



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA

CENTRO DE TECNOLOGIA

CURSO DE ENGENHARIA QUÍMICA

BRENNA MENDES DIAS

**ESTUDO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO MICROEMULSIONADOS E DE
FLUIDOS BASE ÁGUA COM DIFERENTES GRANULOMETRIAS DE PÓ DE
CONCHA DE MARISCO**

JOÃO PESSOA

2023

BRENNA MENDES DIAS

**ESTUDO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO MICROEMULSIONADOS E DE
FLUIDOS BASE ÁGUA COM DIFERENTES GRANULOMETRIAS DE PÓ DE
CONCHA DE MARISCO**

Trabalho Final de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Química da Universidade Federal da Paraíba, em cumprimento ao pré-requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Química.

Orientadora: Profa . Dra. Fabíola Dias da Silva
Curbelo

JOÃO PESSOA

2023

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

D541e Dias, Brenna Mendes.

Estudo de fluidos de perfuração microemulsionados e de fluidos base água com diferentes granulometrias de pó de concha de marisco / Brenna Mendes Dias. - João Pessoa, 2023.
45 f.

Orientação: Fabíola Dias da Silva Curbelo.
Monografia (Graduação) - UFPB/CT.

1. Fluido de perfuração. 2. Conchas de marisco. 3. Reologia. 4. Volume de filtrado. I. Curbelo, Fabíola Dias da Silva. II. Título.

UFPB/BSCT

CDU 66.01(043.2)

Brenna Mendes Dias

**ESTUDO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO MICROEMULSIONADOS E DE
FLUIDOS BASE ÁGUA COM DIFERENTES GRANULOMETRIAS DE PÓ DE
CONCHA DE MARISCO**

Trabalho Final de Curso apresentado ao
Departamento de Engenharia Química da
Universidade Federal da Paraíba, em cumprimento
ao pré-requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Química.


Profª Fabíola Dias S. Curbelo
Mat. 2453534

Profa. Dra. Fabíola Dias da Silva Curbelo
Orientadora

Maria Eduarda Araújo Pessoa

Me. Maria Eduarda Araújo Pessoa
Membro Externo



Me. Raphael Ribeiro da Silva
Membro Externo

João Pessoa
2023

RESUMO

Com o passar do tempo, a indústria de petróleo sofreu mudanças que tornaram suas operações mais complexas e sofisticadas, inclusive durante as etapas de perfuração com a remoção de cascalhos a partir de diferentes fluidos. A escolha do fluido que será utilizado permite o sucesso da operação e esses podem ser à base de água, óleo, ar, além dos fluidos sintéticos. O presente estudo teve como objetivo o desenvolvimento de fluidos de perfuração que atendessem a Norma 2604 da Petrobras. Para isso, foram formulados: um fluido de base microemulsionada (FM) composta por solução de NaCl, óleo de mamona e um tensoativo não – iônico NP 150 além de dois fluidos de base aquosa (FA1 e FA2) contendo goma xantana e o pó da concha de marisco com granulometrias diferentes, sendo o diâmetro de FA1 0,177 mm e FA2 0,213 mm. Foram realizados testes de propriedades químicas e físicas nos quais foram obtidos resultados de pH, massa específica, reologia e volume de filtrado. No que diz respeito a pH e massa específica, todos os fluidos apresentaram os resultados esperados; para a viscosidade aparente, os valores de FA1 e FA2, 64 cP e 68 cP, respectivamente, foram superiores ao de FM, 48,5 cP, sendo fluidos mais viscosos. Em relação aos demais parâmetros, como limite de escoamento, gel final e inicial, o fluido de base microemulsionada teve a melhor performance, atendendo aos parâmetros exigidos na Norma 2604. Os três fluidos seguem o modelo reológico de Herschel – Bulkley. O teste de filtração mostrou que o reboco de menor espessura foi do fluido FM, 6,8mL. Foi visto também que a diferença de granulometria não apresentou influência significativa quando comparados os resultados de FA1 e FA2.

Palavras – chave: Fluido de perfuração. Conchas de marisco. Reologia. Volume de Filtrado.

ABSTRACT

Over time, the oil industry has undergone changes that have made its operations more complex and sophisticated, including during the drilling stages with the removal of cuttings from different fluids. The choice of fluid that will be used allows the success of the operation and these can be based on water, oil, air, in addition to synthetic fluids. The objective of this study was to develop drilling fluids that comply with Petrobras Standard 2604. For this, the following were formulated: a microemulsion based fluid (FM) composed of a NaCl solution, castor oil and a non-ionic surfactant NP 150, in addition to two aqueous based fluids (FA1 and FA2) containing xanthan gum and castor powder. shellfish with different particle sizes, the diameter of FA1 being 0.177 mm and FA2 0.213 mm. Tests of chemical and physical properties were carried out in which results of pH, specific mass, rheology and filtrate volume were obtained. With regard to pH and specific mass, all fluids showed the expected results; for apparent viscosity, the values of FA1 and FA2, 64 cP and 68 cP, respectively, were higher than that of FM, 48.5 cP, being more viscous fluids. Regarding the other parameters, such as flow limit, final and initial gel, the microemulsion based fluid had the best performance, meeting the parameters required in Standard 2604. The three fluids follow the Herschel – Bulkley rheological model. The filtration test showed that the thinnest render was FM fluid, 6.8mL. It was also seen that the difference in granulometry did not have a significant influence when comparing the results of FA1 and FA2.

Keywords: Drilling fluid. Shellfish shells. Rheology. Filtrate Volume.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação do escoamento unidirecional	18
Figura 2 - Classificação reológica dos fluidos	19
Figura 3 - Comportamento reológico de fluidos Newtonianos e não Newtonianos	22
Figura 4 – Balança de lama utilizada para obtenção de massa específica	29
Figura 5 – pHmetro utilizado para determinação do pH	29
Figura 6 - Método de obtenção da espessura do reboco	31
Figura 7 - Fluido de perfuração microemulsionado após 24 horas em repouso	32
Figura 8 - Fluido de perfuração microemulsionado após 24 horas em repouso	32
Figura 9 - Fluido de perfuração microemulsionado após 24 horas em repouso	32
Figura 10 – Curva de fluxo para os três fluidos	34
Figura 11 - Curva de fluxo para FA1	35
Figura 12 - Curva de fluxo para FA2	35
Figura 13 - Curva de fluxo para FM	36
Figura 14 - Reboco do ensaio de filtração de FM	38
Figura 15 - Reboco do ensaio de filtração de FA1	38
Figura 16 - Reboco do ensaio de filtração de FA2	

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Equações de modelos matemáticos para fluidos não Newtonianos	20
Tabela 2 – Funções dos aditivos na preparação do fluido de perfuração	27
Tabela 3 - Formulação do fluido de perfuração	27
Tabela 4 - Funções dos aditivos na preparação do fluido de perfuração	28
Tabela 5 - Formulação dos fluidos de perfuração	28
Tabela 6 – Propriedades reológicas	30
Tabela 7 - Resultados obtidos de massa específica comparados ao valor da Norma	33
Tabela 8 - Resultados obtidos de pH comparados ao valor da Norma	33
Tabela 9 - Parâmetros do Modelo de Herschel – Buckley para os três fluidos	35
Tabela 10 - Resultados obtidos no ensaio reológico e volumes de filtrado comparados aos valores da Norma	36
Tabela 11 – Volume de filtrado dos fluidos	37
Tabela 12 – Espessura dos fluidos	38

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
2. OBJETIVOS	12
2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	12
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	12
3.1 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	12
3.1.1 Classificação dos fluidos de perfuração	14
3.1.1.1 Fluidos à base de água	14
3.1.1.2 Fluidos à base de óleo	14
3.1.1.3 Fluidos à base de ar	15
3.1.2 Propriedades dos fluidos de perfuração	15
3.1.2.1 Densidade	16
3.1.2.2 pH	16
3.1.2.3 Viscosidade	17
3.1.2.4 Força gel.....	17
3.2 REOLOGIA DOS FLUIDOS	17
3.2.1 Classificação reológica	19
3.2.1.1 Fluidos Newtonianos	19
3.2.1.2 Fluidos Não Newtonianos.....	20
3.3 PROPRIEDADES DE FILTRAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	22
3.4 ADITIVOS	23
3.5 MICROEMULSÃO.....	24
3.6 TENSOATIVOS.....	25
3.6.1 Classificação dos tensoativos	25
3.6.1.1 Tensoativos iônicos	25
3.6.1.2 Tensoativos não – iônicos	26
4. METODOLOGIA	26
4.1 PREPARAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	26
4.1.1 Fluido base microemulsão	26
4.1.2 Fluido base água	27
4.1.2.1 Obtenção do pó das conchas de marisco	27
4.2 DETERMINAÇÃO DA MASSA ESPECÍFICA DOS FLUIDOS	28
4.3 pH	29

4.4 REOLOGIA	29
4.5 VOLUME DE FILTRADO	30
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	31
5.1 PREPARAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	31
5.2 MASSA ESPECÍFICA	32
5.3 pH.....	33
5.4 REOLOGIA	33
5.4.1 MODELO REOLÓGICO	34
5.5 VOLUME E FILTRADO	37
6. CONCLUSÃO	39
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	40

1. INTRODUÇÃO

Com o desenvolvimento da indústria do petróleo, a exploração e produção de poços de petróleo têm sido cada vez mais sofisticadas.. Isso está associado com a descoberta em lugares com condições naturais tecnicamente complexas, pois gera a necessidade de criar novas tecnologias que permitam a exploração destes campos e aumentem a eficácia da retirada dos materiais de interesse (COSTA, 2020).

Na perfuração rotativa, a perfuração das rochas acontece devido a da rotação e peso aplicadas pela broca, localizada no fim da coluna de perfuração. Posteriormente, os pedaços rochosos são removidos pela ação contínua de um fluido de perfuração. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e da coluna. (THOMAS, 2004)

Durante a operação de perfuração de um poço de petróleo é necessário que ele se mantenha estável. Para isso, são utilizados os fluidos de perfuração, que circulam pelo poço durante todo o processo e buscam garantir condições favoráveis e seguras e assim obter sucesso na operação de perfuração (MELO, 2008). O sucesso da perfuração de um poço de petróleo depende de vários fatores, entre eles pode-se citar como uma das mais importantes a escolha do fluido de perfuração (CAENN, DARLEY e GRAY, 2011; FINK, 2015; CAENN, DARLEY e GRAY, 2017; DAI e ZHAO, 2018).

Os fluidos de perfuração podem ser base óleo, água ou gás. Algumas das aplicações deste fluido estão relacionadas com lubrificação, refrigeração das brocas e revestimento, carregamento dos cascalhos até a superfície, e por manter as pressões de formação controlada e a estabilidade mecânica do poço (CAENN, 2011).

Os fluidos base óleo quando comparados aos fluidos base água apresentam as seguintes vantagens: lubricidade, estabilidade dos folhelhos reativos e o controlado volume de filtrado (DAVISON et al, 2001). Apesar disso, os fluidos base água, a depender de sua composição, são mais ambientalmente aceitáveis, a depender da sua composição. A fim de sanar problemática e explorar as vantagens que o uso de óleo podem trazer, os fluidos de base microemulsionada com óleo vegetal são uma alternativa. Com isso, é possível garantir os requisitos dos fluidos sintéticos de possuírem características tanto dos fluidos base água quanto as características dos fluidos base óleo (HAYES et al., 1977; AGARWAL et al., 2013; NUMKAM e AKBARI, 2019).

Os fluidos de perfuração que contém em sua composição um agente obturante permitem

que ocorra um processo de filtração ao entrarem em contato com a formação rochosa (Magioni et al., 2014) formando o reboco, uma camada fina e de baixa permeabilidade. Um componente geralmente utilizado na indústria do petróleo como agente obturante, na formação e selagem da torta de filtração, é o carbonato de cálcio (CaCO_3) (VIANA, 2020).

Um das fontes de carbonato de cálcio presentes na natureza são as conchas do mar. Elas possuem em média 95% de carbonato de cálcio (CaCO_3) (YOON et al, 2002; AGWU; AKPABIO; AKPABIO, 2020).

Desta forma, este trabalho visa o desenvolvimento de fluidos de perfuração para estudo reológico e de filtração, bem como estudar a utilização de conchas do mar como aditivos em fluidos de perfuração.

2. OBJETIVOS

Desenvolver, estudar e comparar as propriedades de fluidos de base microemulsionada e fluidos base água, analisando suas propriedades físico químicas, de filtração e reologia.

2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ❖ Formular fluido microemulsionado a partir de ponto de diagrama de fases de óleo de mamona, água e NP150;
- ❖ Formular fluido base água com goma xantana e pó de concha de marisco;
- ❖ Determinação da propriedades físicoquímicas como reologia, filtração, massa específica, pH;
- ❖ Avaliar o efeito de tamanho de partícula de pó de concha de marisco nas propriedades do fluidos.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Segundo o *Drilling Fluids Processing Handbook* (2005) define o fluido de perfuração como todo líquido usado em uma operação de perfuração. O líquido é circulado da superfície até a broca pelo poço e retorna pelo anular. De acordo com o Instituto Americano de Petróleo, os fluidos de perfuração podem ser entendidos como qualquer fluido circulante capaz de tornar

viável a operação de perfuração.

Segundo Thomas (2004), todos os fluidos precisam garantir uma perfuração rápida e segura e por isso espera-se deles as seguintes características:

- ❖ Apresentar estabilidade química;
- ❖ Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- ❖ Tornar fácil a separação dos cascalhos na superfície;
- ❖ Quando em repouso manter os sólidos em suspensão;
- ❖ Não danificar as rochas produtoras;
- ❖ Estar suscetível a qualquer tratamento, físico e químico;
- ❖ Ser bombeável;
- ❖ Ter baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos de sistema de circulação;
- ❖ Facilitar as interpretações geológicas das formações; apresentar custo compatível com a operação.

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes (THOMAS, 2004). Já do ponto de vista físico, segundo Machado (2002), os fluidos de perfuração se comportam como fluidos não-newtonianos, o que quer dizer que a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento não é linear.

As principais funções dos fluidos de perfuração envolvem a limpeza, resfriamento e lubrificação da broca e da coluna de perfuração, o controle de pressão das camadas a serem perfuradas impedindo o influxo dos fluidos nelas existentes, o transporte para a superfície dos cascalhos gerados durante a perfuração, a estabilização das paredes do poço através de mecanismos físico-químicos, a transmissão de potência hidráulica à broca, a minimização ou redução de corrosão da coluna de perfuração e dos equipamentos de superfície de sonda e a transmissão de dados de parâmetros de perfuração para a superfície (PETROBRAS, 1991).

A seleção e a aplicação do fluido de perfuração são fatores chaves para o sucesso de toda a operação de perfuração. Grande parte dos problemas relacionados a essa operação envolvem os fluidos de perfuração, de forma direta ou indireta. Desta forma, funcionam como uma ferramenta para aliviar as situações problemáticas envolvidas no processo de perfuração, mostrando-se extremamente relevantes (ANNIS e SMITH, 1996).

3.1.1 Classificação dos fluidos de perfuração

Segundo Caenn et al. (2014) os fluidos de perfurações são classificados conforme a sua composição, utilizando como critério o principal constituinte da fase contínua do fluido, ou seja, o componente de maior relevância que forma a fase dispersante do fluido de perfuração. Seguindo este critério, os fluidos de perfuração são classificados em fluido base água, fluidos base óleo e fluidos base ar.

3.1.1.1 Fluidos base água

A classificação e a definição de um fluido base água consideram, principalmente, a natureza da água e os aditivos químicos utilizados no preparo do fluido. A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provoca modificações em suas propriedades físicas e químicas. Conseqüentemente, a composição é o principal fator a considerar no controle das propriedades destes fluidos (MACHADO, 2002).

Em um fluido de perfuração, o objetivo da água é proporcionar um meio de dispersão para os materiais coloidais. Estes materiais, principalmente argilas e polímeros, podem controlar a viscosidade, o limite de escoamento, as forças géis e o filtrado em valores adequados para que se obtenha uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e seja capaz de estabilizar as paredes do poço. Deve-se levar em conta alguns fatores para selecionar a água como a fase contínua, como disponibilidade, custo para transporte e de tratamento, produtos químicos que irão compor o fluido e tipos de formações geológicas que serão perfuradas (THOMAS, 2004).

3.1.1.2 Fluidos base óleo

Os fluidos de perfuração base óleo são aqueles em que a fase contínua ou dispersa consiste em uma fase de óleo, sendo geralmente composta por hidrocarbonetos líquidos. Pequenas gotículas ou soluções aquosas constituem a fase descontínua desses fluidos. Alguns sólidos coloidais de natureza inorgânica e/ou orgânica podem constituir a fase dispersa. Os fluidos podem ser emulsões de água/óleo (A/O) (teor de água < 10%) ou emulsões inversas (O/A) (teor de água de 10% a 45%) (THOMAS, 2004).

Segundo Thomas (2004), os fluidos à base de óleo apresentam algumas características tais como:

- ❖ Grau de inibição elevado em relação às rochas ativas;

- ❖ Baixíssima taxa de corrosão;
- ❖ Acima de 350 °F até 500 °F as propriedades são controláveis;
- ❖ Grau de lubricidade elevado;
- ❖ Amplo intervalo de variação de densidade de 0,89 a 2,4;
- ❖ Baixíssima solubilidade de sais inorgânicos.

No que diz respeito ao alto grau de poluição e custo inicial, os fluidos à base de óleo são usados com menor frequência do que os à base de água. No entanto, vale ressaltar que nos últimos anos vem ocorrendo progressos em relação à pesquisa de novos sistemas à base de óleo, como óleos minerais, vegetais e sintéticos, menos poluentes do que o óleo diesel (THOMAS, 2004).

3.1.1.3 Fluidos base ar

A utilização dos fluidos base ar é recomendada para as zonas com alta perda de circulação ou depletadas, formação com pressão de poros muito baixa, formações muito resistentes, regiões com falta de água ou regiões glaciais com camadas espessas de gelo, além de poder ser aplicado com o objetivo de reduzir o dano à formação (SILVA, 2003).

3.1.2 Propriedades dos fluidos de perfuração

Para um bom acompanhamento do comportamento do fluido de perfuração durante a sua aplicação no poço de petróleo, se faz fundamental a determinação das propriedades desse fluido. Tais informações podem ser utilizadas para a definição do tratamento com testes-piloto e em trabalhos de pesquisa e desenvolvimento de novas formulações (PETROBRAS, 1991).

Sendo assim, para que os fluidos de perfuração exerçam as suas funções, são previstas algumas características, que sendo atendidas, permitem uma operação com melhores resultados. Tais características podem ser associadas às suas propriedades físicas e químicas de interesse.

Para Melbounci e Sau (2008), as propriedades são viscosidade plástica, viscosidade aparente, limite de escoamento e força gel), prevenção de perda de fluidos, estabilidade sob várias condições operacionais de temperatura e pressão e estabilidade contra fluidos contaminantes.

Já Caenn e Chilingar (1996), consideram que os principais parâmetros físicos que devem ser verificados para classificar os fluidos são: peso, viscosidade e controle de perda de fluido,

além de estudar as características específicas dentro de cada item citado anteriormente, tais como: densidade (no caso do peso), força gel e parâmetros reológicos (no caso da viscosidade), que determinam o grau de gelificação das partículas dispersas e que analisam o comportamento de fluxo do fluido, respectivamente; e por fim, os parâmetros de filtração (no caso de controle de perda de fluidos), para determinar o filtrado e a espessura do reboco.

No que diz respeito as propriedades químicas de interesse, os parâmetros químicos que mais influenciam são o pH, o teor de cloreto, o teor de bentonita e as alcalinidades. Além destas, outras propriedades químicas são o excesso de cal (determinada nos fluidos tratados por cal hidratada), o teor de cálcio e de magnésio, a concentração de ácido sulfídrico (H₂S) e a concentração de potássio testada nos fluidos inibidores por gesso (THOMAS, 2004).

3.1.2.1 Densidade

A massa específica ou densidade de um fluido de perfuração é calculada pela razão entre a sua massa e seu volume, podendo ser expressa em kg/m³, g/cm³ ou lb/gal. Fazer a análise desse parâmetro permite determinar o comportamento inicial do fluido e como ele se comporta também no decorrer de toda a perfuração (SEIXAS,2010).

Segundo Annis e Smith (1996), a densidade do fluido de perfuração tem que ser tal que a pressão hidrostática da coluna de fluido evite o influxo do mesmo para dentro do poço. É o peso do fluido que gera a pressão hidrostática no interior do poço.

De acordo com Thomas (2004), para fazer a perfuração de determinada fase das formações expostas, os limites de variação da densidade dos fluidos são definidos pelas pressões dos poros e da fratura. A pressão de poros (limite mínimo) é atuante no fluido que se encontra no espaço poroso da rocha e a pressão de fratura (limite máximo) é o valor para o qual a rocha se rompe.

3.1.2.2 pH

No fluido de perfuração o valor do pH usualmente é mantido na faixa alcalina baixa, ou seja, 7-10, tendo como o principal intuito reduzir a taxa de corrosão dos equipamentos e evitar a dispersão das formações argilosas (THOMAS, 2004).

O valor do pH pode ser medido através de papéis indicadores, porém em algumas situações esse método não é tão satisfatório. No entanto, há um método de medição por potencial elétrico, com uso de eletrodos, que é utilizado para fornecer resultados confiáveis na

maioria dos fluidos (CAENN et al., 2014).

3.1.2.3 Viscosidade

A viscosidade dos fluidos de perfuração depende principalmente do teor de sólidos e da presença de polímeros. Um aumento na viscosidade, portanto, só pode ser combatido por remoção de sólidos (CAENN, DARLEY e GRAY, 2017). Do ponto de vista prático, define-se dois tipos de viscosidade, ambas expressas em cP: uma viscosidade aparente (VA) e uma viscosidade plástica (VP) frequentemente ligada ao tamanho das partículas e sua forma. Desta forma, VP é sensível à concentração de sólidos, e indica os requisitos de diluição.

3.1.2.4 Força gel

A força gel é um parâmetro reológico responsável por medir o grau de gelificação do fluido devido à interação elétrica entre as partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo enquanto que a força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica um determinado tempo em repouso. (SEIXAS, 2010).

Os fluidos de perfuração podem ser classificados como tixotrópicos, o que quer dizer que adquirem um estado de semi-rígidos quando estão em condições estáticas (repouso) pela formação do estado gel, e voltam a adquirir um estado de fluidez (estado sol) quando estão novamente em movimento. O grau de tixotropia é dado pela diferença entre as forças géis final e inicial. (SEIXAS, 2010)

3.2 REOLOGIA DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

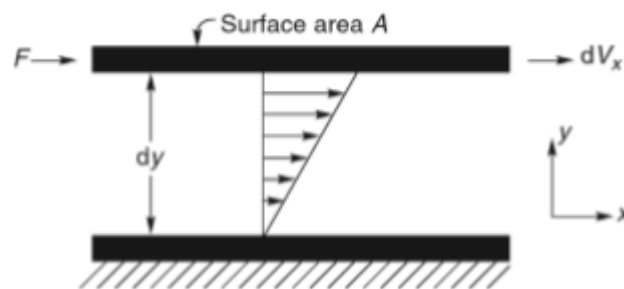
A ciência da reologia estuda os aspectos da deformação e o escoamento da matéria quando submetida a esforços originados por forças externas. (BIRD et al., 2004).

Estudar a reologia do fluido permite fazer a análise, em relação ao perfil de velocidade do fluido, da viscosidade, da tensão e da taxa de cisalhamento, por isso a sua importância. (ARAUJO, 2017) . Os fluidos são substâncias capazes de sofrer deformação continuamente devido a ação de uma tensão de cisalhamento. Logo, a sua classificação é feita de acordo com a relação entre a tensão cisalhante e a taxa de deformação (MACHADO, 2002; GUO e LIU,

2011).

Considere duas placas posicionadas de forma paralela, de área superficial A , separadas por uma fina camada de um fluido. Uma das placas sofre a ação de uma força F , sendo movimentada com velocidade constante (dV_x), como se vê na Figura 1. A outra placa é mantida fixa (CHHABRA E RICHARDSON, 2008).

Figura 1 - Representação do escoamento unidirecional.



FONTE: CHHABRA; RICHARDSON, 2008.

A tensão de cisalhamento, é análoga ao atrito gerado quando uma camada de fluido se move em relação às paredes planas. É a força por unidade de área exigida para sustentar um determinado tipo de fluxo de fluido (Equação 1).

$$\tau = F/A \quad (1)$$

Em que: τ é a tensão de cisalhamento (N/m^2 ou Pa); F é a força aplicada na direção do escoamento (N) e A é a área da superfície exposta ao cisalhamento (m^2).

A taxa de cisalhamento ou taxa de deformação, é dado pelo gradiente de velocidade entre as placas (Equação 2).

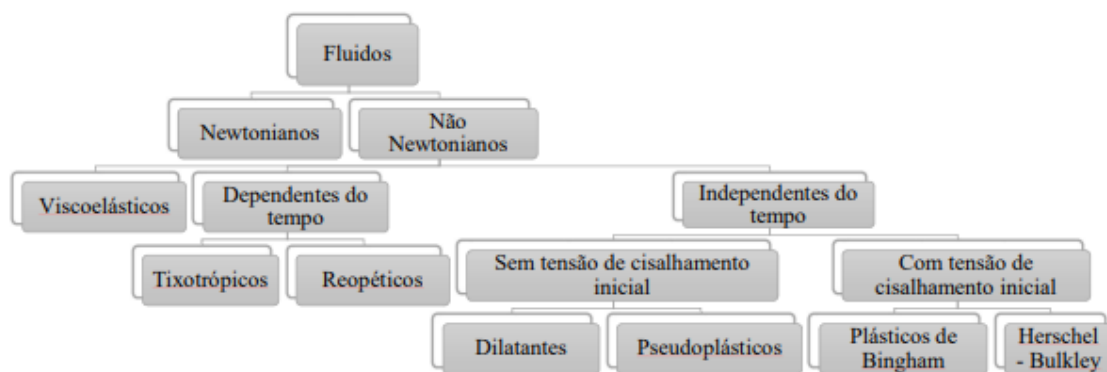
$$\gamma = dV_x/dy \quad (2)$$

Em que: γ é a taxa de cisalhamento (s^{-1}); dV_x é a velocidade da placa (m/s) e dy a distância entre as duas placas (m).

3.2.1 Classificação reológica

Os fluidos são divididos em ideais e reais. Os ideais são aqueles em que o valor da viscosidade é igual a zero. Em um escoamento ideal não existem tensões cisalhantes (Correia (2006); Mothé (2007)). Desta forma, os fluidos ideais são hipotéticos. Os fluidos reais podem ser classificados como newtonianos ou não-newtonianos, que por sua vez, possuem três classificações: os independentes do tempo, os dependentes do tempo, e os viscoelásticos, conforme mostrado na Figura 2.

Figura 2 - Classificação reológica dos fluidos.



FONTE: ARAUJO, 2017.

3.2.1.1 Fluidos Newtonianos

Os fluidos newtonianos são aqueles que se comportam segundo a lei de Newton da viscosidade. A relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento é estabelecida linearmente, sendo a viscosidade do fluido a inclinação da sua curva de consistência (CAENN, et al., 2011; VIANA, 2021).

Para os fluidos Newtonianos, a tensão de cisalhamento é proporcional à taxa de cisalhamento. São representados, matematicamente pela Equação 3.

$$\tau = \mu\gamma \quad (3)$$

Em que: τ é a tensão de cisalhamento (N/m^2); μ é a viscosidade dinâmica absoluta (cP) e γ é a taxa de cisalhamento (s^{-1}).

3.2.1.2 Fluidos Não Newtonianos

Analogamente, os fluidos não newtonianos são aqueles que não se comportam segundo a lei de Newton da viscosidade.

A relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento para estes tipos de fluidos depende da composição do fluido. Para que possa ser feita uma classificação do fluido, é necessário a observação do aspecto da curva de fluxo e a verificação do modelo matemático que melhor se ajusta. A viscosidade desses fluidos varia com a dimensão da taxa de cisalhamento (MACHADO, 2002; CAENN, et al., 2011 apud SOUSA, 2016).

Tabela 1- Equações de modelos matemáticos para fluidos não Newtonianos.

<i>Modelo Matemático</i>	<i>Equação do Modelo</i>
Newtoniano	$\tau = \mu \dot{\gamma}$
Pseudo-plástico (Ostwald Waale ou Modelo de Potência)	$\tau = K \dot{\gamma}^n$
Dilatante	$\tau = K \dot{\gamma}^n$
Bingham	$\tau = \tau_0 + \mu \dot{\gamma}$
Plástico (Herschel-Bulkley)	$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}^n$

Os modelos de fluidos não Newtonianos mais vistos na literatura são: Modelo de Bingham ou plástico ideal, Modelo de Ostwald de Waale ou fluido de potência, Modelo de Herschel- Bulkley ou fluido de potência com limite de escoamento ou fluido de potência modificado.

O Modelo de Herschel-Buckley, também conhecido como fluido de potência com limite de escoamento ou fluido de potência modificado, é dito ser o mais completo por envolver três parâmetros reológicos, sendo eles: τ_0 , denominado de limite de escoamento inicial; K, denominado de índice de consistência, que indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento; e n, denominado de índice de comportamento, que indica fisicamente o afastamento do fluido do modelo Newtoniano (MACHADO, 2002; SHIROMA, 2012). A equação que define o modelo é a equação 4.

$$\tau = \tau_0 + K(\dot{\gamma})^n \quad (4)$$

Em que n é uma grandeza adimensional, mas K tem dimensão física igual a Pa.sⁿ.

Para determinar os parâmetros deste modelo, inicialmente estima-se o valor de τ_0 por extrapolação através do gráfico de tensão cisalhante (τ) versus taxa de deformação ($\dot{\gamma}$) em coordenadas cartesianas, posteriormente, determina-se o valor de K e n através do gráfico de $(\tau - \tau_0)$ versus $\dot{\gamma}$, em coordenadas logarítmicas (MACHADO, 2002).

As tensões de cisalhamento experimentais podem ser calculadas, em Pa, através da equação 5, e as taxas de cisalhamento, em s^{-1} , através da equação 6, em que N é o número de rotação (SHIROMA, 2012).

$$\tau = 0,51. \theta \quad (5)$$

$$\dot{\gamma} = 1,703. N \quad (6)$$

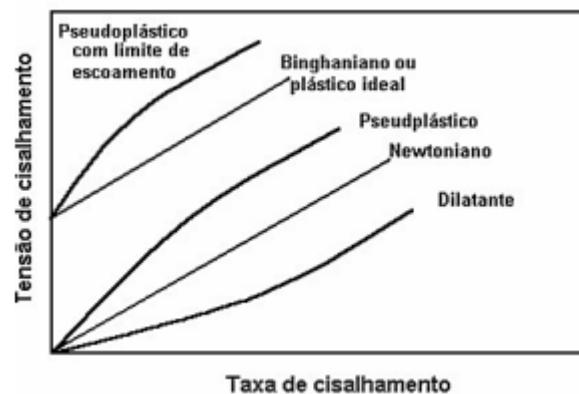
Em que θ são as deflexões observadas no viscosímetro Fann, especificamente; que N é o número de rotação em rpm.

Os valores de viscosidade, em cP, referentes ao gráfico log (viscosidade aparente) versus log (taxa de cisalhamento) são calculados a partir da equação 7, com os valores de deflexão para cada velocidade de rotação (SHIROMA, 2012).

$$\mu = 300. \theta \quad (7)$$

A Figura 3 mostra algumas curvas de fluxo. Os fluidos que apresentam n menores que a unidade e maiores do que zero, são ditos pseudoplásticos ($0 < n < 1$). Nas curvas cujo n são maiores do que a unidade, os fluidos são chamados de dilatantes ($n > 1$). Quando n é igual à um, tem-se um fluido Newtoniano ($n = 1$). Os fluidos pseudoplásticos sempre diminuem a viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento, enquanto que os dilatantes tem o comportamento inverso, aumentam a viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento (MACHADO, 2002).

Figura 3 - Comportamento reológico de fluidos Newtonianos e não Newtonianos.



FONTE: Adaptado de Machado, 2002

3.3. PROPRIEDADES DE FILTRAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

É função do fluido de perfuração formar uma camada filtrante e de baixa permeabilidade, para evitar a invasão de filtrado na formação e contribuir para a eficiência da completação de um poço. Para que esta camada, chamada de “reboco” se forme, é essencial que a lama contenha algumas partículas de tamanho menor do que as aberturas dos poros da formação. Essas partículas de menor granulometria ficam presas nos poros da superfície, enquanto as partículas mais finas são inicialmente depositadas mais profundamente na formação, como argila e silte (CAENN et al., 2014).

A formação deste reboco é de total importância para o sucesso da perfuração e posterior completação de um poço, se as propriedades de filtração não forem controladas podem acontecer inúmeros problemas os quais podem até inviabilizar a produção ou encarecer mais do que o necessário a atividade. Estes problemas podem ser invasões excessivas de filtrado nas formações geológicas; desmoronamento de formações hidratáveis; avaliações equivocadas da formação que está sendo perfurada; redução do diâmetro do poço e aprisionamento da coluna de perfuração, que contribui para o processo de prisão diferencial (FARIAS et al., 2006).

As propriedades de filtração do fluido de perfuração são geralmente avaliadas e controladas pelo teste de perda de filtrado API (API Recommended Practice, 1998) que é um teste estático (CAENN et al., 2014). Dentre as propriedades de filtração a serem medidas, tem-se o volume do filtrado, volume e espessura do reboco, permeabilidade do reboco e porosidade do reboco, todas influenciadas pela temperatura, pressão e concentração dos sólidos. A perda de filtrado diminui à medida que a concentração dos sólidos aumenta, mas a espessura aumenta (CAENN et al., 2014).

3.4. ADITIVOS

Os aditivos são as substâncias químicas que, quando misturados ao fluido, possibilitam algumas propriedades especiais que também são necessárias durante as atividades de perfuração de poços. Esses aditivos podem desempenhar uma série de funções no fluido de perfuração (SERRA; SANTOS NETO, 2002).

Os diferentes tipos de aditivos que podem ser adicionados aos fluidos de perfuração precisaram, com o tempo, ser aperfeiçoados para que pudessem atender as mais diversas necessidades e dificuldades que surgiam durante a perfuração de um poço de petróleo. Dentre esses novos produtos acrescentados na busca por melhorias, podemos citar os fluidos (fase

contínua + aditivos) que passaram a atuar na prevenção do inchamento e desintegração de folhelhos durante a perfuração, fluidos com aditivos cuja função era controlar o alto pH decorrente da elevada concentração de óxido de cálcio, bem como aditivos poliméricos para impedir a dispersão dos detritos gerados pela perfuração dos folhelhos, e a formação de fino reboco na superfície do poço e dos detritos gerados (SEIXAS, 2010).

Os aditivos podem ser classificados em: viscosificantes, agentes adensantes, redutores de viscosidade (defloculantes), redutores de filtrado, emulsificantes e aditivos especiais (LUMMUS E AZAR, 1986).

- ❖ Agentes adensantes: São adicionados para aumentar o peso do fluido de perfuração para controlar a pressão dentro do poço. . (SERRA; SANTOS NETO, 2002). Um exemplo é a barita.
- ❖ Viscosificantes: Conferem viscosidade ao fluido de perfuração, que representa a medida da resistência interna dele a fluir, além de controlarem a filtração e serem lubrificantes. A bentonita, um dos aditivos utilizados para este fim, é um gel que incha quando entra em contato com a água e dá “corpo” ao fluido, além de reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço por ser escorregadia (SCHAFFEL, 2022).
- ❖ Agentes controladores da “perda de fluido”: Bentonita, amidos, lignita ou polímeros melhoram o reboco depositado nas paredes dos poços e reduzem a perda de fluido para a formação perfurada (SCHAFFEL, 2002). Eles absorvem grande quantidade de água, e por possuírem partículas grandes em sua cadeia, controlam a perda de fluido para a formação. Além disso, sua baixa viscosidade proporciona melhores condições reológicas ao fluido (GUIMARÃES, 2007).
- ❖ Controladores de pH: Hidróxidos de sódio ou potássio, carbonato de sódio, cal hidratada, por exemplo, são adicionados para, além de controlarem o pH do fluido para mantê-lo na faixa recomendada, reduzem as taxas de corrosão e estabilizam as emulsões.

Alguns dos aditivos utilizados nesta pesquisa foram:

- ❖ Goma xantana: Polissacarídeo sintetizado pela bactéria *Xanthomonas campestris*. Tem um amplo campo de utilização na indústria devido a suas propriedades reológicas distintas (LUZ; FAGUNDES; BALABAN, 2017). No setor de perfuração de poços de petróleo, especialmente nos fluidos base água, a goma xantana é utilizada para

aumentar a viscosidade e controlar a perda de filtrado. Também apresenta uma excelente estabilidade em amplas faixas de pH e temperatura (LUZ; FAGUNDES; BALABAN, 2017 e ASSIS et al., 2014).

- ❖ Carbonato de cálcio (CaCO_3): É utilizado nos fluidos de perfuração como agente obturante e adensante. O carbonato de cálcio, quando adicionado aos fluidos, forma uma fina camada (reboco) que reduz a invasão de fluidos nos reservatórios (MOREIRA, 2014). O carbonato pode substituir os materiais adensantes em fluidos de perfuração que não exigem um alto peso destes. É um material barato, se comparado a outros aditivos, e menos abrasivo (CAENN, DARLEY e GRAY, 2011).

3.5. MICROEMULSÃO

As microemulsões são sistemas termodinamicamente estáveis e a sua composição é dada por dois líquidos imiscíveis, normalmente água e óleo, que podem ser misturados de forma homogênea devido a presença de um tensoativo e se necessário um cotensoativo (SCHULMAN et al., 1959; DANIELSSON e LINDMAN, 1981; FANUN, 2008).

A principal diferença que apresenta em relação a uma emulsão é o seu tamanho estrutural e a sua estabilidade termodinâmica, pois a microemulsão estabiliza e é capaz de promover longevidade a sistemas de misturas do tipo óleo/água. Por isso elas tem ganhado destaque, sendo consideradas uma excelente alternativa na área de fluidos de perfuração. Já quando comparadas aos fluidos aquosos comuns, as microemulsões apresentam vantagens como menor perda de circulação, aumento das taxas de perfuração e da vida útil da broca, lubrificação mais eficiente da coluna de perfuração, além da redução dos custos globais da perfuração (GONÇALVES, 2018).

Os sistemas microemulsionados são capazes de ter a sua formação espontânea porque os tensoativos neles presentes proporcionam uma redução da área interfacial entre as fases interna (dispersa) e externa (contínua). Desta forma, ocorre uma redução das tensões interfaciais e por consequência a redução da energia na interface. O tipo de sistema formado será determinado através das propriedades físico-químicas do tensoativo, principalmente pelo seu balanço hidrofílico-lipofílico (BHL), formando microemulsão de óleo em água (O/A), ou água em óleo (DALVIN, 2011)

3.6 TENSOATIVOS

3.6.1 Classificação dos tensoativos

Os tensoativos, ou surfactantes, como também são chamados, são moléculas que possuem uma estrutura com duas regiões de características opostas, uma parte com característica apolar (hidrofóbica) que possui afinidade por compostos orgânicos como o óleo, ligada a outra parte com característica polar (hidrofílica) que possui afinidade pela água. Os tensoativos podem ser classificados segundo a região polar hidrofílica em: iônicos e não iônicos (WINSOR, 1968; HOLMBERG et al., 2002; DALTIM, 2011; ROSEN e KUNJAPPU, 2012).

De acordo com as variações no grupo hidrofílico funcional do tensoativo, este pode ser classificado em: iônicos (catiônicos, aniônicos e anfóteros) e não-iônicos (HOLMBERG et al., 2002; DALTIM, 2011; BERA e MANDAL, 2015).

3.6.1.1 Tensoativos iônicos

Os tensoativos iônicos são classificados conforme a carga elétrica da parte hidrofílica, quando em solução aquosa, e dividem-se em três grupos.

- ❖ Tensoativos aniônicos: Apresentam carga negativa na parte polar da molécula, quando dissolvidos em água. Os tensoativos aniônicos são a maior classe de tensoativos e a mais utilizada na indústria. Nessa classe, se encontram os principais sabões, sabonetes, xampus e detergentes (DALTIM, 2011; BERA e MANDAL, 2015; MAHBOOB et al., 2022).
- ❖ Tensoativos catiônicos: A dissociação dos tensoativos catiônicos em água forma íons carregados positivamente na superfície ativa. Os principais representantes desta classe são os quaternários de amônia (KUME; GALLOTTI; NUNES, 2008; DALTIM, 2011; BERA e MANDAL, 2015).
- ❖ Tensoativos anfóteros: Os tensoativos anfóteros possuem duplo caráter iônico, se comportam como aniônicos em meio alcalino, pois a alta concentração de hidroxilas neutraliza a carga positiva e, também, se comportam como catiônicos, em meio ácido. Formam a classe de tensoativos menos utilizada no mercado devido ao alto custo (DALTIM, 2011; BERA e MANDAL, 2015)

3.6.1.2 Tensoativos não- iônicos

Caracterizados por possuírem grupos hidrofílicos sem cargas ligados à cadeia carbônica. Sua solubilidade em água se deve à hidratação dos grupos hidrófilos, via pontes de hidrogênio. Podem ser citados, como exemplos, os alquilaril e alcoóis etoxilados e etoxilados propoxilados, ésteres de alcoóis poli-hídricos, amidas e aminas etoxiladas (MYERS, 2005; OLIVEIRA, 2008; BERA e MANDAL, 2015; MAHBOOB et al., 2022).

Os tensoativos não-iônicos são bastante atrativos industrialmente, devido a sua vasta possibilidade de aplicação. Estas diversas aplicações se devem a combinações de algumas características como a compatibilidade química com a maioria dos tensoativos e suas propriedades são pouco afetadas pelo pH (DALVIN, 2011; PARK et al., 2015).

4. METODOLOGIA

4.1 PREPARAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

4.1.1 FLUIDO BASE MICROEMULSÃO

Na preparação do fluido, denominado FM, foram utilizados 750 g da microemulsão, sendo composta por 60% de solução de NaCl, 10% de óleo de mamona e 30% do tensoativo NP150. O ponto de microemulsão foi obtido em Viana, 2021. Posteriormente foram adicionados os demais componentes. O equipamento utilizado para a preparação foi o agitador Hamilton Beach, no qual cada componente foi inserido a cada 10 minutos sob agitação constante, tempo necessário para que a mistura se apresente completamente homogênea.

Tabela 2 – Funções dos aditivos na preparação do fluido de perfuração.

Aditivo	Função
Cloreto de sódio (NaCl)	Inibidor
Goma Xantana	Viscosificante
Calcita	Obturante
Água	Diluidor
Hidróxido de sódio (NaOH)	Ajuste de pH

Tabela 3 – Formulação do fluido de perfuração.

Componentes	Quantidade (g)	Ordem de adição
Solução de NaCl	453,28	1°
Óleo de mamona	75	2°
NP 150	225	3°
Calcita	75	4°
Goma Xantana	4,72	5°
Hidróxido de sódio (NaOH)	2,15	6°
Cloreto de sódio (NaCl)	3,28	7°

4.1.2 FLUIDOS BASE ÁGUA

4.1.2.1 OBTENÇÃO DO PÓ DAS CONCHA DOS MARISCOS

As conchas de mariscos foram obtidas na cidade de Cabedelo, no estado da Paraíba-PB. Após a coleta, as conchas foram lavadas e secas ao ar livre por 48 horas. Em seguida, foram trituradas em um moinho de bolas, onde o pó das conchas dos mariscos (PCM) foi obtido. Preencheu-se o cilindro do moinho pela metade e cada amostra passou cerca de duas horas no processo de moagem.

Em seguida, foi realizado o processo de peneiramento, utilizando o agitador eletromagnético de peneiras granulométricas.

Posteriormente, foram preparados os dois fluidos base água. Para o FA1, utilizou-se a faixa granulométrica # -80+bandeja ($d_p=0,177\text{mm}$), e para o FA2, foi utilizada a granulometria # -65+80 ($d_p=0,213\text{mm}$). O equipamento utilizado para a preparação foi o agitador Hamilton Beach, no qual a mistura foi agitada por 10 minutos sob agitação constante, tempo necessário para que a mistura se apresentasse completamente homogênea.

Tabela 4 - Funções dos aditivos na preparação do fluido de perfuração.

Aditivo	Função
Goma Xantana	Viscosificante
Pó da concha de marisco (CaCO ₃)	Obturante

Tabela 5 - Formulação dos fluidos de perfuração.

	FA1	FA2	
Componentes	Quantidade (g)		Ordem de adição
Água	400	400	1°
Pó da concha de marisco (CaCO ₃)	40	40	2°
Goma Xantana	4	4	3°

4.2 DETERMINAÇÃO DA MASSA ESPECÍFICA DOS FLUIDOS

Para a determinação da massa específica do fluido foi-se utilizada a balança de lama Fann, modelo 140. O procedimento se dá da seguinte forma: o copo é preenchido até que uma pequena quantidade saia pelo orifício da tampa. Após isso, o cursor/ a peça móvel é posicionado na medição em que a balança esteja equilibrada, ou seja, de forma que a bolha esteja centralizada na marcação de referência. Obedecidas essas condições, o valor da massa específica é obtido.

Figura 4 – Balança de lama utilizada para obtenção de massa específica



4.3 pH

Para a determinação do pH foi utilizado o pHmetro Tecnopon. A leitura do pH é feita com o contato entre os eletrodos de vidro e o fluido.

Figura 5 – pHmetro utilizado para determinação do pH



4.4 REOLOGIA

Para a realização dos testes de reologia foi utilizado o viscosímetro Fann e a metodologia seguida foi a prevista na norma API 13B. Assim, foram feitas as leituras em duplicata nas velocidades rotacionais de 600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm. Em cada uma delas o fluido foi agitado por 1 min e após esse tempo foi anotada a leitura de deflexão. O resultado é a média dos dois valores obtidos para cada velocidade.

Posteriormente foi determinado o valor das forças geís final e inicial. Para a força gel inicial o fluido é submetido a uma rotação de 600 rpm por 1 min e finalizado esse tempo o equipamento é desligado. Passados 10 s, o equipamento é ligado e a leitura é feita para a rotação de 3 rpm. Já para a força gel final, a diferença está no tempo de repouso do fluido, que é de 10 min após o desligamento do equipamento.

As propriedades reológicas foram determinadas de acordo com a norma API RP13B-1, conforme a Tabela 6.

Tabela 6 – Propriedades reológicas.

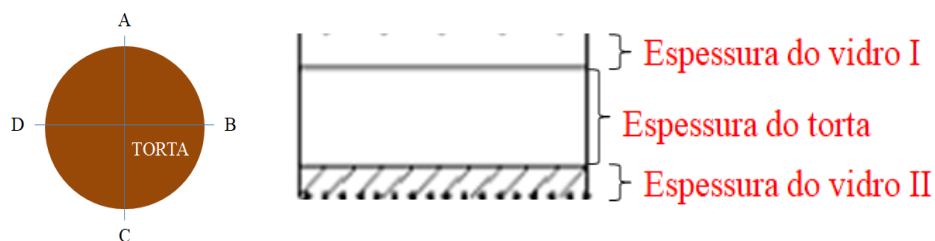
Propriedades	Equação	Unidade
Viscosidade aparente (VA)	$L_{600}/2$	cP
Viscosidade plástica (VP)	$L_{600} - L_{300}$	cP
Limite de Escamento	$L_{300\text{média}} - VP$	N/m^2
Gel inicial (G0)	L_3 após 10 segundos	lbf/100ft ²
Gel inicial (Gf)	L_3 após 10 minutos	lbf/100ft ²

4.5 VOLUME DE FILTRADO

Para a realização do teste de volume de filtrado foi utilizado o filtro prensa API pressurizado no qual o fluido é submetido a uma pressão de 100 psi por um período de 30 min. Durante o teste, o volume do filtrado é armazenado em uma proveta e a parte sólida, chamada de reboco ou torta de filtro, é coletada em um papel filtro Whatman nº 50. Esse experimento permite determinar a quantidade do líquido que passa para a formação rochosa.

Para se obter as medições do reboco formado, é realizado o seguinte método: o papel filtro é posicionado entre as duas placas de vidro e os quatro lados da placa definidos como A, B, C e D são medidos em duplicata com o auxílio de um paquímetro. Com a média dessas medidas, o valor da espessura das duas placas é subtraído e a espessura apenas do reboco é obtida.

Figura 6 - Método de obtenção da espessura do reboco



O teste de volume de filtrado foi realizado através da filtração estática em um Filtro Prensa API Pressurizado (Figura 6), no qual foi aplicada, durante 30 minutos, uma pressão constante de 100 psi com ar comprimido à temperatura de, aproximadamente, 26 °C. Como auxílio de uma proveta, foi possível determinar o volume de filtrado ao longo do tempo.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Foram formulados três fluidos: um com microemulsão O/A e os outros dois fluidos base água, diferenciando-se pela granulometria do pó da concha de molusco (PCM), sendo um com a faixa granulométrica # -65+80 ($d_p=0,213$ mm) e o outro # -80+bandeja ($d_p=0,177$ mm)

Inicialmente foi avaliada a estabilidade dos fluidos, observando se após 24 horas o fluido permaneceria estável, ou seja, não haveria decantação de suas partículas sólidas. Importante ressaltar que para o fluido microemulsionado foi necessário fazer uma diluição no intuito de reduzir um pouco a sua viscosidade para que se obtivesse um ponto ótimo, ou seja, no qual pudessem ser realizadas todas as leituras das deflexões no viscosímetro.

Tanto para o fluido microemulsionado quanto para os dois fluidos base água, verificou-se que permaneceram estáveis. Para o primeiro, vale pontuar que a sua estabilidade não foi afetada pela adição da água.

Figura 7 - Fluido de perfuração microemulsionado após 24 horas em repouso

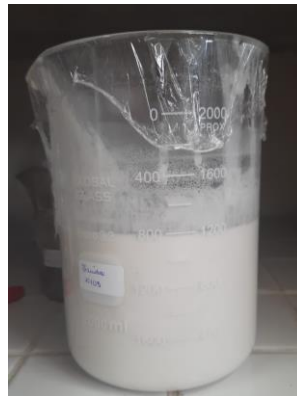


Figura 8 – Fluido de perfuração base água após 24 horas em repouso



Figura 9 – Fluido de perfuração base água após 24 horas em repouso



5.2 MASSA ESPECÍFICA

Os valores encontrados para a massa específica dos três fluidos, mostrados na Tabela 7, estão conforme o previsto na norma da Petrobras N-2604 (1998), que prevê que esse valor esteja entre 1 e 2 g/cm³.

Tabela 7 - Resultados obtidos de massa específica comparados ao valor da Norma.

Propriedade	Unidade	Norma N-2604	FM	FA1	FA2
<i>Massa específica</i>	<i>g/cm³</i>	entre 1 e 2 g/cm ³	1,06	1,07	1,19

5.3 pH

Os valores encontrados para o pH dos três fluidos, mostrados na Tabela 8, estão conforme o previsto na norma da Petrobras N-2604 (1998), que prevê que esse valor seja no máximo 10.

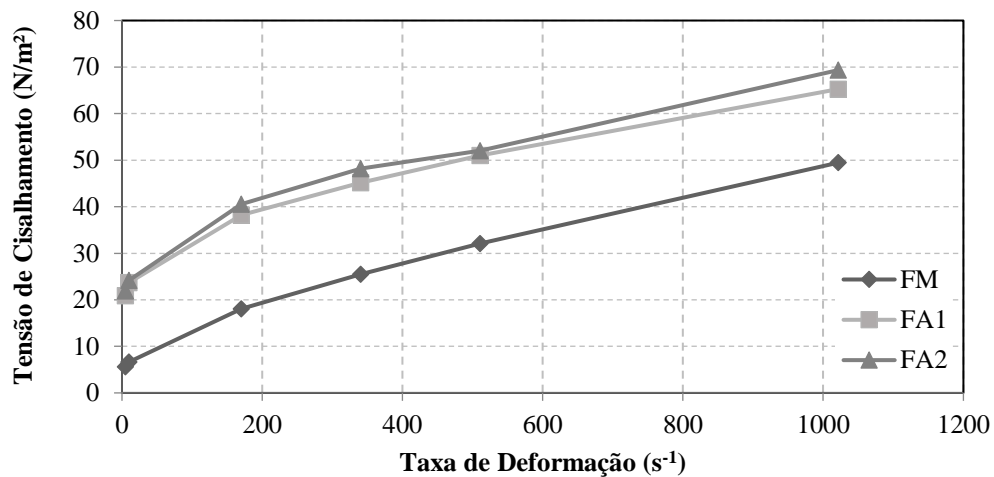
Tabela 8 - Resultados obtidos de pH comparados ao valor da Norma.

Propriedade	Unidade	Norma N-2604	FM	FA1	FA2
<i>pH</i>	-	máximo 10	10	7,74	7,56

5.4 REOLOGIA

A partir das leituras das deflexões realizadas no Viscosímetro Fann, foi possível obter a curva de fluxo de cada fluido, que relaciona a tensão de cisalhamento τ (N/m^2) e a taxa de cisalhamento $\dot{\gamma}$ (s^{-1}), na qual foi possível a obtenção do modelo reológico para os fluidos.

Figura 10 - Curvas de fluxo dos três fluidos.



De acordo com as curvas de fluxo mostradas na Figura 10, os fluidos apresentaram comportamento de fluidos não-newtonianos com comportamento não linear e tensão inicial de cisalhamento. Observa-se também que o fluido microemulsionado apresentou um valor de tensão de corte inicial inferior ao fluido base água, indicando ser um fluido menos viscoso. Esse resultado também mostra que os fluidos base água apresentam melhor estabilidade do poço, controle de pressão aprimorado, suspensão efetiva de cascalhos e melhor limpeza do poço.

5.4.1 MODELO REOLÓGICO

A partir das leituras obtidas com o viscosímetro, foi possível plotar as curvas de fluxo dos fluidos estudados (Figuras 11, 12 e 13), através da qual foi possível observar o comportamento de fluidos não newtonianos pseudoplásticos com limite de escoamento inicial, sendo melhor ajustado pelo modelo de Herschel-Bulkley, também conhecido como fluido de potência com limite de escoamento, ou fluido de potência modificado.

A Tabela 9 apresenta os parâmetros do Modelo de Herschel-Bulkley para os três fluidos. Esse modelo envolve três parâmetros reológicos, sendo eles: limite de escoamento inicial (τ_0), que permite estimar a força mínima requerida para iniciar o fluxo; índice de consistência (K), que indica o grau de resistência do fluido ao escoamento; e o índice de comportamento (n), que indica o afastamento do fluido do comportamento newtoniano.

Tabela 9 - Parâmetros do Modelo de Herschel – Bulkley para os três fluidos.

Propriedade	Unidade	FM	FA1	FA2
Limite de escoamento inicial (τ_0)	N/m ²	5	18	19
Índice de fluxo (n)	-	0,7821	0,4988	0,5157
Índice de Consistência (K)	Pa.s ⁿ	0,2128	1,5073	1,4083

Figura 11 - Curva de fluxo para FA1.

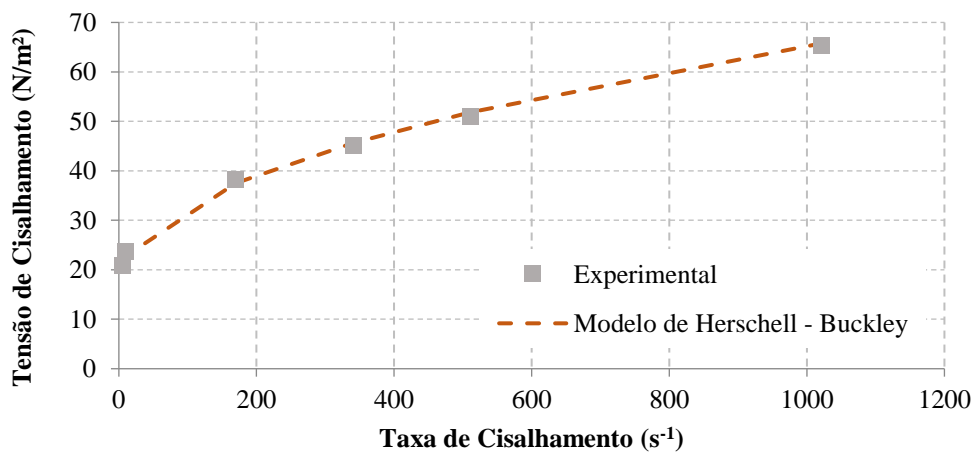


Figura 12 - Curva de fluxo para FA2.

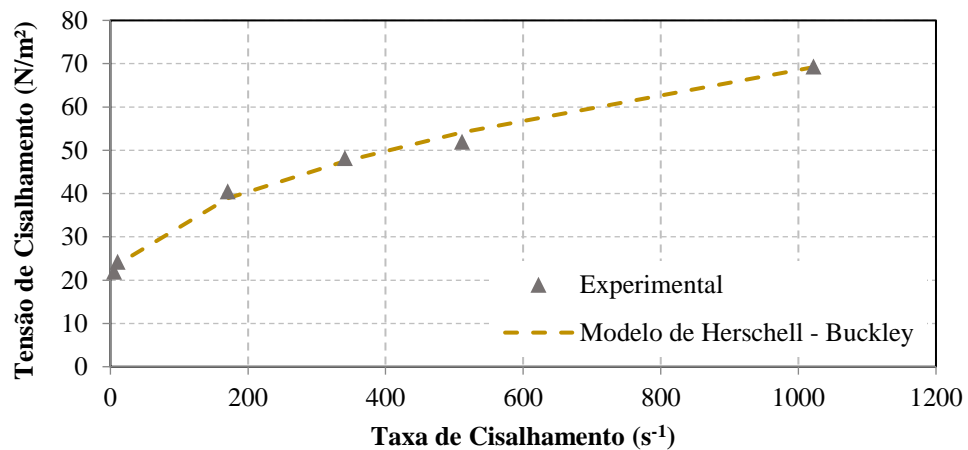
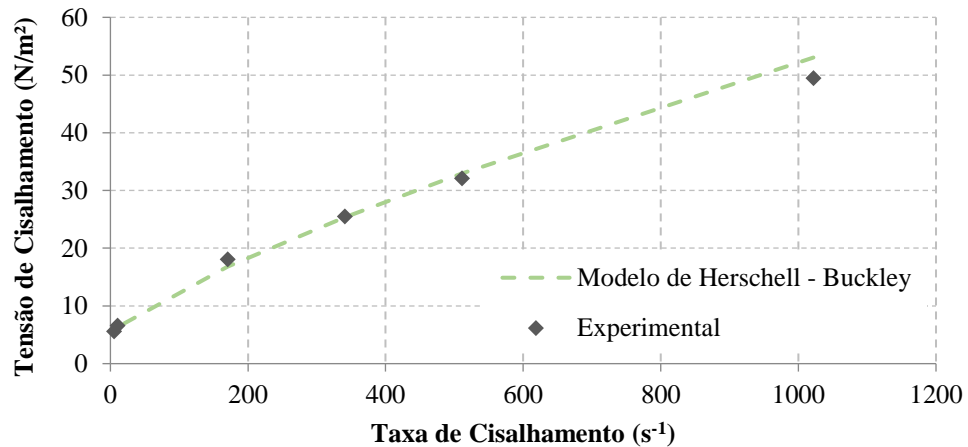


Figura 13 - Curva de fluxo para FM.



Durante a perfuração de um poço de petróleo, o aumento da velocidade de escoamento do fluido aumenta a taxa de cisalhamento e diminui a sua viscosidade aparente, comportamento esperado para o fluido pois é favorável ao seu escoamento tanto dentro da coluna de perfuração quanto no seu bombeamento para a superfície. Quando a formação rochosa é atingida pela broca, acontece o contrário. O fluido sofre uma redução de velocidade até parar de se movimentar, a taxa de cisalhamento chega a 0 e conseqüentemente a viscosidade do fluido aumenta se tornando um gel espesso no qual os cascalhos irão ficar suspensos e assim evitando de irem para o fundo do furo. Essa é a principal função de um fluido de perfuração, o carreamento de cascalhos. (COSTA, 2020 e SILVA,2017)

Os resultados obtidos para os parâmetros reológicos e requisitos estabelecidos pela Petrobras para as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração conforme a norma N-2604 estão apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 - Resultados obtidos no ensaio reológico e volumes de filtrado comparados aos valores da Norma.

Propriedade	Unidade	Norma N-2604	FM	FA1	FA2
<i>Viscosidade Aparente</i>	<i>cP</i>	superior a 15,0	48,5	64	68
<i>Viscosidade Plástica</i>	<i>cP</i>	maior que 4,0	34	28	34
<i>Limite de escoamento</i>	<i>lb/100 ft²</i>	máximo igual a 15*VP	29	72	68
<i>Gel inicial</i>	<i>lb/100 ft²</i>	superior a 7,0	13	38	39
<i>Gel Final</i>	<i>lb/100 ft²</i>	entre 10,0 e 15,0	16	41	41

Observando os dados da Tabela 10, a diferença de faixa granulométrica entre FA1 e FA2 não foi capaz de influenciar no valor de suas viscosidades, considerando que foram bem próximos. Os fluidos base água utilizando pó da concha obtiveram maior viscosidade quando comparados ao fluido microemulsionado. O que pode ser justificado pela concentração da goma xantana, aditivo que tem função viscosificante, ser maior em FA1 e FA2.

Em relação ao limite de escoamento (LE), os fluidos base água apresentaram comportamento semelhante, com 72 lb/100 ft² para o FA1 e 68 lb/100 ft², o que mostra que a faixa granulométrica não apresentou influência para este parâmetro. Já em relação ao FM, que obteve um resultado de 29 lb/100 ft² os dois fluidos apresentaram um limite de escoamento alto, podendo entender que se em repouso, como nas paradas operacionais ou no momento em a broca atinge a formação, o fluido FM voltará a circular com mais facilidade dentro do poço.

No que diz respeito à força gel, os fluidos FA1 e A2 apresentaram valores semelhantes entre si e superiores ao que é previsto para um fluido de alta eficiência de acordo com a Norma Petrobras 2604 (1988). O fluido FM apresentou resultados dentro das faixas estabelecidas pela norma. em relação a força gel inicial e um resultado um ligeiramente maior que o previsto para a força gel final. Os três fluidos podem ser considerados como tixotrópicos, ou seja, adquirem um estado de semirrígido quando em repouso.

A análise para todos os parâmetros apresentados na Tabela 10 mostra que o fluido FM obteve um comportamento reológico mais próximo ao que é previsto na Norma 2604.

5.5 VOLUME DE FILTRADO

Os testes de filtração obtiveram como resultados os seguintes comportamentos para o volume variando no tempo.

Tabela 11 – Volume de filtrado dos fluidos.

Parâmetro	Unidade	FM	FA1	FA2
<i>Volume de filtrado</i>	<i>mL</i>	6,8	10,2	9,2

Observando a Tabela 11, e fazendo análise para os três fluidos, é percebido que estes resultados estão de acordo com a norma que prevê um volume de filtrado de até 18 mL.

Analisando a influência da faixa granulométrica no volume de filtrado obtido para FA1 e FA2, verifica-se que a diferença entre os dois valores foi pequena, de apenas 1 mL. Mesmo diante disso, o resultado seguiu o que era previsto, em que para uma menor granulometria obteve-se o menor volume de filtrado. As figuras 14, 15 e 16 mostram o reboco formado pelos fluidos avaliados.

Figura 14 - Reboco do ensaio de filtração de FM



Figura 15 - Reboco do ensaio de filtração de FA1

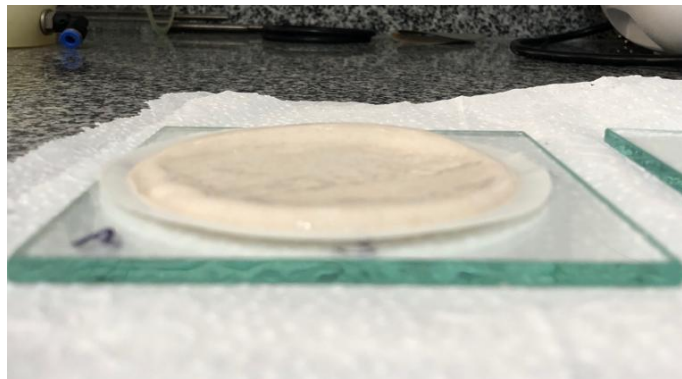


Figura 16 - Reboco do ensaio de filtração de FA2



A Tabela 12 mostra a espessura do reboco obtido.

Tabela 12 – Espessura dos fluidos.

Parâmetro	Unidade	FM	FA1	FA2
<i>Espessura do reboco</i>	<i>mm</i>	<1	1,19	2,48

6. CONCLUSÃO

Os três fluidos formulados seguiram o modelo de Herschel-Bulkley, sendo o FM o que obteve menor resistência ao escoamento, $k = 0,2128 \text{ Pa}\cdot\text{s}^n$ e o menor limite de escoamento inicial, $\tau_0 = 5 \text{ N/m}^2$.

Os dois fluidos base água, FA1 e FA2, apresentaram valores de forças géis final igual a $41 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$ para ambos, e inicial, de 38 e $39 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$, respectivamente. Para a força gel final, os valores são superiores ao que prevê a norma 2604 da Petrobras, que é entre 10 e $15 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$, sendo necessário a incorporação de algum aditivo para melhorar este parâmetro.

Dessa forma, o fluido FM foi o que apresentou os melhores resultados, pois seus valores de massa específica, $1,04 \text{ g/cm}^3$, pH, 10, viscosidade aparente, 48,5 cP, viscosidade plástica, 34cP, limite de escoamento, $29 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$ e gel inicial, $13 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$ estão de acordo com o que é previsto na Norma 2604 da Petrobras.

Do ponto de vista da diferença de granulometria de pó da concha de marisco, foi entendido que não apresentou influência nos parâmetros reológicos dos fluidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agarwal, S.; Phuoc, T. X.; Soong, Y.; Martello, D.; Gupta, R. K. Nanoparticle-stabilised invert emulsion drilling fluids for deep-hole drilling of oil and gas. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, v. 91, p. 1641 – 1649, 2013. <https://doi.org/10.1002/cjce.21768>

AGWU, Okorie Ekwe; AKPABIO, Julius Udoh; AKPABIO, Moses Gideon. Potentials of waste seashells as additives in drilling muds and in oil well cements. *Cleaner Engineering and Technology*, [S.L.], v. 1, p. 100008, dez. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.clet.2020.100008>.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 10B: Recommended Practice for Testing Well Cements. 1997.

ANNIS R. M.; SMITH V. M. *Drilling Fluids Technology*. Revised Edition Exxon Company U.S.A., 1996

Araújo, Elayne Andrade – Desenvolvimento de Sistemas Microemulsionados para Limpeza e Inversão da Molhabilidade em Poços de Petróleo. Trabalho Final de Curso, Engenharia Química, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa-PB, Brasil, 2017.

ASME, Shale Shaker Committee. *Drilling fluids processing handbook*. Elsevier, 2005. 651 p.

ASSIS, Denilson de Jesus et al. A Study of the Effects of Aeration and Agitation on the Properties and Production of Xanthan Gum from Crude Glycerin Derived from Biodiesel Using the Response Surface Methodology. *Applied Biochemistry and Biotechnology*, [S.L.], v. 172, n. 5, p. 2769-2785, 17 jan. 2014. Springer Science and Business Media LLC. <http://dx.doi.org/10.1007/s12010-014-0723-7>.

BERA, A.; MANDAL, A. Microemulsions: a novel approach to enhanced oil recovery: a review. *Journal of Petroleum, Exploration and Production Technology*. v. 5, p. 255-268, 2015. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0139-5>

BIRD, R. B.; STEWART, W. E.; LIGHTFOOT, E. N. *Fenômenos de transporte*. 2.ed. Rio de

Janeiro: LTC, 2004.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. Fluidos de perfuração e completção: composição e propriedades 1ª ed., Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

CAENN, R.; CHILINGAR, G. V. Drilling Fluids: State of the Art. Journal of petroleum science and engineering. Elsevier, v. 14, p. 221 – 230, 1996.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. 7. Ed. USA. Gulf Professional Publishing, 2017.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. Fluidos de Perfuração e Completção - Composição e Propriedades - Série Engenharia de Petróleo. 6ª. ed. Elsevier, 2011.

CHHABRA, R. P.; RICHARDSON, J.F. Non-Newtonian Flow and Applied Rheology: engineering applications. 2. ed. Elsevier, 2008. 501 p.

COSTA, P. Desenvolvimento de um fluido de perfuração a base de microemulsão para ser utilizado na perfuração de poço de petróleo. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2020.

DAI, C.; ZHAO, F. Oilfield Chemistry, Chapter II: Drilling Fluid Chemistry, Nature Singapore Pte Ltd. and China University of Petroleum Press, p. 21–84, 2018. doi:10.1007/978- 981-13-2950-0_2.

DALTIN, D. Tensoativos: química, propriedades e aplicações. São Paulo: Blucher, 2011. 114
DAMASCENO, B. P G L et al. Microemulsão: Um promissor carreador para moléculas insolúveis. Revista de Ciencias Farmaceuticas Basica e Aplicada, v. 32, n. 1, p. 9-18, 2011. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11449/72501>.

DANIELSSON, I.; LINDMAN, B. The definition of microemulsion. Colloids and Surfaces; v. 3; p. 391–392; 1981. [https://doi.org/10.1016/0166-6622\(81\)80064-9](https://doi.org/10.1016/0166-6622(81)80064-9).

FANUN, M. Microemulsions: properties and applications. ISBN 978-1-4200-8959-2, CRC Press; 2008.

FARIAS, K. V.; Amorim, L. V.; Ferreira, H. C.; Pereira, E. Estudo da reologia e espessura do reboco de fluidos de perfuração: influência de dispersantes e umectante aniônicos. Revista Cerâmica, vol. 52, p.307-314, 2006. <https://doi.org/10.1590/S0366-69132006000400015>.

FARIAS, K. V.; Amorim, L. V.; Ferreira, H. C.; Pereira, E. Estudo da reologia e espessura do reboco de fluidos de perfuração: influência de dispersantes e umectante aniônicos. Revista Cerâmica, vol. 52, p.307-314, 2006. <https://doi.org/10.1590/S0366-69132006000400015>.

FINK, J. K. Water-Based Chemicals and Technology for Drilling, Completion, and Workover Fluids, Chapter II - Drilling Fluids, Gulf Professional Publishing, p. 5-114, 2015. ISBN 9780128025055, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802505-5.00002-0>.

GONÇALVES, T. S. S. Desenvolvimento de fluidos de perfuração poliméricos a base de microemulsões e avaliação de suas propriedades. 2018. 110 f. Dissertação (Doutorado) - Curso de Engenharia Química, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018.

GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. S. Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. 4º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás. Campinas, 2007.

GUO, B.; Liu, G. Applied Drilling Circulation Systems, 1 a ed. Boston: Gulf Professional Publishing. 2011.

HAYES, John B.; HAWS, Gerald W.; GOGARTY, William B. Water-in-oil microemulsion drilling fluids. US n. US4012329A. Deposited: 22 set. 1975. Concession: 15 mar. 1977.

HOLMBERG, K.; JONSSON, B.; KRONBERG, B.; LINDMAN, B. Surfactants and Polymers in Aqueous Solution. John Wiley & Sons Ltd, ISBN: 0-471-49883-1, 2002.

KUME, Gustavo; GALLOTTI, Manlio; NUNES, George. Review on Anionic/Cationic Surfactant Mixtures. Journal of surfactants and detergents, [S.L.], v. 11, n. 1, p. 1-11, 11 dez. 2008. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1007/s11743-007-1047-1>.

LUMMUS, J. L.; AZAR, J. J. *Drilling Fluids Optimization a Practical Field Approach*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1986, 283p.

LUZ, R. C. S.; FAGUNDES, F. P.; BALABAN, Rosangela de C. Water-based drilling fluids: the contribution of xanthan gum and carboxymethylcellulose on filtration control. 118 *Chemical Papers*, [S.L.], v. 71, n. 12, p. 2365-2373, 24 jun. 2017. Springer Science and Business Media LLC. <http://dx.doi.org/10.1007/s11696-017-0231-7>.

MACHADO, J. C. *Fundamentos e Classificação de Fluidos Viscosos. Reologia e Escoamento de Fluidos – Ênfase na indústria do petróleo*. Interciência, 2002.

Melbouci, M.; Sau, A. C. Water-based drilling fluids. US Patent 7 384 892, assigned to Hercules Incorporated (Wilmington, DE), 2008.

MELO, K. C. *Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água*. Dissertação de Mestrado, UFRN. Natal, RN, 2008. 100 f.

MOREIRA, B. A. *Estudo da sedimentação em suspensões de fluidos com características reológicas pseudoplásticas*. 2014. 97 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2014.

NUMKAM, G. L.; AKBARI, B. Effect of surfactant chemistry on drilling mud performance, *Journal of Petroleum Science and Engineering*; v. 174; p 1309 – 1320, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.075>

PETROBRAS – Ensaio de viscosificante para fluido de perfuração à base de água na exploração e produção de petróleo- Especificação, N-2604, 1998.

PETROBRAS, *Manual de Fluidos de Perfuração*. Rio de Janeiro, CENEPES, 1991.

ROSEN, M. J.; KUNJAPPU, J. T. *Surfactants and interfacial phenomena*. 4th ed. Wiley, New York; 2012.

SANTOS, N. B. C.; Estabilidade de suspensões pseudoplásticas utilizadas na perfuração de poços de petróleo. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), – Faculdade de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2017.

SCHAFFEL, S. B. A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil. 2002. 130 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências de Planejamento Energético., Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

SCHULMAN, J. H.; STOECKENIUS, W.; PRINCE, L. M. Mechanism of formation and structure of micro emulsions by electron microscopy. *The Journal of Physical Chemistry*, v. 63, p. 1677 -1680. 1959. <https://doi.org/10.1021/j150580a027>.

SEIXAS, J. E. Aditivação de fluidos de perfuração. Monografia de graduação em engenharia de petróleo. Universidade Federal Fluminense. Niterói, 2010.

SHIROMA, P. H. Estudo do comportamento reológico de suspensão aquosa de bentonita e CMC: influência da concentração do NaCl. Ver- São Paulo, 130 p., 2012.

SILVA, Carolina Teixeira da. Desenvolvimento de fluidos de perfuração a base de óleos vegetais. Natal, 2003. 87 f. Monografia – Universidade federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, 2003.

Sousa, Roxana Pereira Fernandes de – Obtenção e Estudo de um Fluido de Perfuração Microemulsionado. Trabalho final de curso apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Química, Universidade Federal da Paraíba, Departamento de Engenharia Química, João Pessoa-PB, Brasil, 2016.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência. Petrobras, 2004.

VIANA, L.R. Uso a concha de marisco na formulação de poços de petróleo. Dissertação de Mestrado, UFPB. João Pessoa, PB, 2020. 124 f.

WINSOR; P. A. Binary and multicomponent solutions of amphiphilic compounds. Solubilization and the formation. Structure. and theoretical significance of liquid crystalline solutions. Chemical Reviews, v. 68, p. 1 – 40, 1968. <https://doi.org/10.1021/cr60251a001>.

YOON, G. et al. Chemical–mechanical characteristics of crushed oyster-shell. Waste Management, [s.l.], v. 23, n. 9, p.825-834, jan. 2003. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0956-053x\(02\)00159-9](http://dx.doi.org/10.1016/s0956-053x(02)00159-9). Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/5399158_Chemicalmechanical_characteristics_of_crushed_oyster-shell. Acesso em: 20 maio 2023