

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS

CENTRO DE TECNOLOGIA

CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

GIANCARLO DANTAS RODRIGUES DA SILVA

**ANÁLISE COMPARATIVA DAS PROPRIEDADES DE FLUIDOS DE
PERFURAÇÃO BASE ÁGUA COM DIFERENTES BENTONITAS**

Maceió

2023

GIANCARLO DANTAS RODRIGUES DA SILVA

ANÁLISE COMPARATIVA DAS PROPRIEDADES DE FLUIDOS DE
PERFURAÇÃO BASE ÁGUA COM DIFERENTES BENTONITAS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao colegiado do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas, como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Me. Lucas Pereira de Gouveia

Coorientadora: Dra. Jakeline Daniela Soares da Silva Nascimento

Maceió

2023

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico

Bibliotecário: Jone Sidney Alves de Oliveira – CRB-4 – 1485

S586a Silva, Giancarlo Dantas Rodrigues da.
 Análise comparativa das propriedades de fluidos de perfuração base
 água com diferentes bentonitas / Giancarlo Dantas Rodrigues da Silva. –
 2023.
 43 f. : il. color.

Orientador: Lucas Pereira de Gouveia.
Coorientador: Jakeline Daniela Soares da Silva Nascimento.
Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia de
Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia.
Maceió, 2023.

Bibliografia: f. 40-42.
Anexo: f. 43.

1. Reologia. 2. Rendimento de Argila. 3. Fluido de Perfuração. I. Título.

CDU: 665.6

Dedico este trabalho à quatro mulheres incríveis que foram e continuam sendo meu suporte e força durante esta jornada: Zenaide, Anezina (*in memoriam*), Annelice e Isabella. Sem elas, este trabalho não poderia ser realizado.

Também dedico ao meu professor Lucas, cuja orientação excelentíssima me guiou durante a elaboração deste trabalho.

RESUMO

A perfuração de um poço com segurança é possível, entre outros fatores, devido ao correto dimensionamento do fluido de perfuração. Este fluido é responsável por carrear os cascalhos produzidos para superfície e mantê-los suspensos nas paradas das bombas, resfriar e lubrificar a broca, estabilizar a parede do poço sem revestimento, formar um reboco impermeável, entre outras funções. Para poder exercer essas funções, adicionam-se aditivos ao fluido. Entre os aditivos possíveis, neste trabalho foram ensaiados fluidos de perfuração compostos por dois tipos de bentonitas, usualmente classificadas como agentes viscosificantes, cujo poder de viscosificação de cada bentonita é aferido através do rendimento da argila. Após a preparação do fluido de perfuração, este é bombeado pela coluna de perfuração até os jatos da broca, retorna a superfície pelo espaço anular, é armazenado em tanques, recebe tratamento e é bombeado novamente, formando um ciclo fechado. Na presente monografia, testes laboratoriais foram realizados com o objetivo de mensurar as características do fluido de perfuração de base aquosa com bentonita – densidade, viscosidade, volume de filtrado, etc. – seus aspectos reológicos, propriedades de filtração e respectivos rendimentos. Além disso, foram realizadas análise bibliométrica e referencial teórico acerca do tema para elucidar conceitos e definições, buscando ainda selecionar os artigos mais relevantes do escopo deste trabalho. Os resultados obtidos confirmam a relevância do escopo do trabalho através da produção científica e a discrepância das propriedades reológicas e de filtração das bentonitas utilizadas, de forma geral, uma delas performa melhor na capacidade de viscosificação e a outra na formação de reboco impermeável, sendo esta mais aplicável ao ambiente de perfuração.

Palavras-chave: reologia; rendimento de argila; fluido de perfuração.

ABSTRACT

Drilling a well safely is possible, among other factors, due to the correct sizing of the drilling fluid. This fluid is responsible for carrying the produced gravel to the surface and keeping them suspended during pump stops, cooling and lubricating the drill bit, stabilizing the uncased well wall, forming an impermeable coating, among other functions. To perform these functions, additives are added to the fluid. Among the possible additives, this study experimented with drilling fluids composed of two types of bentonites, typically classified as thickening agents, whose thickening power of each bentonite is gauged through clay yield. After the preparation of the drilling fluid, it is pumped through the drill string to the bit nozzles, returns to the surface through the annular space, is stored in tanks, undergoes treatment, and is pumped again, forming a closed cycle. In this present monograph, laboratory tests were conducted to measure the characteristics of the water-based drilling fluid with bentonite - density, viscosity, filtrate volume, etc. - its rheological aspects, filtration properties, and respective yields. Additionally, bibliometric analysis and theoretical background were carried out on the subject to elucidate concepts and definitions, also aiming to select the most relevant articles within the scope of this study. The obtained results confirm the relevance of the scope of the work through scientific production and the discrepancy in the rheological and filtration properties of the bentonites used. In general, one of them performs better in thickening capacity, and the other in the formation of impermeable mud cake, making it more suitable for drilling environments.

Key-words: *rheology; clay yield; drilling fluid.*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	6
1.2 Objetivos	7
1.3 Justificativa	7
2 CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	9
2.1 Operação de perfuração	9
2.2 Fluidos de perfuração	10
2.3 Aditivos de fluidos de perfuração	13
2.4 Reologia	14
3 ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA ACERCA DE ADITIVOS PARA FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	17
4 MATERIAS E MÉTODOS	22
4.1 Equipamentos	22
4.2 Materiais	24
4.3 Procedimentos experimentais	25
4.3.1 Determinação das massas específicas das bentonitas	25
4.3.2 Preparação dos fluidos	26
4.3.3 Leitura dos potenciais hidrogeniônicos	27
4.3.4 Densidade dos fluidos	27
4.3.5 Viscosidade e forças géis dos fluidos	28
4.3.6 Volume de filtrado e espessura do reboco	29
4.3.7 Rendimento das bentonitas	31
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES	32
5.1 Massa específica das bentonitas	32
5.2 Propriedades dos fluidos	32
5.3 Rendimento das bentonitas	36
6 CONCLUSÕES	39
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	40
Anexo A - Resultados da Espectrometria de Fluorescência de Raios X	43

1 INTRODUÇÃO

1.1 Comentários iniciais

Devido ao crescente consumo global de energia e derivados de petróleo, houve necessidade de explorar hidrocarbonetos em cenários cada vez mais desafiadores e complexos. Para tal feito foram necessários avanços tecnológicos na perfuração de poços com geometria complexa, trechos com alta inclinação, grande distância horizontal, grande profundidade e atravessando diferentes tipos de formações, exigindo consequentemente o refino das técnicas de preparo de fluidos de perfuração (THOMAS *et al.*, 2001).

Objetivando a segurança nas operações de perfuração de poços, utilizam-se os fluidos de perfuração para várias funções: carreamento de cascalhos, estabilização do poço, resfriar e lubrificar a broca, entre outros (AMORIM, 2003). Portanto, torna-se essencial nestes cenários desafiadores o uso de fluidos de perfuração cada vez mais avançados, ambientalmente inofensivos, economicamente viáveis e tecnicamente aprovados (ALMEIDA e SILVA, 2010).

Buscando analisar melhor o comportamento do fluido de perfuração durante sua operação no poço, é necessário realizar previamente ensaios laboratoriais utilizando ferramentas como balança densimétrica, viscosímetro, filtro prensa API, entre outros. Com estes equipamentos supracitados é possível determinar certas características: densidade, viscosidade e volume de filtrado, respectivamente. Estes testes com fluidos de perfuração visam conferir se as propriedades são suficientes para que as funções sejam exercidas corretamente no cenário real. Por exemplo: a densidade é diretamente ligada ao controle de pressão do sistema, sempre visando permanecer dentro da janela operacional do poço (maior que a pressão dos poros e menor que a pressão de fratura da formação); a viscosidade está relacionada com a função de limpeza dos cascalhos e seu carregamento até a superfície. Além disso, os testes laboratoriais procuram minorar possíveis problemas durante as operações de perfuração, minimizando riscos ambientais e/ou financeiros.

Para esta monografia, inicialmente foi realizada uma revisão bibliométrica abrangendo o tema de fluidos de perfuração, e em seguida, os trabalhos mais relevantes foram selecionados para o referencial teórico. Assim, é possível introduzir as características do processo de perfuração, bem como dos fluidos da indústria de petróleo. Destarte, nas seguintes seções serão apresentados os objetivos, metodologia, resultados e discussões, e por fim, as conclusões.

1.2 Objetivos

O estudo proposto tem como objetivo principal a análise de propriedades dos fluidos de perfuração de base aquosa compostos por dois tipos de bentonita em diferentes concentrações. Para isso, testes laboratoriais foram realizados visando resultados acerca do comportamento do fluido e o rendimento do agente viscosificante com a finalidade de se obter as seguintes propriedades: massa específica da bentonita utilizada, densidade do fluido, viscosidade, volume de filtrado, aspectos reológicos, propriedades de filtração e respectivos rendimentos. Tais testes foram realizados, majoritariamente, segundo normas do *American Petroleum Institute* (API).

Entre os objetivos específicos, um deles foi realizar um referencial teórico com o intuito de compreender e contextualizar os fluidos obtidos nos testes laboratoriais, suas propriedades, bem como os aspectos que abrangem o tema ‘operação de perfuração’.

Ademais, uma análise quantitativa bibliométrica foi desenvolvida para selecionar artigos relevantes de duas bases de dados (uma nacional e outra internacional) sobre os principais aditivos usados em fluidos de perfuração de base aquosa. O objetivo desta análise foi buscar identificar a tendência da aplicabilidade de aditivos no contexto atual da indústria do petróleo, determinar a produção e disseminação científica, além de propor um direcionamento aos futuros estudos relacionados.

1.3 Justificativa

As propriedades dos fluidos de perfuração devem ser bem controladas durante as operações de perfuração para garantir o desenvolvimento do poço de forma segura, afinal, erros de dimensionamento podem comprometer a integridade do poço, levando a prejuízos financeiros e/ou ambientais. Por isso, é muito importante compreender os efeitos que se têm ao utilizar os fluidos de perfuração de base aquosa.

Conforme Silva (2016), os fluidos de perfuração devem ser elaborados de forma a minorar os riscos de produção, potencializar a taxa de penetração da broca e reduzir os danos da formação. Além disso, segundo Pereira (2010), em virtude da crescente rigorosidade das normas e legislações ambientais nas operações relacionadas ao petróleo, muitos investimentos e estudos são feitos procurando o equilíbrio de sustentabilidade, eficiência e lucratividade.

Quanto à análise bibliométrica, esta foi utilizada por pesquisadores para verificar, explanar e qualificar os resultados obtidos nas buscas (LACERDA, ENSSLIN e ENSSLIN, 2012). Visto que há um grande número de trabalhos científicos publicados e evolução dos

sistemas de informação, a utilização de base de dados tornou-se importante para facilitar revisões bibliográficas e servir como base de apoio teórico para possíveis estudos.

2 CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Operação de perfuração

As operações de perfuração de poços de petróleo e gás são realizadas em dois cenários: *offshore* (situadas longe da costa, em ambiente marítimo) e *onshore* (localizadas em terra). Contudo, as operações do tipo *offshore* apresentam-se muito mais complexas que *onshore*, necessitando de tecnologia de última geração e grande investimento.

Para que essa operação se realize, em ambos os cenários, é necessária uma grande estrutura chamada de sonda de perfuração (Figura 1), que contém vários equipamentos auxiliares como tanques, bombas (Figura 2), colunas de tubos e comandos. Apenas quando a profundidade final programada pelos estudos geológicos é atingida, a sonda de perfuração é retirada e a produção ou injeção do poço é iniciada (THOMAS *et al.*, 2001).

Figura 1 – Esquema de uma sonda

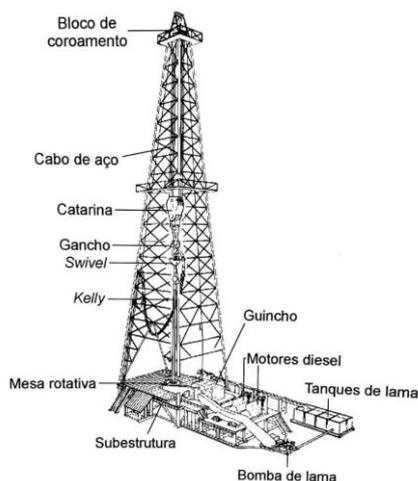


Figura 2 – Bombas de fluido de perfuração tipo triplex



Fonte: THOMAS *et al.*, 2001.

Fonte: THOMAS *et al.*, 2001.

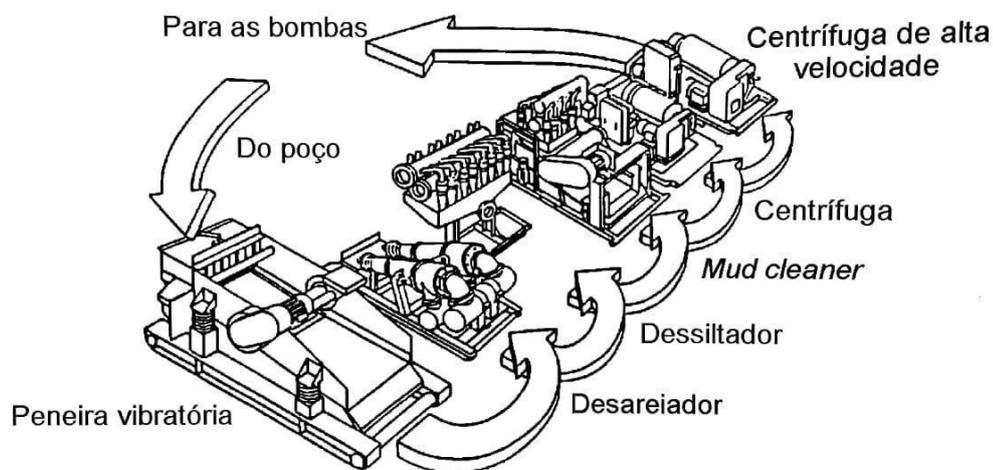
Condição Thomas *et al.* (2001), os equipamentos de uma sonda de perfuração que atuam numa mesma função são denominados de “sistemas” de uma sonda, sendo os principais: sustentação de cargas; de geração e transmissão de energia; de movimentação de carga; de rotação; de circulação; de segurança de poço; de monitoração; e o sistema de subsuperfície (coluna de perfuração).

O sistema de sustentação de cargas é constituído pela torre da subestrutura e da base. O sistema de geração e transmissão de energia é necessário para o acionamento dos equipamentos que, dependendo do modo de transmissão de energia, podem ser classificados como sondas

mecânicas ou diesel-elétricas. Por sua vez, o sistema de movimentação de carga permite movimentar as colunas de revestimento, de perfuração, entre outros equipamentos.

O sistema de circulação, conforme apresentado na Figura 3, permite o fluxo e reaproveitamento dos fluidos de perfuração. Enquanto ocorre a perfuração, o fluido armazenado nos tanques é bombeado até a broca através da coluna de perfuração e regressa até a superfície, pelo espaço anular da coluna com as paredes do poço, para tratamento e remoção dos cascalhos (RANGEL, 2015).

Figura 3 – Sistema de tratamento de fluido de perfuração



Fonte: THOMAS *et al.*, 2001.

O sistema de segurança é composto de equipamentos que possibilitam o controle e o fechamento do poço. O sistema de monitoramento é formado por equipamentos que controlam a perfuração: manômetros, indicador de peso sobre a broca, indicador de torque, tacômetro, etc. O sistema de subsuperfície é responsável pela ruptura e desagregação das rochas, que resultam em pequenas lascas ou cascalhos e assim são removidas do fundo do poço e carreadas até a superfície através dos fluidos de perfuração (THOMAS *et al.*, 2001).

2.2 Fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração são instrumentos que visam proporcionar uma perfuração mais rápida e segura; eles consistem em misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e até mesmo gases em sua composição (THOMAS *et al.*, 2001). Tais fluidos têm basicamente como função: a) carrear os cascalhos produzidos para superfície e mantê-los suspensos nas paradas das bombas; b) resfriar e lubrificar a broca; c) reduzir fricção da coluna de perfuração com as paredes do poço; d) estabilizar a parte do poço sem revestimento; e) exercer pressão

suficiente para não haver influxo indevido do reservatório para o poço; f) formar um filme impermeável na parede do poço; g) ser inerte às rochas do reservatório (SILVEIRA, 2012).

O controle das propriedades dos fluidos é essencial, afinal, estes devem atravessar zonas com formações inconsolidadas e de diferentes propriedades permoporosas sem provocar danos à formação produtora, além disso, tais fluidos devem fazer isso sem alterar sua densidade e suas propriedades reológicas: viscosidade e tensão limite de escoamento (SANTANA, 2014).

É importante que um mesmo fluido de perfuração tenha comportamentos distintos de quando está em repouso ou em movimento. No primeiro caso, é interessante que ele fique mais viscoso, isto é, apresenta maior resistência ao escoamento e assim os cascalhos carregados permaneçam em suspensão e não se depositem sobre a broca e ao redor da coluna de perfuração. Por outro lado, quando o fluido está em movimento, é importante que ele seja menos viscoso, isto é, apresente menor resistência ao escoamento, exigindo menos das bombas e facilitando a perfuração. Ademais, o aumento da viscosidade dificulta o processo de invasão de fluido da formação para o poço através do meio poroso, servindo como a primeira barreira de proteção contra *blowout* – fluxo indesejado e incontrolável de hidrocarbonetos para a superfície (LOPES, 2012).

As propriedades de controle dos fluidos, de acordo com Thomas *et al.* (2001), podem ser físicas - sendo mais genéricas e de possível medição em qualquer tipo de fluido - ou químicas - mais específicas e determinadas para distinguir certos tipos de fluidos. Este mesmo autor afirma que as propriedades físicas mais importantes são a densidade, os parâmetros reológicos, as forças géis (inicial e final), parâmetros de filtração e o teor dos sólidos; enquanto nas propriedades químicas são o pH, os teores de cloretos e de bentonita, e a alcalinidade.

Os fluidos de perfuração são categorizados em base aquosa e base não aquosa. Esta última ainda é dividida em base óleo, base sintética e base aerada. As bases são as fases contínuas ou dispersantes empregadas, as quais podem receber aditivos para adequar suas características e parâmetros aos requisitos para operar na perfuração e depois serem descartadas ou reaproveitadas. O tipo de base do fluido a ser empregado depende do cenário que ele será utilizado (RANGEL, 2015).

Os fluidos à base de gás/ar são recomendados em formações muito duras, regiões com escassez de água, regiões glaciais e formações produtoras com grande susceptibilidade a danos ou pressão muito baixa. Para este tipo de base, pode-se utilizar: o ar puro (apenas ar

comprimido ou nitrogênio); névoa (mistura de água dispersa no ar); espuma (dispersão de gás em líquido); além de fluidos aerados (THOMAS *et al.*, 2001).

Os fluidos à base de óleo são utilizados em condições mais específicas que incluem formações geológicas hidratáveis ou salinas; altas pressões e temperaturas; elevadas profundidades (BURKE e VEIL, 1995¹, *apud* AMORIM, 2003). Contudo, em virtude do alto custo inicial, grande grau de poluição, dificuldade na detecção de gás, menor controle à perda de circulação, entre outros fatores; os fluidos à base de óleos são utilizados com menor frequência do que aqueles à base de água (THOMAS *et al.*, 2001).

Segundo Thomas *et al.* (2001), os fluidos à base de água são definidos principalmente pela natureza da água e os aditivos químicos utilizados, pois quaisquer alterações na composição alteram as propriedades físicas e químicas do fluido. Para a seleção da água no preparo destes fluidos, devem ser considerados: a disponibilidade; o custo de transporte e de tratamento; os tipos de formação geológica que serão perfuradas; os produtos químicos que comporão o fluido; os equipamentos e as técnicas que serão utilizadas na avaliação das formações. A principal função da água é fornecer o meio de dispersão para os materiais coloidais (principalmente argilas e polímeros), para que estes possam proporcionar uma boa taxa de remoção dos cascalhos, bem como a estabilização das paredes do poço.

Conforme Almeida e Silva (2010), os fluidos de perfuração de base aquosa são amplamente utilizados nas operações de petróleo no Brasil, sendo bastante aplicado em outras localidades com severas legislações ambientais que limitam o uso daqueles com base oleosa. Essas requisições ambientais cada vez mais severas, condicente Pereira (2014), intensificam os estudos e estimulam o desenvolvimento dos fluidos à base de água.

É usual que em fluidos à base água, utilizem-se de bentonita ou polímeros orgânicos para aumentar a viscosidade. Em contrapartida, para diminuir a viscosidade nesse tipo de base, são utilizados aditivos que adsorvem as partículas de bentonita, equilibrando as valências livres (LOPES, 2012).

Enfim, a utilização de aditivos que visam alterar as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração é uma prática fundamental para se obter fluidos com as características desejadas (BATISTA, 2010). Ademais, as argilas bentoníticas são comumente utilizadas na preparação dos fluidos de perfuração no Brasil (PEREIRA, 2014).

¹ BURKE, C. J.; VEIL, J. A. **Synthetic-Based Drilling Fluids Have Many Environmental Pluses**. Oil & Gas Journal 27, 59-64 (1995).

2.3 Aditivos de fluidos de perfuração

De acordo com Pereira (2014), para a obtenção de um fluido de perfuração com características constantes, são analisadas várias propriedades físico-químicas. E, segundo o mesmo autor, para alcançar seus objetivos, os fluidos recebem uma série de aditivos em sua preparação.

Os aditivos para fluidos são classificados em: viscosificantes, que tem como função controlar a viscosidade do fluido; densificantes, aumentam a densidade; redutores de filtrado que atravessa a película da interface reservatório-poço; emulsificantes; e os aditivos especiais que incluem floculantes, controladores de pH, antiespumante, bactericidas, lubrificantes, entre outros (LUMMUS e AZAR, 1986², *apud* AMORIM, 2003).

Segundo Melo (2008), alguns dos possíveis aditivos de fluidos de perfuração são argilas, polímeros, sais e surfactantes. Os sais são usados como inibidores de formações ativas, contudo, apresentam como consequências o agravamento na densidade do fluido e a degradação de polímeros, implicando a diminuição da viscosidade. De acordo com Caetano (2014, *p.* 16), os sais atuam “de maneira a reduzir o escoamento hidráulico para a formação, devido principalmente à viscosidade dos seus filtrados e por estimular o escoamento de água da formação argilosa para o fluido de perfuração”.

Os polímeros, também são de grande utilidade na indústria de petróleo, principalmente no campo da perfuração, devido ao fato de que a principal função dos polímeros é tornar o fluido mais viscoso, objetivando uma melhora na capacidade de carregamento de cascalhos. Os polímeros mais aplicados na formulação de fluidos de perfuração são: CMC (carboximetilcelulose); HEC (hidroxietilcelulose); e CMS (carboximetilamido). Tanto os polímeros naturais quanto os modificados são agentes hidrofílicos com grande capacidade de absorver água (CAENN e CHILLINGAR, 1996). Outros polímeros também podem ser citados como viscosificantes e agentes controladores de filtrado como o amido e a goma xantana. Os trabalhos de Correia e Gouveia (2017), Santos e Gouveia (2019) e Silva, Gomes e Gouveia (2019) realizaram análises comparativas com esses aditivos para verificar os efeitos na performance de fluidos de perfuração à base água.

As argilas são partículas sólidas que contém um ou mais minerais, cujos pacotes são agregados de forma laminar, isto é, se assemelham a muitas lâminas unidas e extrafinas. Os

² LUMMUS, J. L.; AZAR, J. J. *Drilling Fluids Optimization a Practical Fiel Approach*, Penn Well Publishing Company. Tulsa, Oklahoma, 1986.

pacotes de argila, ao entrarem em contato com a água, vão se separando à medida que a água penetra entre as camadas pelo efeito que é nomeado como dispersão (MELO, 2008).

Assim sendo, os aditivos são utilizados na formulação de fluidos de perfuração com a intenção de melhorar ou controlar suas propriedades; eles têm como função básica o desenvolvimento de um fluido específico para cada formação rochosa perfurada. Ademais, os aditivos podem ser acrescentados no decorrer da perfuração, sem que haja necessidade de interromper a mesma para que o fluido seja substituído (RANGEL, 2015).

2.4 Reologia

A reologia surgiu no século passado com o intuito de estudar como os materiais reagiriam quando determinada tensão fosse aplicada sobre eles. Este campo de estudo visa mensurar a força necessária para realizar uma deformação ou escoamento em determinado material (nesta monografia, é abordado as aplicações em fluidos). Portanto, a reologia configura-se como um importante campo de estudo para a indústria de petróleo por estar presente em diversos processos, como perfuração, cimentação, completação de poços, refino e transporte de petróleo, além de poder auxiliar na estimativa de perdas por fricção, capacidade de transporte, entre outras funções (GOMES, 2019).

Conforme Lopes (2012), a reologia de um fluido está relacionada com sua viscosidade, tanto quando o fluido se encontra em movimento, como quando está em repouso. Além disso, o mesmo autor afirma que os parâmetros reológicos influenciam diretamente no cálculo da perda de carga na tubulação e na velocidade de carregamento dos cascalhos. O trabalho de Silva e Gouveia (2017) apresenta um estudo paramétrico do efeito da variação das propriedades reológicas na performance de carregamento de cascalho.

Sendo assim, pode-se entender que a reologia está associada com a mecânica dos corpos deformáveis, relacionando equações a partir dos parâmetros adequados e outras variáveis a fim de representar os estados de deformação do material. Destarte, a reologia possui grande importância na perfuração dos poços visto que está intimamente relacionada com o controle da qualidade do fluido de perfuração, o que garante a eficiência do mesmo durante a operação de perfuração (SUEHARA, 2013).

De acordo com Gomes (2019), o cisalhamento é um importante fator na deformação, presente no campo da reologia. Configura-se como taxa de cisalhamento quando faz a relação entre a variação da velocidade de escoamento e a distância entre as camadas do fluido; ou como

tensão de cisalhamento quando estuda a força por unidade de área cisalhante necessária para manter o escoamento do fluido. Estes termos podem ser mensurados pelas seguintes equações:

Tensão de cisalhamento: $T=F/A$, onde F é a força e A é a área.

Taxa de cisalhamento: $\Gamma=dv/dx$, onde dv é a diferença de velocidade entre as camadas de fluido adjacentes e dx é a distância entre elas.

Segundo Melo (2008), os fluidos são classificados conforme a relação entre taxa e tensão de cisalhamento. Quando a proporção for constante, o fluido é classificado newtoniano (configurando também como um fluido viscoso); do contrário, não newtoniano. Isto se deve ao fato de Isaac Newton ser o pioneiro ao descrever o comportamento de fluxo de um líquido ideal, sendo o primeiro a expressar a lei básica de viscosimetria, conforme a seguinte equação:

$\tau = \mu\gamma$, onde τ é a tensão de cisalhamento; μ é a viscosidade e γ é a taxa de cisalhamento.

É importante destacar que no estudo das propriedades reológicas dos fluidos de perfuração, a identificação destes como newtoniano ou não newtoniano é o primeiro passo para sua classificação (SUEHARA, 2013).

Os parâmetros reológicos indicam o comportamento de fluxo do fluido, sendo identificados a partir de determinados modelos matemáticos que influenciam no cálculo da perda de carga na tubulação e na velocidade de transporte dos cascalhos (MELO, 2008). Os modelos reológicos mais utilizados são: Newton; Bingham; Ostwald de Waale; e Herschel-Bulkley (MACHADO, 2002).

O modelo de Bingham, ou plástico ideal, é o modelo mais empregado no tratamento dos fluidos de perfuração e considera que há necessidade de uma tensão de cisalhamento mínima para que seja possível o fluxo. Uma vez que o fluxo se inicia, a tensão e a taxa de cisalhamento são proporcionais, sendo chamada de viscosidade plástica essa constante de proporcionalidade (MELO, 2008). Este comportamento é representado na seguinte equação:

$\tau = \tau_0 + \mu\gamma$, onde τ é a tensão de cisalhamento; τ_0 é o limite de escoamento; μ é a viscosidade plástica e γ é a taxa de cisalhamento.

O modelo de Ostwald Waale exige dois parâmetros reológicos: índice de consistência e índice de comportamento (ou de fluxo). O primeiro consiste no grau de resistência do fluido diante do escoamento; e o segundo, a discrepância do comportamento do fluido em relação ao modelo newtoniano (MELO, 2008). Neste modelo, a tensão e a taxa de cisalhamento apresentam uma relação não linear, conforme a equação subsequente:

$\tau = K\dot{\gamma}^n$, onde τ é a tensão de cisalhamento, K é o índice de consistência, $\dot{\gamma}$ é taxa de cisalhamento e n é o índice de comportamento de fluxo (adimensional).

O modelo de Herschel-Bulkley é um acréscimo ao modelo de Ostwald Waale, pois considera também o parâmetro de limite de escoamento real (MELO, 2008). Assim, ele pode ser considerado o modelo mais completo pois engloba três parâmetros e consegue descrever tudo que os modelos de Bingham e Ostwald Waale analisam (MACHADO, 2002). Este modelo é ideal para fluidos que contenham argilas e polímeros; e pode ser descrito pela próxima equação:

$\tau = K\dot{\gamma}^n + \tau_0$, onde τ é a tensão de cisalhamento, K é o índice de consistência, $\dot{\gamma}$ é taxa de cisalhamento, n é o índice de comportamento de fluxo e τ_0 é o limite de escoamento.

3 ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA ACERCA DE ADITIVOS PARA FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

As análises bibliométricas, no geral, são uma importante ferramenta dos pesquisadores com a finalidade de verificar, esclarecer e refinar a produção científica. Estas análises são muito convenientes de serem realizadas por causa do crescente número de trabalhos publicados mundialmente e do desenvolvimento de sistemas de informação, ampliando o uso de banco de dados a fim de facilitar as revisões bibliográficas e ainda como embasamento teórico de futuras pesquisas.

A análise quantitativa bibliométrica desenvolvida nesta monografia teve seu escopo centrado nos aditivos de fluidos de perfuração à base de água, em especial a bentonita, selecionando trabalhos para compor o referencial teórico, além de avaliar a importância deste tema na atualidade em ambos ambientes industrial e acadêmico.

A presente análise bibliométrica foi realizada em duas bases de dados confiáveis, uma internacional e outra nacional: *OnePetro*® e Biblioteca Digital Brasileira de Teses e Dissertações – BDTD. Os termos selecionados para a pesquisa são descritos na Tabela 1:

Tabela 1 – Termos de busca

Termo	Português	Inglês
A	fluido de perfuração	<i>drilling fluid</i>
B	lama de perfuração	<i>drilling mud</i>
C	base água	<i>water based</i>
D	argila	<i>clay</i>
E	bentonita	<i>bentonite</i>

Fonte: Autor.

No *OnePetro*®, a pesquisa foi realizada considerando as categorias de *Journal articles*, *Journal* e *Proceedings papers*. enquanto na BDTD, buscou-se nas categorias de dissertação e tese. Em ambos os sites, os termos foram pesquisados em todo o corpo do texto. Ademais, foram considerados os textos publicados desde o primeiro dia de 2010 até o último dia de 2022.

Ao iniciar as buscas na plataforma *OnePetro*®, notou-se uma diferença drástica quantitativa entre os resultados da busca por correspondência ampla e da busca por correspondência exata, ou seja, com a busca dos termos exatos. Exemplificando-se: o termo *drilling fluid* na correspondência ampla apresentou expressivamente maior número de resultados do que na correspondência exata. Isto mostra que muitos trabalhos relacionados

somente a *drilling* ou somente a *fluid* foram indexados, o que não interessa para este estudo. Desta forma, foi colocado como critério de busca, a correspondência exata. Ademais, foi acrescentado como critério a categoria *peer reviewed* (revisão por pares), pois esta seleciona quais textos foram avaliados por especialistas da área e revisados, e, portanto, oferecem maior credibilidade. Os resultados desta pesquisa estão na Tabela 2:

Tabela 2 – Resultados da amostra inicial no OnePetro®

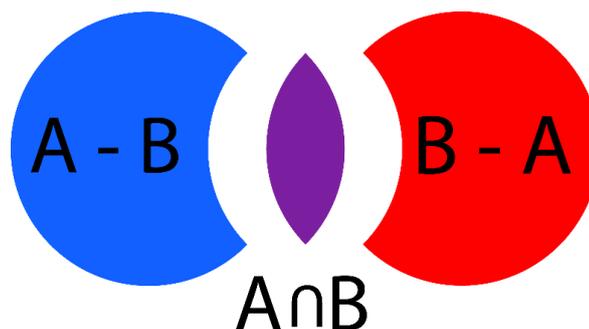
Condição	<i>Drilling fluid</i>	<i>Drilling mud</i>
Textos totais encontrados	56062	31939
Com correspondência exata	6157	1336
Com correspondência exata e revisão por pares	999	452

Fonte: Autor.

Ao somar as publicações encontradas com os termos exatos *drilling fluid* e *drilling mud* com revisão por pares, chega-se ao número de 1451; contudo, tais textos não são excludentes entre si e podem estar em ambas categorias. Portanto, a fim de se obter uma amostra inicial sem que haja textos repetidos, foram realizadas novas pesquisas utilizando os operadores booleanos OR e AND. A partir desse momento, todos os termos sempre serão considerados com correspondência exata e revisão por pares.

Quando a pesquisa foi realizada com OR, isto é, havendo o termo A ou B no texto, o resultado foi de 1151 artigos. Quando utilizado o operador AND, ou seja, a presença simultânea dos termos A e B no texto, foram encontrados 300 resultados. Somando esses resultados, chegamos novamente ao número de 1451. Podemos então compreender que 1451 é o resultado com artigos englobando somente A ($A - B$), somente B ($B - A$) e o dobro da intersecção de A e B ($A \cap B$). Portanto, infere-se que o número 1151 é o resultado que engloba os termos A e B mutuamente excludentes e a intersecção deles, sendo assim, o espaço amostral da pesquisa. Este espaço amostral ($A \text{ OR } B$) é representado na Figura 4 abaixo:

Figura 4 – Representação do espaço amostral da pesquisa



Fonte: Autor.

Em seguida, foram englobados os termos de busca C, D e E; o que fez restringir ainda mais os números de textos buscados. Os números obtidos são apresentados abaixo na Tabela 3:

Tabela 3 – Resultados da análise no *OnePetro*®

Termos da busca	Total	Porcentagem
(A OR B)	1151	100%
(A OR B) AND C	338	29,36%
(A OR B) AND C AND D	157	13,64%
(A OR B) AND C AND E	71	6,17%
(A OR B) AND C AND D AND E	50	4,34%

Fonte: Autor.

Analisando a tabela acima, pode-se concluir que aproximadamente 30% do cenário de fluidos de perfuração no *OnePetro*® é de base água, enquanto que o complemento é dividido entre as demais bases de fluidos (óleo, aerada e sintética), revelando assim grande importância no contexto contemporâneo.

Com relação à pesquisa realizada na Biblioteca Digital Brasileira de Teses e Dissertações – BDTD, não havia a categoria revisão por pares. Todavia, as demais condições supracitadas de busca foram mantidas, incluindo-se a correspondência exata, sendo obtida a Tabela 4:

Tabela 4 – Resultados da análise na BDTD

Termos da busca	Total	Porcentagem
(A OR B)	247	100%
(A OR B) AND C	59	23,89%
(A OR B) AND C AND D	17	6,88%
(A OR B) AND C AND E	10	4,05%
(A OR B) AND C AND D AND E	10	4,05%

Fonte: Autor.

A partir das informações da tabela anterior, conclui-se que fluidos de perfuração base água são menos frequentes percentualmente na BDTD em comparação ao *OnePetro*®, ainda que sua relevância permaneça, e que dentro desta base de fluido, os aditivos argila e bentonita representam uma parcela bem menor do espaço amostral. Em adição a este fato, notou-se ao realizar a pesquisa na BDTD uma predileção de fluidos base água com aditivos poliméricos e/ou sintéticos.

Como esperado, a plataforma *OnePetro*® apresentou uma maior quantidade de resultados em relação à BDTD. Aproveitando desse maior espaço amostral, os termos de buscas são aprimorados com vocábulos exclusivos ou mais utilizados na língua inglesa e variações aplicáveis, apresentados na Tabela 5 a seguir:

Tabela 5 – Termos de busca refinada no *OnePetro*®

Termo	
C1	<i>water based</i>
C2	<i>water-based</i>
C3	<i>WBM</i>
F	<i>montmorillonite</i>

Fonte: Autor.

O termo C foi dividido em três, pois, mesmo que a escrita se diferencie, se referem à mesma característica e pode haver distinção no sistema de busca. A sigla WBM representa *water based mud*. A palavra *montmorillonite* (montmorilonita) foi adicionada por se tratar de um componente (argilomineral) comum e predominante nas bentonitas usadas nos fluidos de perfuração. O resultado dessa nova pesquisa é mostrado na Tabela 6:

Tabela 6 – Resultados da análise mais específica no *OnePetro*®

Termos da busca	Total	Porcentagem
(A OR B)	1151	100%
(A OR B) AND C1	338	29,36%
(A OR B) AND C2	338	29,36%
(A OR B) AND C3	76	6,6%
(A OR B) AND (C1 OR C2 OR C3)	338	29,36%
(A OR B) AND C AND F	19	1,65%
(A OR B) AND C AND (D OR E OR F)	178	15,46%

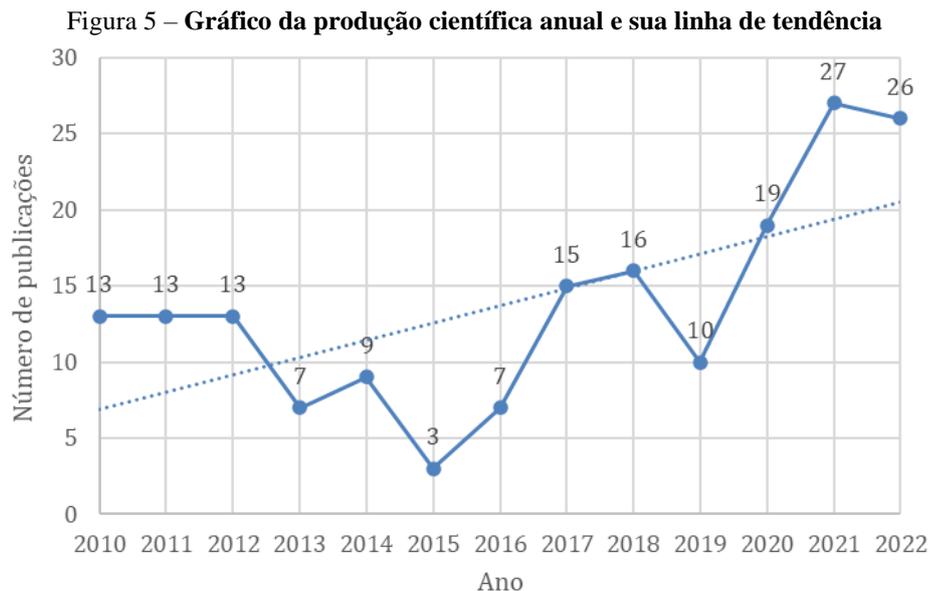
Fonte: Autor.

Portanto, apesar da suspeita de uma possível distinção entre os termos C1 e C2, esta não se cumpriu, pois o sistema de busca do *OnePetro*® não diferenciou o espaço e hífen entre as duas palavras; e o termo C3 é totalmente contido no espaço de C1 ou C2, tornando seu uso desnecessário.

Na última linha da Tabela 6, fica evidente o espaço amostral de real interesse da monografia: fluidos ou lamas de perfuração de base água e com três possíveis aditivos (argila,

bentonita ou montmorilonita). Pela porcentagem obtida deste espaço, pode-se confirmar a importância do tema escolhido da monografia nos anos analisados.

Complementando os dados já obtidos, o espaço amostral do *OnePetro*® {(A OR B) AND C AND (D OR E OR F)} é mostrado na Figura 5 abaixo sendo dividido por cada ano, com a finalidade de verificar se há uma tendência na produção científica e, caso houver, se esta é crescente ou decrescente.



Fonte: Autor.

Nota-se uma tendência decrescente na primeira metade da década de 2010 e, após esta, uma crescente até o final do período estudado. O motivo de tal acontecimento é desconhecido, porém pode-se especular algumas possíveis causas: diminuição do investimento em pesquisas seguida de um reinvestimento; ou uma possível implementação de legislações ambientais mais rígidas globalmente no período estudado pois os fluidos base água são mais ambientalmente seguros sem comprometer suas funções.

4 MATERIAS E MÉTODOS

4.1 Equipamentos

Os testes laboratoriais foram realizados com o intuito de analisar as consequências da utilização de dois tipos de bentonita, em concentrações variadas, na formulação de fluido de perfuração de base aquosa. Os ensaios foram executados no Laboratório de Engenharia de Reservatório e Poço (LERP) da Universidade Federal de Alagoas (UFAL). Nestes testes foram utilizados os seguintes equipamentos: mixer Testop modelo M150 (Figura 6), balança eletrônica de precisão (Figura 7), balança densimétrica Fann (Figura 8), phmêtro digital Instrutherm modelo PH-2600 (Figura 9), viscosímetro 25A Fann (Figura 10) e filtro prensa API Fann (Figura 11). As características das amostras obtidas foram: densidade, viscosidade, forças géis inicial e final, volume de filtrado e espessura do reboco.

Figura 6 – Mixer Testop



Fonte: Autor.

Figura 7 – Balança eletrônica de precisão



Fonte: Autor.

Figura 8 – Balança densimétrica



Fonte: Autor.

Figura 9 – Phmêtro digital



Fonte: Autor.

Figura 10 – Viscosímetro Fann



Fonte: Autor.

Figura 11 – Filtro prensa API



Fonte: Autor.

Além das propriedades de fluidos citadas anteriormente, outra propriedade muito importante na análise proposta é o rendimento da argila, que é a habilidade da argila em aumentar a viscosidade do fluido. Bourgoyne *et al.* (1986) define este rendimento como o número de barris estadunidenses de fluido de perfuração produzido utilizando uma tonelada curta de argila se o fluido apresenta viscosidade aparente de 15 cP quando medido em

viscosímetro rotacional a 600 rpm. Com os resultados dos aparatos mostrados anteriormente será possível inferir os rendimentos das bentonitas utilizadas.

4.2 Materiais

Os fluidos preparados tiveram composição de água destilada e bentonita apenas. As bentonitas utilizadas neste trabalho foram fornecidas pela empresa Bentonisa® (Bentonita do Nordeste S/A), sediada em Boa Vista (PB). Apenas em caráter de diferenciação entre as bentonitas utilizadas, são citadas como “bentonita tipo 1” e “bentonita tipo 2” neste trabalho.

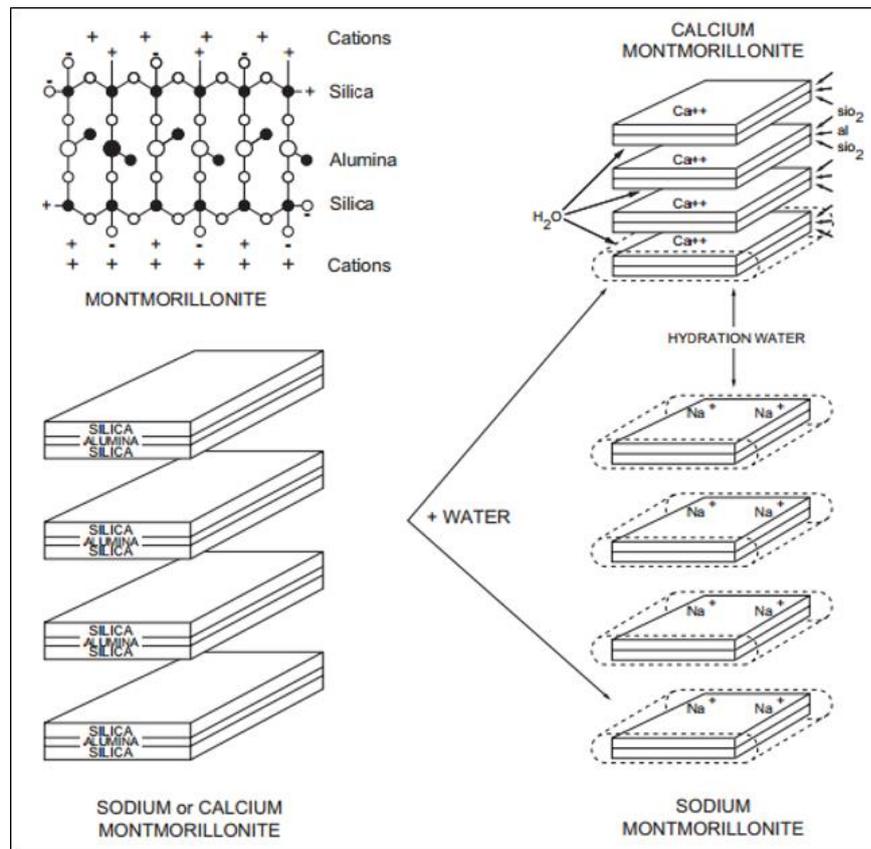
Segundo ANM (2023), no Brasil, as bentonitas mais encontradas na natureza são as cálcicas. Estas detêm menor poder de viscosificação quando comparadas às bentonitas sódicas, comumente importadas. O processo químico de ativação da bentonita cálcicas com carbonato de sódio (Na_2CO_3 , barrilha) a faz transformar em bentonita sódica, aumentando seu valor agregado, porém ainda com rendimento inferior às estrangeiras (AMORIM *et al.*, 2004).

As amostras utilizadas nos ensaios são provenientes do mesmo afloramento em Boa Vista (PB), cerca de 1,5m abaixo do nível do solo. Ambas argilas são ativadas artificialmente com barrilha, ou seja, as propriedades das bentonitas são muito semelhantes. Exemplificando com resultados obtidos pela Bentonisa®: a bentonita tipo 1 apresenta teor de umidade 12,02% e teor de inchamento 38mL, e a bentonita tipo 2, 11,18% e 40mL, respectivamente. Enriquecendo a comparação entre os dois tipos de bentonita utilizados, no Anexo A apresentam-se os resultados da espectrometria de fluorescência de raios X (FRX) realizada por uma empresa terceirizada especialista em análises mineralógicas.

As argilas do tipo bentonita são provenientes de antigas formações de cinzas vulcânicas, que após sofrerem intempéries e transporte, apresentam em sua maior concentração a montmorilonita. Fato observado no resultado da difração de raio X (DRX) de uma porção de bentonita extraída pela empresa Bentonisa®: montmorilonita 86,36%; quartzo 12,54%; e cristobalita 1,10%.

O argilomineral montmorilonita, o qual é composto por vários pacotes de duas folhas de silicato tetraédricas e uma folha central octaédrica de alumina, quando hidratado provoca a adsorção das moléculas de água em torno dos seus pacotes e, a depender de qual é o cátion livre, ocorre um menor ou maior distanciamento entre eles; conforme a Figura 12. Esta diferença do distanciamento entre os pacotes é o que causa alteração do poder de viscosificação: quanto maior o distanciamento, mais água pode ser adsorvida e mais eficiente será a viscosificação (AZAR e SAMUEL, 2007).

Figura 12 – Representação da hidratação de montmorilonita cálcica e sódica



Fonte: AZAR e SAMUEL, 2007.

4.3 Procedimentos experimentais

4.3.1 Determinação das massas específicas das bentonitas

Objetivando a aquisição do valor da massa específica da bentonita (ρ_b) utilizada, a partir dos resultados obtidos na balança densimétrica e pela Equação 1 abaixo, é possível obtê-la:

$$\rho_b = \frac{\rho_w w_b}{\left(\frac{\rho_w}{\rho_f} + w_b - 1\right)} \quad (1)$$

No qual: w_b é a fração mássica da bentonita cujo valor racional entre 0 e 1 é adimensional; ρ_b é a massa específica da bentonita em lb/gal; ρ_w é a massa específica da água cujo valor nesta monografia é considerado 8,33 lb/gal; e ρ_f é a densidade, em lb/gal, obtida na balança densimétrica da amostra com determinada fração mássica w_b .

4.3.2 Preparação dos fluidos

Visando padronizar os procedimentos realizados em laboratório, agregando credibilidade aos mesmos, os fluidos foram preparados seguindo procedimentos da norma API Spec 13A (2010) do *American Petroleum Institute* (API):

- Cada suspensão de bentonita é preparada com $700\text{cm}^3 \pm 10\text{cm}^3$ de água destilada. Houve adaptação ao descrito na norma API, preparando com o dobro da quantidade de água com o intuito de haver fluido suficiente para realizar todos os testes.
- A massa de bentonita para cada mistura é separada e pesada com a balança de precisão a fim de se obter a fração mássica (w_b) desejada no fluido.
- O recipiente contendo apenas água é colocado abaixo do mixer, cujo misturador deve estar próximo do fundo do recipiente e centralizado, e finalmente o mixer é ligado.
- A partir do momento que o soluto (bentonita) é colocado em contato com o solvente (água), tem-se até um minuto para adicionar toda a massa disponível de soluto.
- Após $5\text{min} \pm 0,5\text{min}$ de agitação, o mixer é desligado e o recipiente retirado. Com a utilização de espátula, as paredes do recipiente e o misturador do mixer são raspados para desalojar qualquer bentonita. Tenha certeza de que toda a massa aderida à espátula seja reincorporada, garantindo que toda a massa do soluto está na solução.
- A solução é agitada novamente no mixer por mais $5\text{min} \pm 0,5\text{min}$ e feita nova raspagem.
- Em seguida desta segunda raspagem, a suspensão é agitada por 10min e feita a terceira raspagem. O tempo total de agitação de cada amostra é de $20\text{min} \pm 1\text{min}$.
- Com a suspensão devidamente agitada, esta é transferida para um recipiente selado para envelhecimento de até dezesseis horas em temperatura ambiente. Isto visa uma melhor homogeneização da mistura, permitindo que toda a bentonita possa reagir com o meio aquoso e ser dissolvida.
- Após o envelhecimento da suspensão de bentonita, o recipiente selado é chacoalhado manualmente e o conteúdo é transferido para o recipiente do mixer.
- A suspensão é agitada por $5\text{min} \pm 30\text{s}$ e feita a última raspagem.

Neste trabalho são consideradas as frações mássicas (w_b) de 2%, 4% e 6% de bentonita, resultando em 14,2857g; 29,1667g; e 44,6809g, respectivamente, para 700 mL de água

destilada. A Equação 2 abaixo foi utilizada para obtenção destes valores. Cada concentração mássica de bentonita foi preparada entre três a seis vezes, sempre com valores de massa de bentonita próximas do ideal.

$$m_b = \frac{m_w w_b}{1 - w_b} \quad (2)$$

Onde, m_b é a massa de bentonita em gramas e m_w é a massa de água em gramas. Neste trabalho é considerado densidade da água sendo 1 g/mL, portanto, em cada suspensão formulada é considerada a massa de água de 700 g.

A utilização do recurso de triplicata até hexaplicata nas amostras laboratoriais foi devido à uma maior avaliação da variabilidade dos resultados obtidos, bem como garantir a repetibilidade e qualidade dos experimentos, além de exclusão de erros grosseiros que podem ocorrer.

4.3.3 Leitura dos potenciais hidrogeniônicos

Conforme orientado na norma API RP 13B-1 (2014), foi utilizado um pHmêtro digital (Figura 9) com eletrodo de vidro, a fim de se obter resultados mais confiáveis do que nos métodos manuais com régua de cores.

A amostra é colocada em um recipiente aberto e nela é submergido o par de eletrodos, um de vidro e outro de referência.

Quando o equipamento é ligado, permite mostrar três parâmetros: potencial hidrogeniônico (pH); temperatura e voltagem. Todas as amostras são aferidas em todos os parâmetros disponíveis.

4.3.4 Densidade dos fluidos

A balança densimétrica (Figura 8) é vistoriada antes de ser montada para certificar que não há qualquer substância aderida à sua superfície, o que poderia ocasionar uma leitura incorreta.

Ademais, a balança deve constantemente ser calibrada com água destilada na temperatura de 21 °C (70 °F), cujo contrapeso deve marcar 1 g/ml, 1000 kg/m³, 8,33 lb/gal ou 62,3 lb/ft³ na régua de medição. Neste trabalho, a escala utilizada é de lb/gal (libras por galão).

Seguindo os procedimentos da API RP 13B-1 (2014), a balança é montada em uma superfície plana e reta. O fluido a ser testado é colocado no copo de medida e a tampa do copo

é colocada e girada até estar fielmente encaixada. Certifica-se de que uma parte do fluido seja expelida pelo orifício na tampa, a fim de liberar qualquer ar ou gás aprisionado.

Após este extravasamento, as partes externas do copo medidor e sua tampa são limpas e secas.

Com todo o aparato montado, limpo e livre de interferências exteriores, o contrapeso é movimentado na régua de escala para alcançar o equilíbrio da balança.

Ao alcançar o equilíbrio, o valor indicado pelo contrapeso na extremidade mais distante do copo de medida e na escala de lb/gal é anotado para cada amostra.

4.3.5 Viscosidade e forças géis dos fluidos

Conforme as orientações da API RP 13B-1 (2014), o viscosímetro 25A Fann (Figura 10) utilizado atende a todas especificações necessárias e adicionalmente possui velocidades extras, sendo possível selecionar 3, 6, 100, 200, 300 e 600 rpm (rotações por minuto).

O recipiente utilizado para testar os fluidos acompanha o viscosímetro e possui uma ranhura interna, indicando o nível que o fluido deve atingir.

Neste primeiro momento, o fluido é agitado a uma velocidade constante e esperado uma leitura constante no indicador por até 2 min, caso não se alcance a estabilidade, o intervalo mostrado é anotado. Começa-se pela velocidade de 600 rpm e em ordem decrescente até 3 rpm. Posteriormente, caso a amostra tenha um intervalo de valores para analisar seus parâmetros, deverá ser feito a média entre os valores mínimo e máximo, o valor desta média será utilizado para cálculos.

A partir dessas informações são obtidos três parâmetros das amostras: viscosidade plástica, limite de escoamento e viscosidade aparente, cujas equações de obtenção utilizadas encontram-se abaixo. A unidade das viscosidades é cetipoise (cP) e do limite de escoamento, lbf/100ft².

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (3)$$

$$\tau_0 = \theta_{300} - \mu_p = 2\theta_{300} - \theta_{600} \quad (4)$$

$$\mu_a = \frac{\theta_{600}}{2} \quad (5)$$

Onde, μ_p é viscosidade plástica, τ_0 é limite de escoamento, μ_a é viscosidade aparente, θ_{600} é a leitura mostrada a 600 rpm e θ_{300} é a leitura a 300 rpm.

O método de aferição das forças géis (F_G) consiste em agitar a amostra por 10s em 600 rpm, parar o rotor por um tempo determinado de repouso e ligar novamente a 3 rpm, observando o valor máximo indicado no visor por até 2 min do momento que o rotor é religado. A força gel inicial (F_{Gi}) tem repouso de 10 s e a final (F_{Gf}) é de 10 min. Apenas um valor máximo é anotado para as duas situações de cada amostra.

O valor indicado no visor, para força gel, está representado na escala de graus de deflexão, onde cada grau corresponde a 1,067 lbf/100ft² ou 0,511 Pa. A caráter de simplificação conforme a norma API RP 13B-1 (2014), cada grau de deflexão neste trabalho é considerado exatamente como 1 lbf/100ft².

4.3.6 Volume de filtrado e espessura do reboco

Segundo a API RP 13B-1 (2014), mensurar a capacidade de filtração e formação de reboco dos fluidos de perfuração são fundamentais para o controle e tratamento destes fluidos. Estas características são afetadas pelos tipos e quantidades de sólidos no fluido, pelas suas interações físicas e químicas, estas que por sua vez, são afetadas pela temperatura e pressão. É recomendado que cada fluido seja testado em duas condições: baixas temperatura e pressão (LTLP); e altas temperatura pressão (HTHP).

No presente trabalho, serão realizados testes apenas na condição de baixas temperatura e pressão, devido ao fato de não haver equipamentos compatíveis para realizar na outra condição recomendada.

O filtro prensa API, representado anteriormente na Figura 11, consiste em um suporte e uma célula cilíndrica. Esta célula é montada encaixando sua base, o corpo cilíndrico e a tampa. Acima desta base é colocado o papel filtro com as características citadas na API RP 13B-1 (2014). O fluido a ser testado é adicionado à célula montada já com o papel filtro, com seu nível abaixo do limite do corpo da célula entre 1 e 1,5cm, para minimizar a contaminação de dióxido de carbono (CO₂) no filtrado.

Após ser tampada, a célula é colocada no suporte com seu dreno (localizado na sua base) centralizado na base auxiliar do suporte abaixo. O parafuso de fixação do suporte deve ser rosqueado até preencher totalmente a depressão na tampa da célula, garantindo a correta fixação do aparato. Na base auxiliar do suporte é colocada uma proveta graduada com pequena área de seção transversal, a fim de mensurar com precisão o volume do filtrado.

Um compressor de ar é ajustado para uma pressão de 100 psi \pm 5 psi, isto é, se a pressão ficar abaixo de 95 psi no manômetro acoplado, o pressurizador será ligado automaticamente

para retornar aos 100 psi. Este compressor é conectado ao filtro prensa API por uma mangueira de alta pressão e um engate de metal, o qual possui um manômetro, uma válvula de alívio e um bico fêmea para travar na tampa da célula do filtro prensa.

O compressor de ar deve ser ligado com sua válvula de saída fechada, com todo o aparato do filtro prensa API ajustado e com a válvula de alívio do engate fechada. Com a posse de um cronometro, a válvula de saída do pressurizador é aberta e o tempo começa a ser contado imediatamente.

Durante o procedimento, são registrados os volumes de filtrado na proveta nos seguintes tempos: 1min; 2,5min; 7,5min; 10min; 15min; 20min; 25min; e 30min. Caso o volume do filtrado ultrapasse a última marcação da proveta, deve-se trocar a proveta imediatamente por outra seca para continuar o procedimento. Não há risco de extravasar filtrado pois a proveta deve ser trocada no intervalo do gotejamento. O volume de filtrado aferido aos 30 min ($V_{F,30min}$) é o mais relevante para posteriores análises.

Após a última aferição aos 30min, a válvula de saída do pressurizador é fechada e a válvula de alívio do engate é aberta. Deve-se esperar até que a pressão da célula cilíndrica do filtro prensa iguale ao ambiente. Após isso, o parafuso de fixação do suporte é afrouxado e o engate da mangueira do compressor é desacoplado.

Com muito cuidado, a célula cilíndrica é destampada e o fluido contido é descartado. Seguindo com cautela, o corpo cilíndrico é destacado da base, sem prejudicar o reboco formado no papel filtro.

Com o papel filtro retirado e seu reboco íntegro, este papel deve ser lavado com pequeno fluxo de água para que reste apenas o filme impermeável no papel. A espessura do reboco (δ) é medida com uma régua de precisão API que acompanha o equipamento, na escala de polegada/32 ($\frac{pol}{32}$), que é colocada na porção central do papel filtro. Apesar das descrições do reboco serem subjetiva (rígido, maleável, consolidado, elástico, etc.), ainda assim apresentam informações importantes acerca da sua qualidade.

Neste trabalho, notou-se pouca consistência nos rebocos dos fluidos de bentonita tipo 2; e, portanto, não foram lavados com fluxo de água, devido ao grande risco de perder totalmente o reboco.

4.3.7 Rendimento das bentonitas

A partir da definição descrita em Bourgoyne *et al.* (1986) e com as respectivas definições de fração mássica e massa específica, bem como o fator de conversão, obtêm-se a Equação 6 abaixo:

$$V_{rend} = \frac{1000}{21} \left(\frac{1}{\rho_b} + \frac{1}{\rho_w w_b} - \frac{1}{\rho_w} \right) \quad (6)$$

Sendo que a unidade deste rendimento é bbl/T (barris estadunidenses por tonelada curta).

Com a finalidade de determinar a fração mássica de bentonita (w_b) que cumpra o requisito de viscosidade aparente de 15 cP na velocidade de 600 rpm é realizada um ajuste dos dados experimentais em forma de curva contínua e, a partir dela, é obtida uma equação para estimar a fração mássica necessária.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Dado a extensa pesquisa realizada, pode-se intuir alguns apontamentos que serão expostos nos próximos subtópicos.

5.1 Massa específica das bentonitas

A partir dos resultados obtidos na balança densimétrica, constatou-se que ambas as bentonitas apresentavam resultados iguais na fração mássica (w_b) de 6%, obtendo densidade do fluido (ρ_f) de 8,6 lb/gal. Aplicando a Equação 1, a massa específica de bentonita (ρ_b) obtida é 17,4727 lb/gal, com arredondamento na quarta casa decimal. Este é o valor considerado nos cálculos subsequentes desta presente monografia. Nota-se que o valor encontrado experimentalmente é inferior ao encontrado na literatura (21,7 lb/gal), isto se deve a grande capacidade da bentonita em absorver a umidade do ambiente.

5.2 Propriedades dos fluidos

Após realização das médias aritméticas dos valores aferidos para cada fração mássica (w_b) e em cada bentonita; além de aplicar as equações supracitadas, alguns parâmetros obtidos são expostos abaixo na Tabela 7:

Tabela 7 – Parâmetros obtidos com os fluidos produzidos

w_b	Bentonita tipo 1			Bentonita tipo 2			Unidade
	2%	4%	6%	2%	4%	6%	
pH	9,55	9,63	9,56	9,5	9,36	9,16	adimensional
Temperatura	28,6	28,8	29,3	28,7	28,9	29,4	°C
Voltagem	-101	-105	-99	-106	-104	-95	mV
ρ_f	8,4	8,45	8,6	8,4	8,5	8,6	lb/gal
μ_p	3,4	4,5	8,4	6,6	14,9	18,3	cP
τ_0	1,9	5,7	11,9	5,4	14,9	42,2	lbf/100ft ²
μ_a	4,35	7,35	14,35	9,3	22,35	39,4	cP
F_{Gi}	7	6,7	12	5,8	6,5	25,3	lbf/100ft ²
F_{Gf}	9,7	8,7	26,3	8,6	7,8	33	lbf/100ft ²
$V_{F,30min}$	37,6	27,7	22	134	68,9	20	mL
δ	3	3	4	8	14	5	pol/32

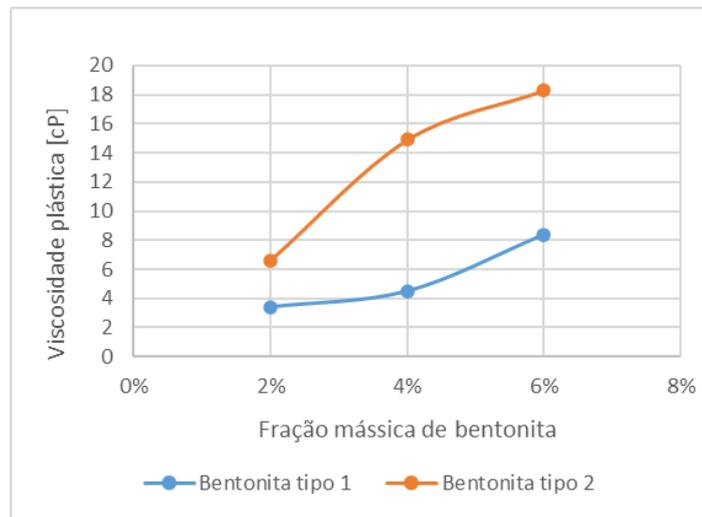
Fonte: Autor.

Conforme esperado, as três primeiras propriedades da Tabela 7 – potencial hidrogeniônico, temperatura e voltagem – não apresentaram grandes mudanças, mesmo em

diferentes concentrações e tipos de bentonita aplicada; pois as condições climáticas e ambientais são aproximadamente iguais e os materiais utilizados nos ensaios são os mesmos: apenas água destilada e bentonita.

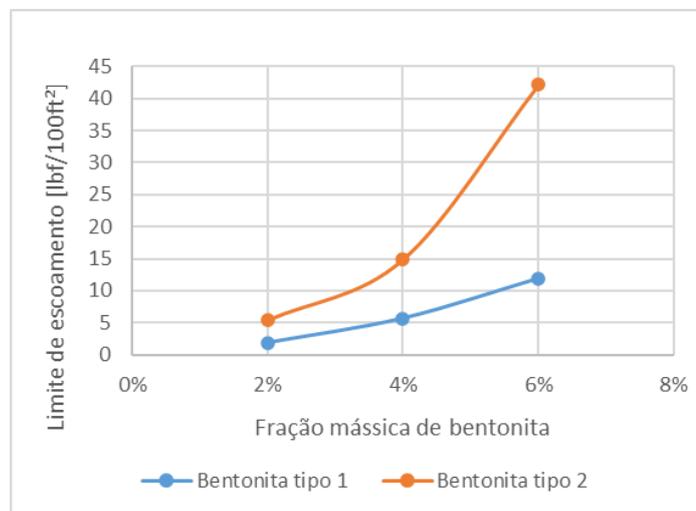
Em seguida, notadamente observa-se uma sequência crescente ininterrupta de quatro propriedades diretamente proporcionais com a fração mássica de cada bentonita empregada. Propriedades estas que são a densidade do fluido, viscosidade plástica, limite de escoamento e viscosidade aparente. Isto também era previsto, pois quanto maior a massa de bentonita adicionada ao fluido, mais denso e viscoso este se torna. Para melhor visualização, a seguir é mostrado graficamente as três últimas das propriedades citadas neste parágrafo, cada qual comparando os dois tipos de bentonitas utilizados.

Figura 13 – Gráfico da viscosidade plástica em função da fração mássica de bentonita



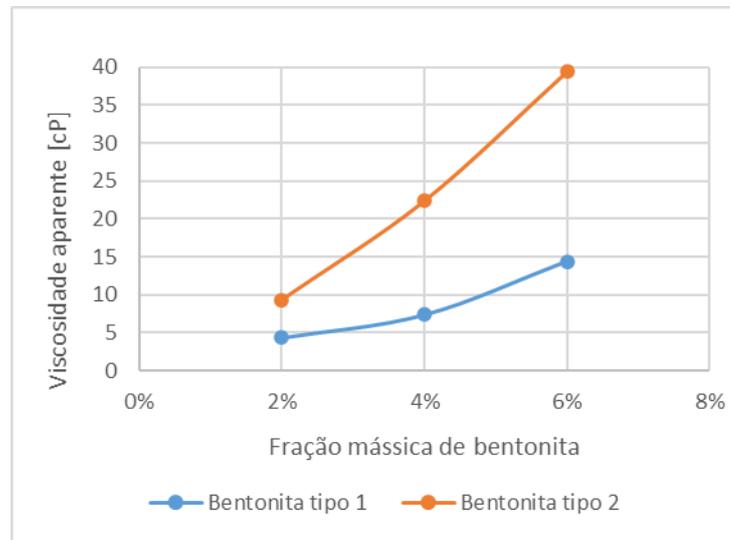
Fonte: Autor.

Figura 14 – Gráfico do limite de escoamento em função da fração mássica de bentonita



Fonte: Autor.

Figura 15 – Gráfico da viscosidade aparente em função da fração mássica de bentonita

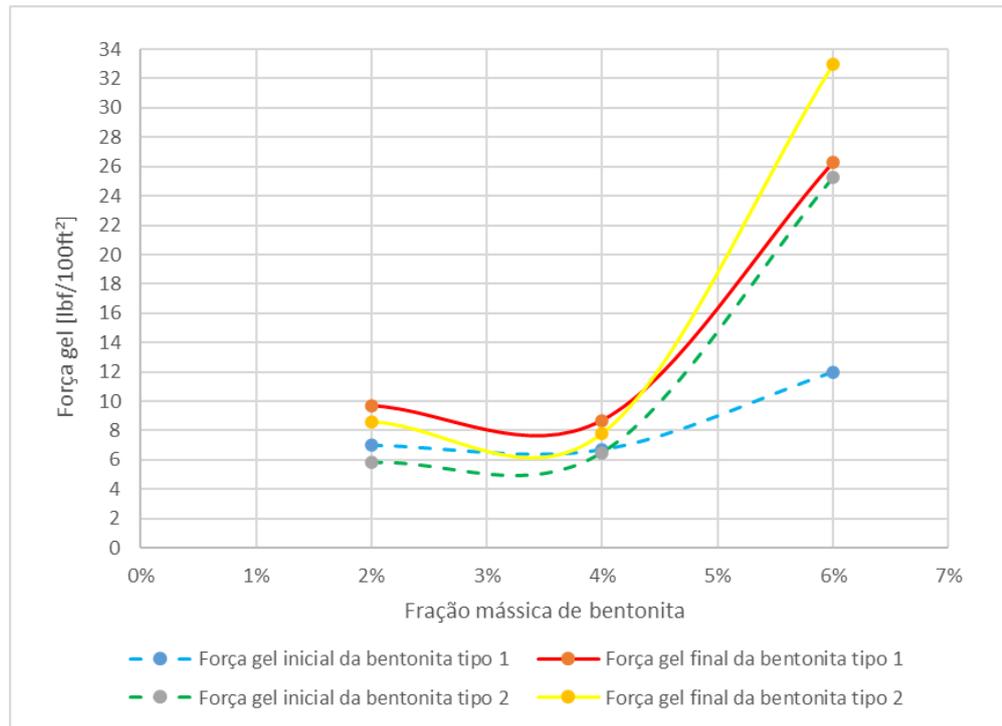


Fonte: Autor.

Adicionalmente aos dados ilustrados, vale ressaltar que durante os ensaios do viscosímetro, quase todas as amostras apresentaram intervalos de valores, pelo fato do ponteiro não se estabilizar após 2 min em velocidade constante. Dos intervalos obtidos, foi notada uma tendência: os intervalos de valores foram menores nas amostras da bentonita tipo 1, ou seja, houve maior estabilização do ponteiro, do que nas amostras da bentonita tipo 2. Este fato leva a conferir maior credibilidade aos resultados observados na bentonita tipo 1, assim como uma melhor qualidade deste material.

As forças géis também seguiram ao preconcebido teoricamente: em cada fração mássica de cada bentonita, a força gel inicial é menor que a força gel final, devido à tixotropia, em que a força para quebrar o estado de repouso do fluido aumenta conforme maior for o tempo de repouso do mesmo. Na Figura 16 a seguir, mostra-se um comparativo entre todas as forças géis.

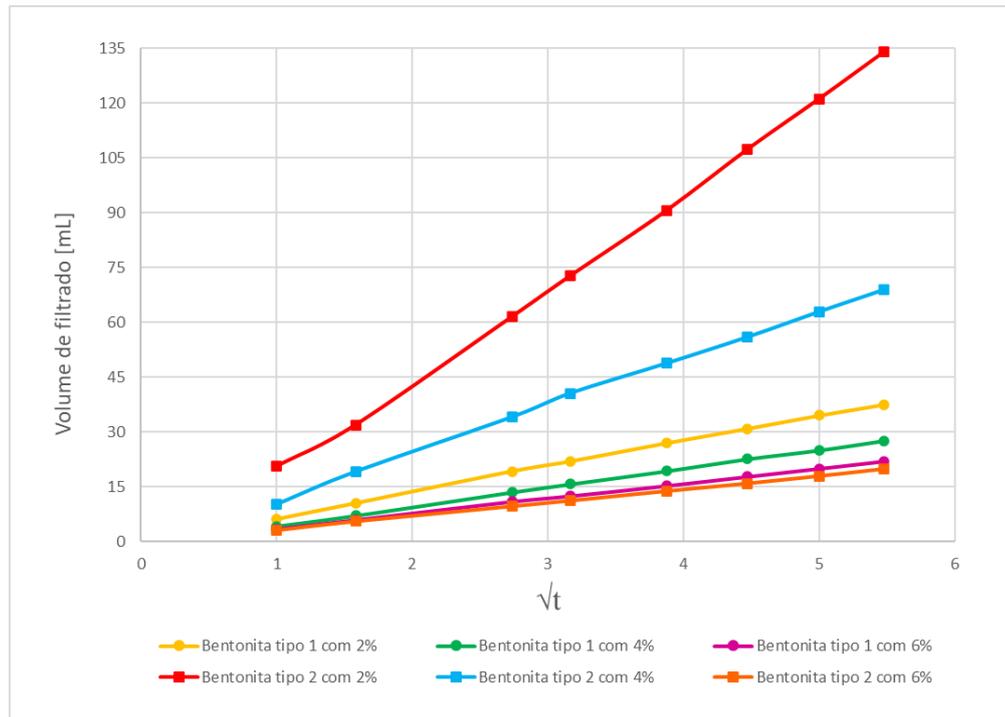
Figura 16 – Gráfico das forças géis em função da fração mássica de bentonita



Fonte: Autor.

Os valores bem discrepantes nos volumes de filtrados entre os dois tipos de bentonita mostram nitidamente que a qualidade de formação do reboco impermeável é muito superior na bentonita tipo 1. Ademais, nota-se a tendência decrescente nos volumes de filtrados em função do aumento da fração mássica de bentonita utilizada, o que é desejado. Segundo Bourgoyne *et al.* (1986), a representação gráfica do volume de filtrado tem no seu eixo das abscissas a raiz quadrada do tempo (\sqrt{t}), pois no filtro prensa API o volume de filtrado é proporcional à raiz quadrada do tempo, desta forma este gráfico será representado por uma reta.

Figura 17 – Gráfico dos volumes de filtrado em função da fração mássica e da bentonita



Fonte: Autor.

Um fato muito peculiar que se observa na Figura 17 acima é a semelhança das retas na fração mássica de 6%, apesar das retas bem distantes nas demais frações, isto leva a crer que após um intervalo com valores de frações mássicas baixas, ambas as bentonitas comecem a apresentar um comportamento muito semelhante na quantidade de volume de filtrado conforme as frações aumentam. Podendo inferir que nesta situação a qualidade da bentonita não se torna tão relevante, mas sim a quantidade que foi adicionada.

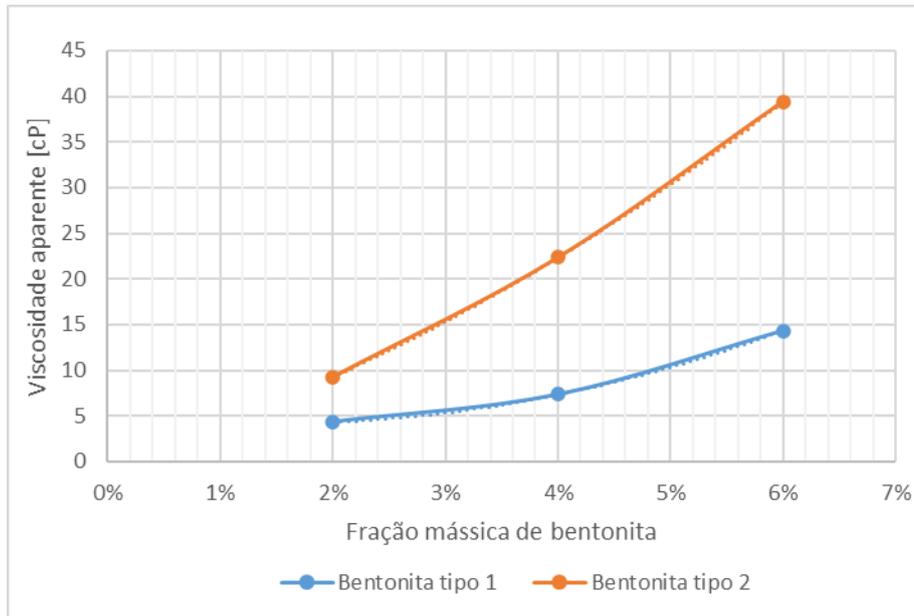
Corroborando com esta hipótese, os resultados da espessura do reboco apresentam comportamento semelhante. Como dito anteriormente, os rebocos da bentonita tipo 2 não foram lavados para não perder as amostras, pois o material estava muito inconsolidado, ainda assim na fração mássica de 6% obteve uma espessura próxima ao da bentonita tipo 1 de mesma fração; além disso, a consistência do reboco melhorou notavelmente com 6%, também se aproximando aos resultados da bentonita tipo 1. Por fim, a decisão de não lavar os rebocos da bentonita tipo 2 levando em conta as características visíveis, foi procedente.

5.3 Rendimento das bentonitas

Com a pretensão de obter os rendimentos das bentonitas, é necessário calcular as frações mássicas das bentonitas tipo 1 e 2 que cumpram os requisitos descritos por Bourgoyne *et al.*

(1986), dessa forma, é gerado um gráfico de viscosidade aparente *versus* fração mássica de bentonita a partir dos resultados mostrados na Tabela 7 e com linha de tendência para cada tipo de bentonita utilizada, obtendo assim duas novas equações que determinam as frações mássicas desejadas.

Figura 18 – Gráfico da variação da viscosidade aparente em função da fração mássica de bentonita



Fonte: Autor.

As linhas de tendências estão bem sutis na Figura 18 porque o coeficiente de determinação (R^2), que avalia a qualidade do ajuste do modelo de regressão, em ambas as curvas é igual a 1, isto é, as curvas dos dados experimentais estão perfeitamente representadas pelas equações obtidas. Nos dois casos, o ajuste perfeito das curvas de tendência ocorreu com função polinomial de grau 2, ou seja, função quadrática. Isto se deve à característica desta função em se ajustar com facilidade a conjuntos de dados limitado a três soluções. As equações das linhas de tendências abaixo têm os tipos de bentonita que se referem subscritos:

$$\mu_{a1} = 5000w_{b1}^2 - 150w_{b1} + 5,35 \quad (7)$$

$$\mu_{a2} = 5000w_{b2}^2 + 352,5w_{b2} + 0,25 \quad (8)$$

Resolvendo ambas as equações para a condição desejada com viscosidade aparente (μ_a) de 15 cP, obtêm-se as seguintes frações mássicas (w_b): bentonita tipo 1 com 6,1422% e a tipo 2 com 2,95%, condizendo com a Figura 18. E finalmente, ao aplicar estas soluções na Equação 6, são obtidos os rendimentos das bentonitas: a tipo 1 com 90,0792 bbl/T e tipo 2 com 190,7909 bbl/T.

Nota-se com estes rendimentos de bentonita que, apesar de apresentar dados menos confiáveis e até certo ponto duvidosos, a bentonita tipo 2 mostra um rendimento muito superior à do tipo 1.

6 CONCLUSÕES

A revisão bibliométrica realizada neste trabalho confirmou a importância dos fluidos base água nos âmbitos nacional e internacional, apesar de que nacionalmente a produção é bem mais reduzida. Notou-se também, uma tendência crescente da produção científica internacional em fluidos de base água com bentonita, que é o principal foco deste trabalho.

Os ensaios experimentais, que seguiram as normas da API em condições de baixas temperatura e pressão, obtiveram resultados satisfatórios, acarretando em vários parâmetros para analisar as duas bentonitas utilizadas. Por outro lado, realizar experimentos com bentonitas extraídas em território nacional e nas suas configurações comerciais foi considerado adequado.

Os dois tipos de bentonita aplicados neste trabalho apresentam a mesma aparência a olho nu e até mesma massa específica, porém ao longo da seção de resultados, nota-se como elas diferem em seus resultados. A bentonita tipo 1 apresenta uma capacidade de viscosificação bem moderada, mas com uma ótima formação de reboco consistente e impermeável; em contrapartida, a bentonita tipo 2 exibiu poder de viscosificação bem superior, porém com formação de um reboco muito inconsolidado que permite uma vazão de filtrado bem marcante. Portanto, em termos de aplicabilidade na indústria de petróleo e gás, a bentonita tipo 1 pode ser a melhor escolha em um número maior de cenários de perfuração.

O rendimento da bentonita, cuja equação foi deduzida no decorrer desta monografia, surpreendeu ao mostrar quão distantes estão as bentonitas utilizadas; porém como este parâmetro só se relaciona com o poder de viscosificação, sem considerar a qualidade do reboco ou volume de filtrado, pode ser considerado insuficiente para determinar a qualidade de uma bentonita.

Por fim, propõe-se que nas análises futuras haja um maior número de variações de bentonita, de nacionais até internacionais, tanto sódicas quanto cálcicas; bem como, variações de fração mássica maiores que as utilizadas para aferir se o comportamento das bentonitas realmente converge.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO – ANM. Brasil, 2023. Disponível em: <www.anm.gov.br>. Acesso em: 8 de maio de 2023.

ALMEIDA, R. D. F.; SILVA, W. G. A. L. **Avaliação de Fluidos de Perfuração de Base Aquosa contendo Poliglicóis Modificados.** 72 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2010.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE - API. **Specification for Drilling-Fluid Materials. API Spec 13A.** API, 2010.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE - API. **Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids. API RP 13B-1.** API, 2014.

AMORIM, L. V. **Melhoria, proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo.** 326 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Faculdade Engenharia de Processos, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2003.

AMORIM, L. V.; *et al.* **Bentonites from Boa Vista, Brazil: Physical, Mineralogical and Rheological Properties.** Materials Research. Vol. 7, n. 4, p. 583-593, 2004.

AZAR, J. J.; SAMUEL, G. R. **Drilling Engineering.** 486f. Tulsa: PennWell Corp, 2007.

BATISTA, A. P. S. **Caracterização de argilas bentonitas de Cubati-PB visando sua aplicação em fluidos de perfuração base água.** 84 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Materiais) – Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2010.

BOURGOYNE, A. T. *et al.* **Applied Drilling Engineering.** 1st printing. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1986.

CAENN, R.; CHILLINGAR, G. V. **Drilling Fluids: State of the Art.** Journal of Petroleum Science and Engineering 14, p. 221-230 (1996).

CAETANO, A. L. A. **Influência da variação granulométrica de argilas bentoníticas no comportamento reológico e de filtração de fluidos de perfuração base água.** 74 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Materiais) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, PB, 2014.

CORREIA, J. P. A.; GOUVEIA, L. P. **Avaliação das propriedades de filtração em fluidos de perfuração à base água com amido de milho e cloreto de sódio**. 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - P&D Petro. Maceió, AL, 2017.

GOMES, A. F. C. **Estudo experimental e numérico do comportamento reológico de um fluido de perfuração**. 101 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, AL, 2019.

LACERDA, R. T. O.; ENSSLIN, L.; ENSSLIN, S. R. **Uma análise bibliométrica da literatura sobre estratégia e avaliação de desempenho**. Gestão e Produção. São Carlos, v. 19, n. 1, p. 59-78, 2012.

LOPES, L. F. **Influência da argila na invasão de fluidos de perfuração em reservatórios de petróleo**. 119 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2012.

MACHADO, J. C. V. **Reologia e escoamento de fluidos**. 258 p. 1ª edição. Rio de Janeiro: Interciência, 2002.

MELO, K. C. **Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água**. 100 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2008.

PEREIRA, I. D. S. **Estudos de novas jazidas de argilas bentoníticas do estado da Paraíba visando seu uso em fluidos de perfuração de poços de petróleo**. 106 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Materiais) – Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2014.

PEREIRA, M. S. **Caracterização de Cascalho e Lama de Perfuração ao longo do Processo de Controle de Sólidos em Sondas de Petróleo e Gás**. 160 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, área de concentração de Desenvolvimento de Processos Químicos) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, MG, 2010.

RANGEL, N. S. **Gerenciamento de Resíduos da Perfuração de Poços de Petróleo e Gás Offshore: Fluidos e Cascalhos de Perfuração**. 62 f. Monografia (Especialização em Engenharia de Campo SMS) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, ES, 2015.

SANTANA, K. R. **Interações entre a carboximetilcelulose, carbonato de cálcio e bentonita: Repercussões sobre as propriedades dos fluidos de perfuração aquosos**. 95 f. Tese (Doutorado em Química) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2014.

SANTOS, N. A.; GOUVEIA, L. P. **Especificação de amidos de milho comerciais para fluidos de perfuração de acordo com padrões API**. 10º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - P&D Petro. Natal, RN, 2019.

SILVA, A. O. M. **Perfuração e Completação de Poços HPHT**. 74 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 2016.

SILVA, M. O.; GOUVEIA, L. P. **Análise paramétrica da reologia de fluidos de perfuração para remoção de cascalhos**. 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - P&D Petro. Maceió, AL, 2017.

SILVA, T. H. S.; GOMES, V. L. A.; GOUVEIA, L. P. **Análise das propriedades do fluido de perfuração à base água utilizando goma xantana**. 10º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - P&D Petro. Natal, RN, 2019.

SILVEIRA, B. M. O. **Invasão de Fluidos de Perfuração e Fluxo Reverso de Óleo em Reservatórios de Arenito e de Carbonato**. 105 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2012.

SUEHARA, B. B. **Síntese de nanoaditivo de argila bentonítica para formulação de fluidos de perfuração à base de água**. 90 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Energia) – Universidade de Brasília, Gama, DF, 2013.

THOMAS, J. E.; *et al.* **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ª edição. Rio de Janeiro: Editora Interciência / PETROBRAS, 2001.

Anexo A - Resultados da Espectrometria de Fluorescência de Raios X

	Bentonita tipo 1	Bentonita tipo 2
Al₂O₃	15,062%	14,179%
CaO	1,185%	1,204%
Fe₂O₃	8,023%	7,623%
K₂O	0,532%	0,465%
MgO	2,422%	2,159%
MnO	< 0,05%	< 0,05%
Na₂O	2,366%	2,330%
P₂O₅	0,065%	0,058%
SiO₂	61,732%	63,828%
TiO₂	0,923%	0,827%
Perda ao fogo	7,671%	7,309%