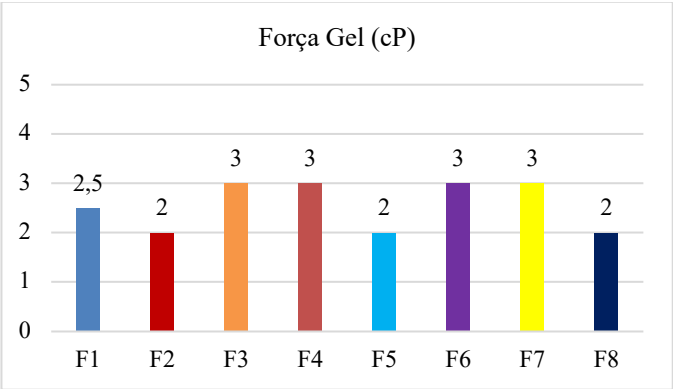


Fonte: Própria (2025).

A Figura 06 apresenta os valores de força gel (FG) para os fluidos de perfuração argilosos analisados. Observa-se que os resultados variaram entre 2,0 e 3,0 cP, indicando uma faixa relativamente estreita de desempenho entre as formulações testadas.

De acordo com a literatura, a força gel ideal deve ser suficiente para manter cascalhos em suspensão, mas não excessiva a ponto de gerar sobrepressões no reinício da circulação (DARLEY; GRAY, 1988; FÉLIX et al., 2007). Nesse contexto, os resultados obtidos sugerem que as formulações de maior FG (F1, F3, F4, F6 e F7) são indicadas para cenários que exigem maior capacidade de suspensão.

Figura 06: Força gel (FG) dos fluidos preparados com as formulações propostas na Tabela 1.



Fonte: Própria (2025).

CONCLUSÕES

A partir da análise reológica dos fluidos de perfuração argilosos desenvolvidos, foi possível indicar que:

-Todos os fluidos apresentaram comportamento pseudoplástico, em conformidade com o modelo da potência, com elevados coeficientes de determinação ($R^2 \approx 0,99$). Isso demonstra a

forte adequação do modelo matemático aos dados experimentais, confirmando que a reologia dos sistemas avaliados é dominada por interações físico-químicas entre partículas e aditivos.

-As variações nas formulações revelaram que a concentração de argila e o tipo de viscosificante empregado foram determinantes para os valores de viscosidade aparente (VA). Formulações enriquecidas com polímeros de cadeia longa (F4 e F8) apresentaram maiores valores de VA, resultando em maior resistência ao escoamento e maior capacidade de carregamento de cascalhos, o que favorece a limpeza do poço.

-Todas as formulações analisadas atenderam aos critérios mínimos estabelecidos pela norma, com viscosidade aparente superior a 15 cP e viscosidade plástica acima de 4 cP, evidenciando a viabilidade técnica das composições propostas para uso em operações de perfuração, as formulações desenvolvidas apresentaram valores de força gel na faixa de 2,0 a 3,0 cP, considerados adequados para manter sólidos em suspensão sem comprometer a reiniciação da circulação contudo apenas as formulações F1 e F3 apresentaram LE dentro do estabelecido pela norma.

REFERÊNCIAS

AFTAB, A.; ISMAIL, A. R.; IBRAHIM, R. M.; HUSSAIN, I.; RAFIQUE, M. E. Environmentally friendly drilling fluid: A review. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 153, p. 22-34, 2017.

AHMAD, R.; IQBAL, M.; JAMIL, T. Role of water-based drilling fluids in oil and gas well drilling. **Petroleum Research**, v. 5, n. 3, p. 243-255, 2020.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). **Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids**. 2. ed. Washington: API Publishing Services, 2011.

ARAÚJO, M. A., Caracterização reológica de soluções aquosas de goma xantana. **Polímeros: Ciência e Tecnologia**, v. 15, n. 2, p. 116-122, 2005.

BALABAN, R. C.; LIMA, E. R.; CAMPOS, A. C. F. Fluidos de perfuração: aspectos ambientais e tecnológicos. **Revista Brasileira de Engenharia de Petróleo e Gás**, v. 9, n. 2, p. 79-94, 2015.

BARBOSA, A. L. Reologia de fluidos de perfuração à base de água. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

BERTOLINO, L. C.; FERREIRA, H. S.; SANTOS, P. S. Caracterização de bentonitas brasileiras. **Cerâmica**, v. 56, p. 60-65, 2010.

BLAND, R. G.; MARTIN, M. E.; RAYMOND, R. Oil-based drilling fluids: performance and limitations. **Journal of Petroleum Technology**, v. 54, n. 5, p. 56-63, 2002.

BORGES, C. D., VENDRUSCOLO, C. T., MARTINS, A. L., LOMBA, R. F. T., Comportamento reológico de xantana produzida por *Xanthomonas arboricola* pv *pruni* para

aplicação em fluido de perfuração de poços de petróleo. **Revista Polímeros**, v.19, n.2, 2009.

BOYLU, F.; ÇINAR, M.; YENIAY, O.; ÇELIK, M. S. Rheological properties of Na-bentonites in the presence of electrolytes and polymer. **Applied Clay Science**, v. 50, p. 255-261, 2010.

BYBEE, K. Oil-based muds: advantages and environmental concerns. **SPE Production & Facilities**, v. 19, n. 2, p. 67-70, 2004.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. 6. ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2011.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Drilling Fluids and Their Functions**. Houston: Elsevier, 2014.

DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Composition and properties of drilling and completion fluids**. 5. ed. Houston: Gulf Publishing Company, 1988.

DENNIS, R. H.; HARTLEY, J. P.; ROGERS, R. E. Clay swelling and dispersion. **Clays and Clay Minerals**, v. 49, n. 1, p. 55-66, 2001.

EUGÊNIO, L. G. Caracterização de bentonitas nacionais e avaliação de seu potencial em fluidos de perfuração. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia de Minas) – Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2019.

FÉLIX, J. A., Comportamento reológico de fluidos de perfuração poliméricos. **Revista Ciências Exatas e Naturais**, v. 9, n. 2, p. 253-268, 2007.

GUIMARÃES, J. L. Fluidos de perfuração: formulação e desempenho reológico. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

GONG, J.; ZHANG, Z.; LI, J. Adsorption and performance of bentonite in drilling fluids. **Applied Clay Science**, v. 132, p. 56-64, 2016.

HAMAD, F.; HE, Q.; ZHANG, H. Development of high-performance water-based drilling fluids. **Energy Reports**, v. 6, p. 2641-2650, 2020.

HASS, F.; et al. Nb₂O₅ supported on bentonite for photocatalysis in wastewater treatment. **Journal of Environmental Chemical Engineering**, v. 8, p. 1045-1056, 2020.

LUCENA, A. P. S.; LIRA, H. L. Utilização de polímeros em fluidos de perfuração. **Holos**, v. 5, p. 3-15, 2014.

LUCENA, D.V.; AMORIM, L.V.; LIRA, H.L., Efeitos de aditivos poliméricos nas propriedades reológicas e de filtração de fluidos de perfuração. **Tecnologia em Metalurgia, Materiais e Mineração (Impresso e Online)**, v. 11, p. 66-73, 2014.

LUO, Z.; et al. Modification of bentonite with ionic liquids for drilling fluid applications. **Colloids and Surfaces A**, v. 533, p. 77-85, 2017.

LUZ, A. B.; OLIVEIRA, J. R. Bentonita. In: LUZ, A. B.; LINS, F. A. F. (org.). **Rochas & minerais industriais**. Rio de Janeiro: CETEM/MCT, 2008. p. 239-254.

MARQUES, T. F. Fluidos de perfuração: revisão crítica sobre base aquosa e oleosa. **Revista Tecnologia em Foco**, v. 4, n. 1, p. 45-58, 2014.

MENG, Q.; et al. Organophilic bentonites prepared with cationic surfactants for drilling fluids. **Applied Clay Science**, v. 95, p. 38-47, 2014.

MORGADO, E. Estudo de propriedades físico-químicas de argilas esmectíticas. **Tese** (Doutorado em Química) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1988.

MORIYAMA, E. K. Avaliação do desempenho de fluidos de perfuração sob condições de alta temperatura e alta pressão. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

NÓBREGA, K. C., Efeitos da adição da CMC e da calcita nas propriedades de filtração de fluidos argilosos. **Dissertação** em Ciência e Engenharia de Materiais. UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE, 2015.

NUNES, D. C.; SILVA, R. M.; LIMA, A. A. Avaliação de fluidos base óleo em condições de alta pressão e temperatura. **Revista Petro & Química**, v. 36, n. 2, p. 101-112, 2014.

SANTOS, J. C. **Estudo da poliacrilamida como aditivo em fluidos de perfuração**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

PETROBRAS, Viscosificante para fluido de perfuração base de água na exploração e produção de petróleo, **Especificação N-2604**. Rio de Janeiro, RJ (1998).

ROSS, C. S.; SHANNON, E. V. The origin of bentonite and its structural characteristics. **U.S. Geological Survey Professional Paper**, n. 158, p. 67-78, 1926.

SOUZA SANTOS, P., **Ciência e tecnologia de argilas**. 2. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 1992.

SONG, J.; LI, Y.; WANG, Z.; LI, H. Deepwater drilling fluid challenges and solutions. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 35, p. 1237-1246, 2016.

SOUZA SANTOS, P. **Ciência e tecnologia de argilas**. São Paulo: Edgard Blücher, 1989.

SOUZA SANTOS, P. **Ciência e tecnologia de argilas**. 2. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 1992.

STRACHAN, C.; KINGSTON, W. High temperature drilling fluids: performance review. **SPE Drilling & Completion**, v. 27, n. 4, p. 534-542, 2012.

THOMAS, J.E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.



VIPULANANDAN, C.; MOHAMMED, A. Modeling the filtration loss and filter cake thickness with bentonite contents in drilling fluids. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 195, p. 107547, 2020.

WERNER, M.; VINK, K.; TAYLOR, A. Environmental aspects of water-based drilling fluids. **Journal of Cleaner Production**, v. 92, p. 1-12, 2015.

ZHUANG, X.; et al. Bentonite modification with polymers for improved drilling fluid performance. **Applied Clay Science**, v. 134, p. 95-103, 2016.

