



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE ENGENHARIA QUÍMICA**

PAULA ALEXA NUNES COSTA

**DESENVOLVIMENTO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO À BASE DE  
MICROEMULSÃO PARA SER UTILIZADO NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE  
PETRÓLEO**

JOÃO PESSOA

2020

PAULA ALEXA NUNES COSTA

**DESENVOLVIMENTO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO À BASE DE  
MICROEMULSÃO PARA SER UTILIZADO NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE  
PETRÓLEO**

Monografia apresentada à Coordenação do Curso de Engenharia Química, da Universidade Federal da Paraíba, como requisito para obtenção grau de Bacharel em Engenharia Química.

Orientadora: Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Fabíola Dias da Silva Curbelo

JOÃO PESSOA

2020

**Catalogação na publicação  
Seção de Catalogação e Classificação**

C838d Costa, Paula Alexa Nunes.

DESENVOLVIMENTO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO À BASE DE MICROEMULSÃO PARA SER UTILIZADO NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO / Paula Alexa Nunes Costa. - João Pessoa, 2020.

45 f. : il.

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

1. Fluido de perfuração. Microemulsão. Base Água. I. Curbelo, Fabiola Dias da Silva. II. Título.

UFPB/BC

**PAULA ALEXA NUNES COSTA**

**DESENVOLVIMENTO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO À BASE DE  
MICROEMULSÃO PARA SER UTILIZADO NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE  
PETRÓLEO**

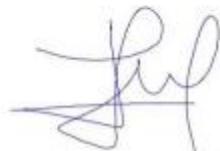
Trabalho Final de Curso submetido à Coordenação Curso de Engenharia Química  
da Universidade Federal da Paraíba, como requisito para Obtenção do título de  
bacharel em Engenharia Química.

Aprovado em \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

**BANCA EXAMINADORA**



Presidente: Prof. Dra. Fabiola Dias da Silva Curbelo



Membro: Prof. Dr. Joan Manuel Rodriguez Diaz



Membro: Prof. Dra. Karla Silvana Menezes Gadelha de Sousa

*Dedico este trabalho aos meus pais por terem possibilitado a realização deste curso e por sempre terem confiado e acreditado em mim.*

*Esta vitória só foi possível graças a vocês.*

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, sou grata a Deus por não ter me desamparado nenhum dia durante 5 anos nessa jornada longe de casa. Muitas lutas se levantaram, mas em todas elas fui vitoriosa graças a Deus. Ele foi o meu melhor amigo e em nunca permitiu que eu me sentisse só, ainda que fisicamente eu estivesse. Ele me deu irmãos em Cristo que foram uma família longe de casa. E acima de tudo, me deu o maior presente do mundo que foi a minha salvação e real conversão. Só tenho motivos para glorificar a Deus.

Em seguida, agradeço aos meus pais, Paulo Sérgio dos Anjos Costa e Andréa Nunes Costa que não só me apoiaram financeiramente, mas com suas palavras, amor, incentivo, atenção, carinho. Agradeço pela educação que me deram e porque tudo que sou hoje é graças a eles. Por todo o esforço e por fazerem mais do que o possível para criar eu e a minha irmã e nos proporcionar o melhor que poderiam ofertar. Também agradeço a minha irmã Milena Nunes Costa pelo seu companheirismo e amor.

Ao meu tio Ari por todo o apoio que me foi dado durante esses anos.

A professora Fabíola Dias, por ter me orientado, por toda a paciência, atenção e ensinamentos que me foram dados e possibilitaram o desenvolvimento do meu primeiro projeto de pesquisa na universidade e também a conclusão deste curso.

*“Ora, o SENHOR disse a Abrão: Sai-te da tua terra, e da tua parentela, e da casa de teu pai, para a terra que eu te mostrarei. E far-te-ei uma grande nação, e abençoar-te-ei, e engrandecerei o teu nome, e tu serás uma bênção.”*

*Gênesis 12:1,2*

## **RESUMO**

A necessidade de se desenvolver fluidos de perfuração com propriedades adequadas e capazes de atender às exigências da perfuração tem crescido conforme a perfuração de poços de petróleo encontra desafios cada vez maiores. Dentre estas exigências estão: uma elevada capacidade de carrear os cascalhos até a superfície e posteriormente facilitar sua separação, manter os sólidos suspensos quando a perfuração é interrompida, estabilizar as paredes do poço, não danificá-las e ser inerte a elas, possuir alta lubricidade, ser ambientalmente correto e passível de todo tratamento físico e químico. O principal objetivo deste trabalho é obter um fluido de perfuração à base de microemulsão, sistemas termodinamicamente estáveis, de baixa viscosidade e que facilitam a solubilização de vários componentes. A vantagem destes fluidos são seus baixos custos de produção e a minimização dos danos ecológicos gerados na produção e utilização deles. A microemulsão formulada neste trabalho é composta por uma fase aquosa (água + glicerina), uma fase oleosa (óleo de pinho) e tensoativo não iônico NP 100. A microemulsão confere estabilidade ao fluido, fazendo com que ele mantenha os cascalhos em suspensão por mais tempo durante as paradas de circulação; os tensoativos reduzem o torque e aumentam a potência efetiva da broca, e a glicerina agrupa vantagens às propriedades físicas e químicas do fluido, como a densidade e a viscosidade. Também foram utilizados os aditivos cal hidratada, bentonita organofilizada, HPA, goma xantana e barita. Foram realizados experimentos com o fluido estável obtido para estudar algumas das suas propriedades físicas, os parâmetros reológicos e o volume de filtrado. Os ensaios de reologia foram realizados no viscosímetro Fann modelo 35 A, e os de volume de filtrado num filtro presta API. O fluido obtido foi ajustado de acordo com o modelo de Herschel-Bulkley. Os resultados para as forças géis, limite de escoamento, volume de filtrado, viscosidade plástica e aparente atenderam às especificações da norma PETROBRAS N-2604, baseada no API Spec 13 A, do American Petroleum Institute.

**Palavras-chave:** Fluido de perfuração. Microemulsão. Base água.

## **ABSTRACT**

The drilling of oil wells is facing increasing challenges, so there is a growing need for the development of drilling fluids able to satisfy the drilling's requirements, such as: high capacity to carry gravel to the surface, keep solids suspended when the drilling stops, stabilize the well's walls, have high lubricity, be environmentally friendly and subject to all physical and chemical treatment. The main objective of this research is to obtain an microemulsion based drilling fluid, which are thermodynamically stable systems, easy to prepare and which facilitate the solubilization of various componentes. The advantage of these fluids is their low production costs and the minimization of ecological damage generated in their production and use. The microemulsion formulated in this work is composed by an aqueous phase (water + glycerin), an oily phase (pine oil) and nonionic surfactants. Microemulsion provides stability to the fluid, keeping it in suspension for longer periods during circulation pauses. Also were used the following additives: slaked lime, organophilized bentonite, HPA, xanthan gum and barite. Experiments were performed with the stable fluid obtained to study some of its physical properties, rheological parameters and filtrate volume. The fluid obtained wes adjusted according to the Herschel-Bulkley model. The results for gel forces, elastic limit, filtrate volume, plastic viscosity and apparent viscosity were within the required by the PETROBRAS N-2604 standard, based on Spec 13 A, from the American Petroleum Institute.

**Key words:** Drilling fluid. Microemulsion. Water based.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> - Algumas das funções do fluido de perfuração .....	18
<b>Figura 2</b> - Formação da torta de filtração .....	23
<b>Figura 3</b> - Classificação das regiões de Winsor.....	25
<b>Figura 4</b> - Agitador mecânico IKA® RW 20 .....	29
<b>Figura 5</b> - Viscosímetro Fann VG modelo 35 A .....	30
<b>Figura 6</b> - Balança de lama Fann modelo 140.....	32
<b>Figura 7</b> - Filtro prensa API .....	33
<b>Figura 8</b> - Sistema de placas de vidro para determinação da espessura do reboco .....	34
<b>Figura 9</b> - Diagrama ternário para a mistura glicerina + água, óleo de pinho e tensoativo ....	35
<b>Figura 10</b> - Fluido base água após 24 horas em repouso. ....	36
<b>Figura 11</b> - Fluido base óleo após 24 horas em repouso.....	37
<b>Figura 12</b> - Tensão de cisalhamento versus taxa de deformação .....	38
<b>Figura 13</b> - Log (Tensão de cisalhamento) versus Log (taxa de deformação) para determinação dos parâmetros K e n. ....	39
<b>Figura 14</b> - Curva de fluxo para o fluido formulado.....	40
<b>Figura 15</b> - Curva de viscosidade para o fluido.....	40
<b>Figura 17</b> - Volume de filtrado em função do tempo .....	42
<b>Figura 18</b> - Reboco formado pelo fluido de perfuração formulado.....	43

## **LISTA DE TABELAS**

<b>Tabela 1 - Algumas especificações da norma PETROBRAS N-2604.....</b>	<b>34</b>
<b>Tabela 2 - Resultados realizados para o fluido de perfuração formulado .....</b>	<b>43</b>

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	14
1.1    OBJETIVOS .....	15
<b>2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	16
2.1    PERFURAÇÃO DE POÇOS.....	16
2.2    FLUIDOS DE PERFURAÇÃO .....	17
2.3    ADITIVOS.....	18
2.4    TIPOS DE FLUIDO.....	19
2.4.1    Fluidos de perfuração à base de água .....	19
2.4.2    Fluidos de perfuração à base de óleo .....	20
2.4.3    Fluidos de perfuração sintéticos .....	20
2.4.4    Fluidos de perfuração à base de ar.....	20
2.5    PROPRIEDADES DO FLUIDO .....	21
2.5.1    Massa específica .....	21
2.5.2    Parâmetros reológicos .....	22
2.5.3    Força gel.....	22
2.5.4    Parâmetros de filtração.....	23
2.6    MICROEMULSÃO .....	24
2.6.1    Classificação de Winsor.....	24
2.6.2    Diagrama de fases .....	25
<b>3. MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	27
3.1    OBTENÇÃO DO DIAGRAMA DE FASES.....	27
3.2    PREPARAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....	28
3.3    ENSAIO REOLÓGICO .....	29
3.4    DETERMINAÇÃO DA MASSA ESPECÍFICA.....	32
3.5    VOLUME DE FILTRADO E PERMEABILIDADE DO REBOCO .....	32
3.6    ESPECIFICAÇÕES DA NORMA .....	34
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....</b>	35
4.1    DIAGRAMAS DE FASES TERNÁRIOS .....	35
4.2    FORMULAÇÃO DOS FLUIDOS .....	36
4.3    ENSAIO REOLÓGICO .....	37

4.4	DETERMINAÇÃO DA MASSA ESPECÍFICA.....	41
4.5	VOLUME DE FILTRADO E PERMEABILIDADE DO REBOCO .....	42
5.	<b>CONCLUSÃO</b> .....	44
6.	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	45

## 1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento da indústria do petróleo tem feito os poços de petróleo se tornarem cada vez mais sofisticados. A descoberta de campos de petróleo em locais com condições naturais tecnicamente complexas tem despertado a necessidade da elaboração de novas tecnologias apropriadas para a exploração destes campos, aumentando a eficácia da retirada dos materiais de interesse (MATHIAS, 2016).

Para se atingir as áreas onde o petróleo está armazenado, utiliza-se o processo de perfuração rotativa, através da qual as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados à broca. Essa perfuração inclui o uso de ferramentas especiais, em conjunto com um fluido com propriedades também especiais, conhecido como fluido ou lama de perfuração, que atua, continuamente, removendo os pedaços de rocha do poço (SCHAFFEL, 2012).

O avanço da busca do petróleo no mar, conhecido como perfuração offshore, em profundidades com lâminas de água cada vez maiores, tem exigido fluidos com propriedades cada vez mais específicas, desenvolvidos e aplicados com o objetivo de manter a estabilidade do poço e garantir condições favoráveis e seguras para o sucesso da operação (NASCIMENTO et al., 2010).

A atuação do fluido consiste em ser bombeado da unidade de perfuração até o poço pelo interior de uma coluna de perfuração e retornar pelo espaço anular entre a coluna de perfuração e a parede do poço, chegando à peneira vibratória, onde serão separados os sólidos extraídos. Posteriormente, o fluido é resfriado e tratado para ser reutilizado (GUIMARÃES, 2007).

O desempenho do fluido está diretamente ligado às suas propriedades, que são empregadas a ele por meio dos aditivos utilizados em sua composição. Cada aditivo desempenha uma função em alguma parte da operação. As propriedades do fluido são frequentemente monitoradas no campo, pois a alteração de uma delas acarreta em uma série de problemas em sua reologia. Assim, para determinar a eficiência do fluido, deve-se avaliar essas propriedades, além dos custos associados a ele e o impacto ambiental causado. A minimização de impactos ambientais pela perfuração é um fator que afeta diretamente na escolha dos componentes para a formulação do fluido de perfuração (MELO, 2008).

O fluido consiste em uma fase dispersante e em uma fase dispersa (os aditivos químicos), e são classificados de acordo com a sua fase dispersante, podendo ser base água, óleo, gás ou sintética. Estes últimos são aplicáveis para as mesmas funções dos fluidos base óleo, ou quando os fluidos base água não se aplicam.

Assim, o presente trabalho diferencia-se da maioria das pesquisas de desenvolvimento de fluidos de perfuração por utilizar as microemulsões como base para o desenvolvimento de um fluido base água e outro base óleo, devido às vantagens que elas conferem ao processo de perfuração dos poços de petróleo, além de apresentarem a possibilidade de serem formulados com óleo vegetal, sendo, assim, menos agressivas ao meio ambiente.

## 1.1        OBJETIVOS

Este trabalho teve como objetivo geral o desenvolvimento de fluidos de perfuração e a análise das suas propriedades, que devem estar dentro dos parâmetros exigidos pela API (American Petroleum Institute). Os objetivos específicos deste trabalho são:

- 1) Obter o diagrama ternário, para identificar a região de microemulsão;
- 2) Formular os fluidos de perfuração utilizando os sistemas microemulsionados pré-estabelecidos;
- 3) Estudar as propriedades do fluido, como: massa específica, reologia e volume de filtrado.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 PERFURAÇÃO DE POÇOS

A história da indústria petrolífera no Brasil teve como grande marco a criação da Petróleo Brasileiro S.A., em 1953. A Petrobras concretizou uma trajetória exploratória de sucesso, começando pelas bacias terrestres, em seguida migrando para o mar e avançando para as regiões de águas profundas.

A motivação dessa exploração é dada pela importância que o petróleo possui na sociedade. Além de ser uma das principais fontes de energia utilizadas pela humanidade, seus derivados são a matéria-prima para a manufatura de inúmeros bens de consumo, tendo um papel cada vez mais presente e relevante na vida das pessoas. Na ausência do petróleo, seria necessária uma total mudança de hábitos por parte da população e reformulação da maneira como a sociedade funciona. Assim, sabe-se que o petróleo não deixará de apresentar a importância que possui ao longo dos próximos anos, a menos que haja alguma revolucionária descoberta de um substituto à altura. Portanto, é necessário integrar a variável ambiental no planejamento, na concepção, e, acima de tudo, na operação da prospecção do petróleo.

A exploração e produção do petróleo englobam as etapas da pesquisa, da perfuração e da produção. Durante a pesquisa, a sísmica indica regiões de alta probabilidade de ocorrência de poços de petróleo através de pesquisas geológicas e geofísicas, e a região a ser perfurada é selecionada. Em seguida, a etapa da perfuração confirma ou não a existência do petróleo. Sendo confirmada, inicia-se a etapa de desenvolvimento do poço.

A partir do final do século XIX, o método rotativo para perfuração dos poços passou a ser utilizado com frequência, sendo ele o que indústria de petróleo usa hoje. Ele é caracterizado pela transferência de rotação para a broca e aplicação de peso sobre a mesma. Assim, ela tritura a rocha e perfura o poço em direção ao reservatório de petróleo, enquanto lança o fluido de perfuração que circula pelo poço e volta à superfície pelo espaço anular entre a coluna de perfuração e a parede do poço. Através deste método é possível atingir grandes profundidades, e para isso vários tubos são conectados à medida que são atingidas maiores profundidades. Ele também tornou mais ampla a exploração do petróleo, já que a perfuração de poços marítimos foi viabilizada (MATHIAS, 2016).

## 2.2 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

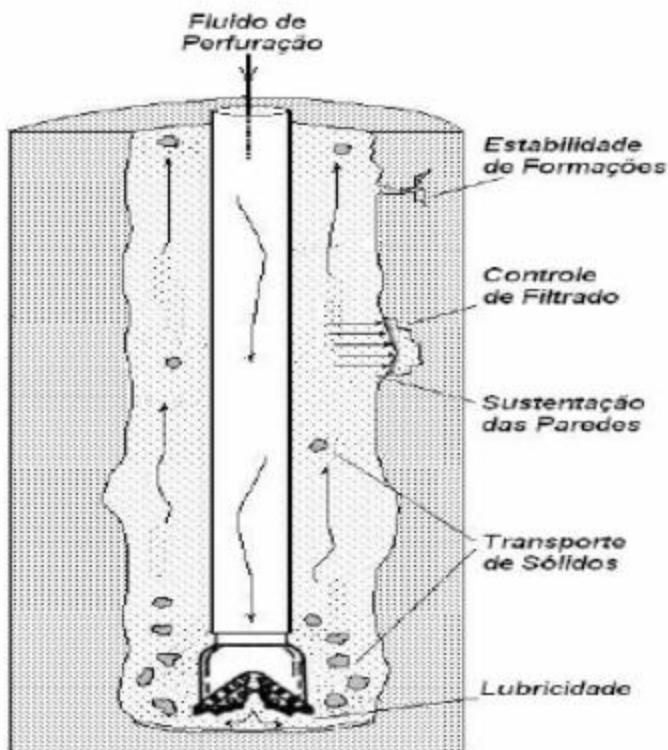
A broca possui pequenos orifícios através dos quais, ao perfurar o poço, ela lança o fluido de perfuração, que é uma mistura de sólidos, líquidos e/ou gases. Eles podem assumir o aspecto de suspensão, emulsão ou dispersão coloidal, dependendo do estado físico dos seus componentes. Na perfuração dos primeiros poços, era utilizada a própria argila da formação misturada com água formando uma lama, por isso o fluido de perfuração também é denominado “lama de perfuração”. O seu desenvolvimento é um desafio na indústria do petróleo, devido à busca do ponto ótimo entre custo, performance técnica e o atendimento às exigências ambientais (SCHAFFEL, 2012).

Dentre as suas funções estão:

- i. Lubrificar e resfriar a broca por conta do atrito e calor gerado pelo seu peso e rotação muito elevados, além da fricção entre ela e as paredes do poço;
- ii. Limpar o poço para abrir passagem para a broca ao retirar os pedaços de rocha já triturados, carreando-os até a superfície;
- iii. Proteger e suportar as paredes do poço ao fornecer a pressão hidrostática necessária para evitar o colapso das paredes. Essa pressão é superior à do fluido das formações, caso contrário, com permeabilidade suficiente, pode haver o fluxo descontrolado de fluido da formação para o interior do poço (*kick*), que se não for controlado devidamente pode resultar numa erupção (*blowout*). Ao exercer pressão sobre as paredes do poço, uma parte do fluido, as partículas sólidas, (filtrado) penetra nos poros da formação formando uma fina camada impermeável que estabiliza as formações e reduz a perda de fluido de perfuração para as formações. Portanto, o fluido também deve prevenir a entrada de fluidos da formação para dentro do poço.
- iv. Fornecer informações sobre as formações perfuradas. Os geólogos examinam o cascalho para identificar o tipo de formação que está sendo perfurada e os técnicos de fluido de perfuração o analisam para avaliar o quanto de água, gás ou óleo está entrando no poço.

Algumas destas funções estão representadas na Figura 1 a seguir:

**Figura 1 - Algumas das funções do fluido de perfuração**



Fonte: SEIXAS, 2010.

### 2.3 ADITIVOS

Com o objetivo de desempenhar cada uma destas funções, são adicionados aditivos ao fluido de perfuração. Dentre eles estão:

- i. Agentes modificadores da massa específica: São adicionados para aumentar o peso do fluido de perfuração para controlar a pressão dentro do poço. Um exemplo é a barita.
- ii. 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, 2012).
- iii. 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. 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).

iv. Controladores de pH: Hidróxidos de sódio ou potássio, carbonato de sódio, cal hidratada, por exemplo, são adicionados para, além de controlar o pH do fluido para mantê-lo na faixa recomendada, reduzir as taxas de corrosão e estabilizar as emulsões.

## 2.4 TIPOS DE FLUIDO

Dependendo das condições de cada formação ou de cada fase da perfuração de um mesmo poço, podem ser utilizados fluidos de perfuração de diferentes bases. A base do fluido é determinada de acordo com o componente em maior composição na sua fase dispersante. Assim, geralmente, os fluidos de perfuração podem ser base água, óleo, sintética ou ar.

### 2.4.1 Fluidos de perfuração à base de água

O fluido à base de água a tem como principal componente. Eles possuem um baixo custo em comparação aos demais fluidos, são biodegradáveis e se dispersam facilmente na coluna d'água. Assim, seu descarte ao mar é permitido em quase todo o mundo, respeitando as exigências de cada região. Todavia, eles possuem argilas hidrofílicas em sua composição (que também estão muito presentes nos folhelhos, uma rocha sedimentar encontrada em localidades *offshore* ou bacias sedimentares mais jovens, sendo formações muito sensíveis à água). Estas argilas reagem quimicamente com a água do fluido e “incham”, se dispersando pelo fluido e por todo o poço e interferindo mecanicamente com a perfuração, além de gerar um volume de resíduos maior. Para solucionar esses problemas, são adicionadas ao fluido substâncias químicas que impeçam ou diminuam a reação do fluido com a água. Denominados “inibidores”, eles minimizam a hidratação das argilas e folhelhos, e dentre eles estão o sódio, potássio e íons de cálcio (SCHAFFEL, 2012). Grande parte das operações de perfuração é feita utilizando-se fluidos à base de água. Cerca de 5 a 10% dos poços perfurados utilizam fluidos à base de óleo e uma porcentagem ainda menor corresponde ao isso de fluidos à base de ar (SHIROMA, 2012).

#### 2.4.2 Fluidos de perfuração à base de óleo

Nestes fluidos, a fase contínua é o óleo. Eles foram desenvolvidos para as situações em que os fluidos base água apresentavam limitações técnicas e operacionais. Como o óleo é a fase contínua, apenas ele penetra na formação, reduzindo bastante a invasão de água que danifica as formações caso sejam utilizados fluidos base água, apesar de serem mais custosos que estes. Eles apresentam um melhor desempenho em determinadas e frequentes situações, como na perfuração de formações com folhelhos altamente reativos aos fluidos base água, em poços sujeitos a altas pressões e temperaturas ou que requisitassem maior lubrificação entre a coluna e as formações, por exemplo. Eles são indicados e bastante utilizados na perfuração marítima, onde o caminho do poço frequentemente é desviado para alcançar um determinado ponto do reservatório, a chamada “perfuração direcional”, que exige mais que a perfuração vertical em relação à lubrificação e estabilidade das paredes do poço. Todavia, esses fluidos são prejudiciais ao meio ambiente quando descartados no mar devido a sua toxicidade e sua lenta biodegradação.

#### 2.4.3 Fluidos de perfuração sintéticos

Estes fluidos foram desenvolvidos como uma alternativa às limitações de performance dos fluidos base água e às restrições ambientais impostas aos base óleo. Eles utilizam substâncias químicas sintéticas como base, sendo menos tóxicos e produzindo menor volume de resíduos na perfuração. São muito utilizados quando é proibido o descarte de cascalho com fluido base óleo no mar, o que acontece em diversas partes do mundo. Assim, apesar de serem mais caros que os fluidos base óleo, a sua utilização é economicamente compensadora, já que o descarte do fluido base óleo no mar implica em custos e riscos extra devido ao transporte dos resíduos para descarte em terra.

#### 2.4.4 Fluidos de perfuração à base de ar

Ar ou gás natural podem ser utilizados para perfurar o poço, circulando do mesmo modo que um fluido líquido convencional através da pressão fornecida por compressores instalados na superfície. A perfuração com ar puro utiliza ar comprimido ou nitrogênio. Eles executam bem suas funções nas operações de perfuração, exceto o transporte de cascalho (apesar de apresentar a vantagem de não contaminá-lo) e o controle de pressões subterrâneas. Além disso, a

combinação do ar com hidrocarbonetos pode se transformar em uma mistura explosiva, exigindo cuidados extras em relação a explosões ou incêndios. Assim, sua utilização é limitada a regiões com autorização legal e formações com baixa permeabilidade, como calcários ou formações com rochas muito duras. As formas básicas de fluidos utilizados na perfuração a ar são o pó (polvilhado), névoa (neblina) ou espuma. Além disso, os fluidos convencionais podem ser aerados para serem utilizados quando há problemas com perda de circulação e não se pode utilizar outro fluido base ar.

## 2.5 PROPRIEDADES DO FLUIDO

As funções essenciais que o fluido de perfuração realiza estão diretamente relacionadas com as suas propriedades. Dentre elas, as que merecem mais destaque e são medidas em laboratório são: a densidade, os parâmetros reológicos (viscosidade plástica e aparente), as forças gás e os parâmetros de filtração (SEIXAS, 2010).

### 2.5.1 Massa específica

A massa específica é definida como a massa de um determinado fluido por seu volume, podendo ser expressa em  $\text{kg/m}^3$ ,  $\text{g/cm}^3$  ou  $\text{lb/gal}$ . Através da sua medida é que se conhece o peso do fluido e quanto de pressão ele pode suportar. É o peso do fluido, ou seja, a pressão que ele exerce na formação, que impede que fluidos indesejados migrem para o interior do poço, fator muito importante na segurança da formação, pois impede a ocorrência de *kick's* e *blowout*. A diferença de pressão entre o interior do poço e a formação deve ser pequena, sendo que a pressão exercida pelo fluido deve ser maior que a pressão exercida pela formação, o que garante que fluidos indesejados não migrem da formação para o poço.

A análise da massa específica também é importante para determinar o comportamento inicial do fluido e suas variações no decorrer da perfuração (SEIXAS, 2010).

Ao iniciar a perfuração de um poço, são estabelecidos o limite mínimo e máximo da pressão exercida sobre as formações expostas. O limite mínimo é definido pela pressão de poro (pressão que atua no fluido que se encontra nos poros da rocha) e o máximo pela pressão de

fratura (valor de pressão acima do qual a rocha se rompe). A massa específica influencia diretamente na pressão da coluna hidrostática exercida pelo fluido sobre as paredes do poço.

Para aumentar a densidade do fluido, geralmente adiciona-se a ele a baritina ( $\text{BaSO}_4$ ), enquanto quando há necessidade de se reduzir a densidade de um fluido base água, dilui-se com água, n-parafinas ou óleo diesel (THOMAS, 2004).

### 2.5.2 Parâmetros reológicos

A reologia estuda o fluxo de matéria e o comportamento deformacional quando submetidos a tensões, sob determinadas condições termodinâmicas, de temperatura e pressão, ao longo de um intervalo de tempo. Assim, descreve a deformação de um corpo sob influência de tensão. Dentre os parâmetros comumente medidos nas sondas, destacam-se o índice de comportamento, o índice de consistência, a viscosidade aparente, a viscosidade plástica, o limite de escoamento e a força gel (CUNHA FILHO, 2015). Os parâmetros do comportamento reológico do fluido influenciam diretamente no cálculo de perdas na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos.

### 2.5.3 Força gel

Alguns fluidos de perfuração são tixotrópicos, ou seja, quando estão em repouso adquirem um estado de semirígidos pela formação do estado gel, e voltam a adquirir um estado de fluidez quando voltam a movimentar-se. A força gel também é um parâmetro reológico e mede o grau de gelificação devido à interação elétrica entre as partículas dispersas.

A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo, e a força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica um determinado tempo em repouso. A diferença entre elas indica o grau de tixotropia do fluido, que deve ser cuidadosamente controlado, já que, quando excessivo, o fluido pode causar erosão nas paredes do poço devido a sua elevada capacidade de carreamento de sólidos (SEIXAS, 2010).

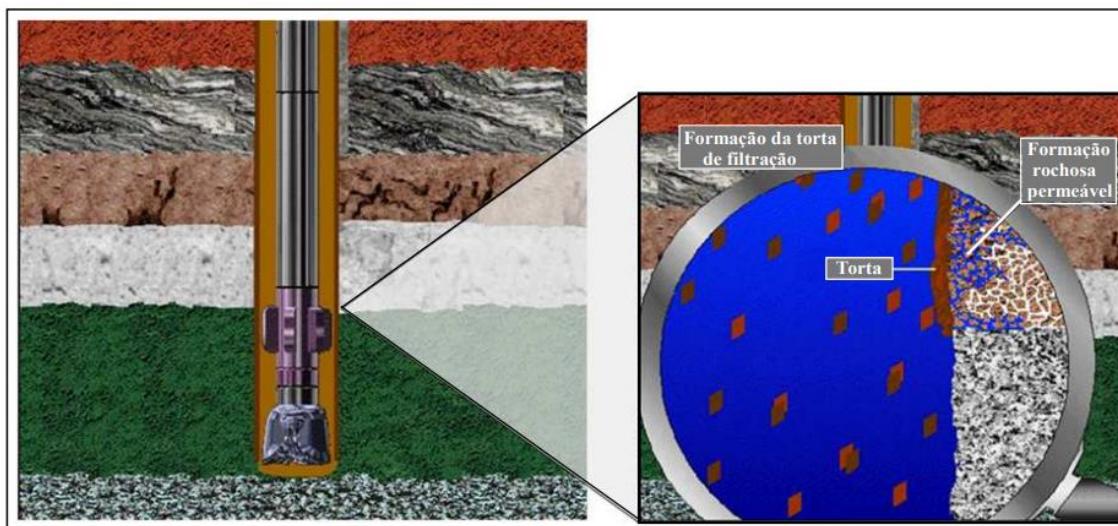
O fluido de perfuração é projetado para gelificar gradativamente quando não há cisalhamento aplicado sobre ele. Essa propriedade é a tixotropia, um decréscimo contínuo da viscosidade com o tempo quando um escoamento é aplicado a uma amostra que estava em

reposo e a subsequente recuperação da viscosidade no tempo quando o escoamento é interrompido. Ao reiniciar o escoamento, o gel é quebrado e picos de pressão são observados, que podem comprometer a estabilidade do poço ou fraturar a formação (CUNHA FILHO, 2015).

#### 2.5.4 Parâmetros de filtração

A capacidade do fluido de perfuração em formar uma camada de partículas sólidas, denominada reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e desenvolvimento do poço. A fase líquida do fluido de perfuração é forçada contra a formação rochosa permeável através de um diferencial de pressão. Com isso, as partículas sólidas dos fluidos são “filtradas”, ou seja, ficam retidas na formação formando o reboco. Este processo está demonstrado na Figura 2:

**Figura 2 - Formação da torta de filtração**



Fonte: SHIROMA, 2012.

Os fluidos devem ser formulados para obstruir o mais rápido possível as formações permeáveis. Para isso, é essencial o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas, formando assim um fino e permeável reboco. Caso contrário, pode ocorrer uma perda expressiva de fluido de perfuração para as formações. Geralmente, quanto maior for a permeabilidade, maior a espessura do reboco (SEIXAS, 2010). Se a torta é impermeável, sua espessura irá aumentar, o que implica no decréscimo do diâmetro do poço, aumento da pressão do mesmo e prejuízos para a perfuração. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, ou seja, a

permeabilidade é adequada, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha (SHIROMA, 2012). Assim, o filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração (THOMAS, 2004).

## 2.6 MICROEMULSÃO

As microemulsões têm sido uma excelente alternativa na área dos fluidos de perfuração. Elas diferem das emulsões por seu tamanho estrutural e por sua estabilidade termodinâmica, estabilizando e proporcionando longevidade a sistemas de misturas do tipo óleo/água. Estudos mostraram que fluidos cuja composição contém microemulsão apresentam vantagens em relação aos fluidos aquosos comuns, 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).

A microemulsão é um sistema formado por dois líquidos imiscíveis, geralmente água e óleo, estabilizados por tensoativos. Devido ao tamanho das gotículas ser muito pequeno, elas são termodinamicamente estáveis e relativamente translúcidas, ou seja, opticamente límpidas, já que o diâmetro médio das gotículas é menor do que  $\frac{1}{4}$  do comprimento de onda da luz incidente. Assim, elas não espalham luz e o sistema fica transparente (DAMASCENO et al., 2010).

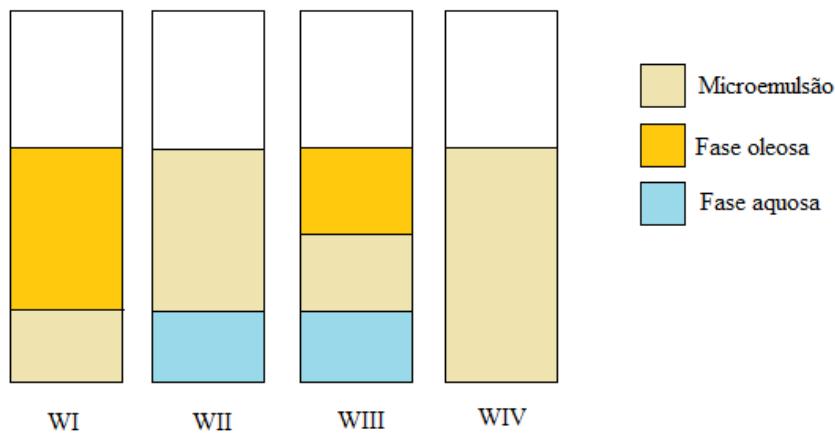
Os sistemas microemulsionados, apesar de apresentarem um custo mais elevado, são menos tóxicos que os fluidos base óleo e proporcionam uma perfuração mais rápida em comparação aos base água. Além disso, são facilmente preparáveis, estáveis em uma ampla faixa de condições salinas, resistentes à corrosão, apresentam baixa viscosidade, facilitam a solubilização de diversos compostos e têm características de lubricidade desejáveis.

### 2.6.1 Classificação de Winsor

Para classificar os equilíbrios existentes entre a microemulsão e as fases aquosa e oleosa, Winsor (1948) propôs dividir os sistemas em quatro tipos: Winsor I, II, III e IV, que são

baseados na quantidade de fases formadas e na quantidade de óleo e/ou água em excesso, como pode-se observar na Figura 3 a seguir:

**Figura 3 - Classificação das regiões de Winsor**



Fonte: AUTOR, 2020.

- Winsor I: Sistema bifásico onde há um excesso da fase oleosa na porção superior em equilíbrio com a microemulsão.
- Winsor II: Sistema bifásico onde há um excesso da fase aquosa na porção inferior em equilíbrio com a microemulsão.
- Winsor III: A microemulsão está em equilíbrio com excesso tanto de óleo quanto de água, formando um sistema trifásico.
- Winsor IV: Não há excesso de fase aquosa ou oleosa, formando um sistema homogêneo e monofásico, a microemulsão.

## 2.6.2 Diagrama de fases

Para representar visualmente as regiões ocupadas por essas classificações de Winsor, é construído o diagrama de fases, cuja interpretação descreve as composições das estruturas presentes nele. De acordo com Damasceno et al., em 2010, sua construção é geralmente feita em duas dimensões a partir de dados obtidos, por exemplo, por titulação, podendo-se estudar um amplo número de amostras de diferentes composições de uma maneira mais rápida, indicando as proporções nas quais os componentes devem ser misturados.

O diagrama de fases é um triângulo equilátero no qual cada lado representa um componente e é dividido em dez partes, que correspondem à composição de cada ponto. Os pontos situados na região interna do diagrama são formados pela mistura dos 3 componentes, pontos situados sobre um dos lados representam a mistura de 2 componentes, e pontos nos vértices representam os componentes puros.

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

Para o desenvolvimento do fluido de perfuração, os seguintes reagentes e equipamentos foram utilizados:

- Tensoativo Ultranex NP100
- Óleo de pinho
- Solução de água e glicerina
- Cal hidratada
- Redutor de filtrado
- Goma xantana
- Barita
- Argila bentonita organofilizada
- Balança analítica
- Agitador mecânico IKA® RW 20
- Centrífuga
- Viscosímetro Fann VG modelo 35 A
- Balança de lama Fann modelo 140
- Filtro prensa API
- Agitador vortex
- Chapa aquecedora
- Termômetro

#### 3.1 OBTENÇÃO DO DIAGRAMA DE FASES

Foram preparadas 2 microemulsões diferentes, que possuíam a mesma fase aquosa (glicerina e água 1:1), a mesma fase oleosa (óleo de mamona), e o mesmo tensoativo (NP 100), porém possuíam frações mássicas diferentes destes componentes.

Na construção do diagrama, o primeiro passo é encontrar os pontos de microemulsão. Para isso, inicialmente, foram determinadas algumas proporções mássicas de fase aquosa e oleosa. Pesou-se um tubo de ensaio vazio e, em seguida, as massas de fase aquosa e oleosa pré-

estabelecidas, que foram anotadas. Em seguida, titulou-se essa mistura com o tensoativo, e a cada gota de tensoativo adicionada, homogeneizou-se a mistura no agitador vortex e, posteriormente, centrifugou-se. Esse procedimento foi repetido até que uma mistura límpida com uma única fase fosse obtida, que é a microemulsão.

A massa de tensoativo utilizada foi determinada por meio da diferença entre a massa final e a soma das massas do tubo, da fase aquosa e da fase oleosa. De posse da massa dos 3 componentes, foram determinadas as suas frações mássicas. Isso foi feito para vários pontos, que foram plotados no diagrama ternário, delimitando nele a região de microemulsão e permitindo uma melhor visibilidade e escolha do ponto utilizado para a formulação do fluido. Vários tensoativos, fases aquosas e fases oleosas foram testados, até que fossem obtidos regiões com uma maior região de Winsor IV e microemulsões menos viscosas.

### 3.2 PREPARAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Foram formulados 2 fluidos de perfuração cujos componentes diferiam apenas na microemulsão utilizada. Os materiais utilizados foram os seguintes:

1. Microemulsão 1 (50% água e glicerina (1:1), 40% NP100 e 10% óleo de pinho) ou 2 (55% óleo de pinho, 40% NP100 e 5% água e glicerina (1:1)).
2. Ca(OH)<sub>2</sub>
3. Bentonita organofílica
4. HPA amida
5. Goma xantana
6. Barita
7. Água

Na formulação do fluido, primeiramente foi preparada a microemulsão em um béquer, pesando-se as massas das fases aquosa, oleosa e do tensoativo. Em seguida, foram adicionados à microemulsão os demais componentes, previamente pesados. Entre cada adição, a mistura permaneceu sendo agitada por, aproximadamente, 900 rpm durante um intervalo de 10 minutos no agitador mecânico IKA® RW 20 (Figura 4). Em seguida, o béquer contendo o fluido foi

coberto com um plástico filme para evitar a sua contaminação e permaneceu em repouso por 24 horas para serem submetidos aos testes.

**Figura 4 - Agitador mecânico IKA® RW 20**



Fonte: AUTOR, 2020.

### 3.3 ENSAIO REOLÓGICO

Foram efetuados os ensaios reológicos à 25°C no viscosímetro Fann VG modelo 35 A (Figura 5), utilizado para medir as viscosidades aparente (VA) e plástica (VP), o limite de escoamento (LE) e as medidas de gel inicial ( $G_0$ ) e gel final ( $G_f$ ) dos fluidos de perfuração. Com isso, foi possível estudar o comportamento do fluido através da definição da curva de fluxo.

**Figura 5 - Viscosímetro Fann VG modelo 35 A**



Fonte: AUTOR, 2020.

Para efetuar a leitura, são colocados, aproximadamente, 350 mL de fluido no copo reservatório. O copo foi posicionado no viscosímetro e foram efetuadas as leituras das deflexões para as seguintes velocidades rotacionais: 3, 6, 100, 200, 300 e 600 rpm. Primeiramente, as leituras foram feitas em ordem crescente e, em seguida, em ordem decrescente, permanecendo o fluido 10 segundos em cada velocidade para, em seguida, ser feita a leitura da deflexão.

Através das deflexões ( $\theta$ ) lidas em graus, pode-se calcular a tensão cisalhante e a taxa de deformação. O valor da tensão de cisalhamento ( $\tau$ ), em Pascal, é obtido pela Equação (1) abaixo:

$$\tau = 0,51\theta \quad (1)$$

Os valores de taxa de deformação ( $\gamma$ ), em  $s^{-1}$ , são obtidos segundo a Equação (2):

$$\gamma = 1,703N \quad (2)$$

Em que N é a velocidade de rotação.

Os fluidos utilizados nas perfurações de poços, para se adequarem às especificações, precisam ter os resultados da taxa de deformação e tensão cisalhante ajustados de acordo com o modelo de Herschel-Bulkley, conforme a Equação (3):

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

Em que  $\tau_0$  (Pa) é o limite de escoamento real ou tensão de corte inicial,  $K$  (Pa.s) é o índice de consistência, que indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento; e  $n$  o índice de comportamento (adimensional), que indica fisicamente o afastamento do fluido do modelo newtoniano, ou seja, se o seu valor se aproxima de 1, o fluido se aproxima do comportamento newtoniano.

A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo, e a força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo depois de passar um determinado tempo em repouso (SEIXAS, 2010). Para determinar a força gel inicial, o fluido é submetido a uma rotação de 600 rpm por 1 minuto. A rotação é interrompida, espera-se 10 segundos e submete-se o fluido à rotação de 3 rpm, então é feita a leitura da deflexão. Para a força gel final, o procedimento é o mesmo, mas o tempo de repouso do fluido é de 10 minutos.

Também foram determinados os seguintes parâmetros:

- Viscosidade aparente:

$$\eta = \frac{L_{600}}{2} \quad (2)$$

Em que  $\eta$  é a viscosidade aparente dada em Centipoise (cP) e  $L_{600}$  a leitura feita no viscosímetro na rotação de 600 rpm.

- Viscosidade plástica:

$$\mu = L_{600} - L_{300} \quad (3)$$

Em que  $\mu$  é a viscosidade plástica dada em Centipoise (cP) e  $L_{300}$  a leitura feita no viscosímetro a 300 rpm.

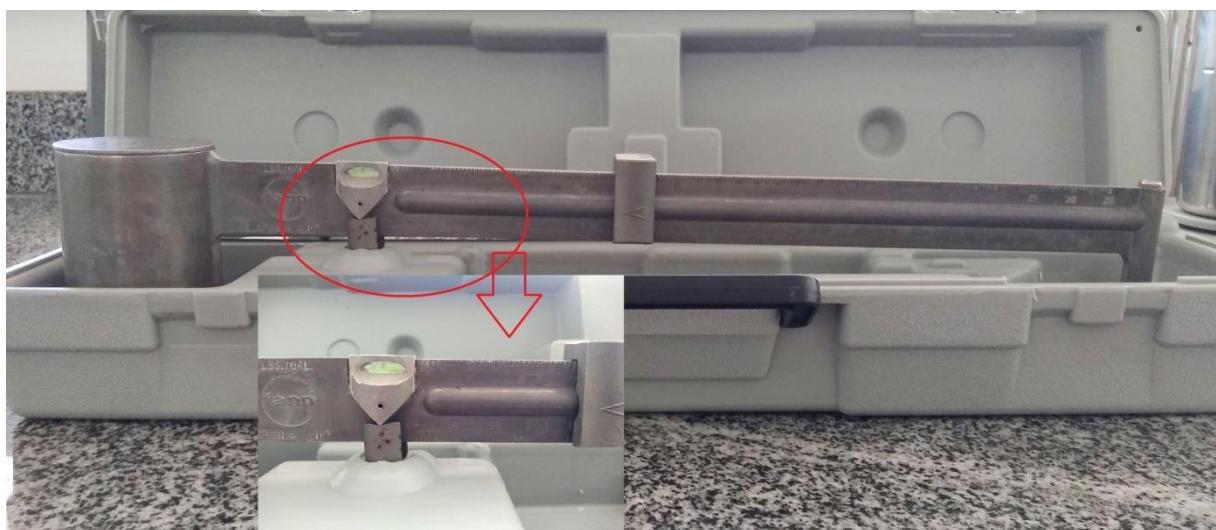
- Limite de escoamento:

$$\tau_0 = L_{300} - \mu \quad (4)$$

### 3.4 DETERMINAÇÃO DA MASSA ESPECÍFICA

Para determinar a massa específica do fluido de perfuração foi utilizada a balança de lama Fann modelo 140 (Figura 6). Completa-se totalmente o recipiente da balança com o fluido de perfuração, e o valor da massa específica é obtido através do ajuste de uma peça móvel na viga graduada até se alcançar o equilíbrio da balança, tendo como referência um nível de bolha. O valor da densidade é então obtido na marcação presente na viga graduada da balança na posição onde a peça móvel equilibrou o conjunto.

**Figura 6 -** Balança de lama Fann modelo 140



Fonte: AUTOR, 2020.

### 3.5 VOLUME DE FILTRADO E PERMEABILIDADE DO REBOCO

O ensaio de perda de fluido foi realizado através da filtração estática em uma célula de filtração no filtro prensa API (American Petroleum Institute) (Figura 7), no qual foi aplicada uma pressão de 100 psi com ar comprimido à temperatura ambiente, durante 30 minutos. Com o auxílio de uma proveta, foi feita a medida do volume de filtrado após 30 minutos do início da aplicação da pressão e também foi monitorado o volume na proveta ao longo do tempo.

**Figura 7 - Filtro prensa API**



Fonte: AUTOR, 2020.

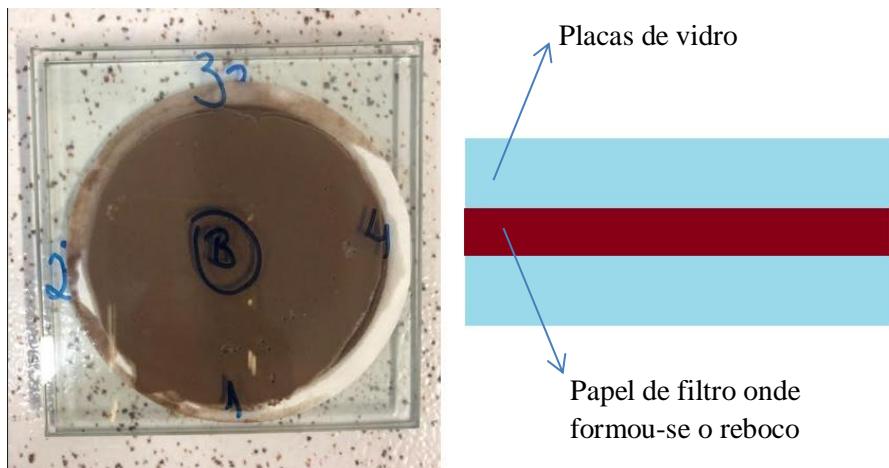
A permeabilidade do reboco foi determinada através da Equação 7 (LOMBA, 2010):

$$K = Q_f \cdot \varepsilon \cdot \mu \cdot 8,95 \cdot 10^{-5} \quad (7)$$

Em que K é a permeabilidade, em mD;  $Q_f$  é o volume de filtrado, em  $\text{cm}^3$ ;  $\varepsilon$  é a espessura do reboco, em mm e  $\mu$  é a viscosidade aparente do fluido, em cP.

A espessura do reboco ( $\varepsilon$ ) foi determinada experimentalmente através do sistema de placas de vidro conforme a Figura 8 abaixo:

**Figura 8 - Sistema de placas de vidro para determinação da espessura do reboco**



Fonte: AUTOR, 2020.

Com um paquímetro, mediu-se a espessura do conjunto total (as duas placas de vidro juntamente com o papel de filtro com o reboco formado) nos 4 lados da placa (1, 2, 3 e 4 descritos na Figura 8), e tirou-se a média destas 4 medidas. A espessura dos 4 lados das placas também foi medida e foi de, aproximadamente, 4 mm. A espessura da torta é calculada pela diferença entre a espessura do conjunto total e das 2 placas de vidro.

### 3.6 ESPECIFICAÇÕES DA NORMA

Os fluidos de perfuração de poços devem obedecer a norma PETROBRAS N-2604, que é baseada na API Spec 13A (1993) estabelecida pela American Petroleum Institute. Algumas especificações para o fluido são descritas na Tabela 1:

**Tabela 1 - Algumas especificações da norma PETROBRAS N-2604**

Parâmetro	Valor especificado pela norma
Massa específica	1 a 2 g/cm <sup>3</sup>
Força gel inicial	No mínimo 7 lbf/100ft <sup>2</sup>
Força gel final	10 a 15 lbf/100ft <sup>2</sup>
Viscosidade aparente	No mínimo 15 cP
Viscosidade plástica	No mínimo 4 cP
Limite de escoamento	No máximo 15 cP
Volume de filtrado	No máximo 18 mL

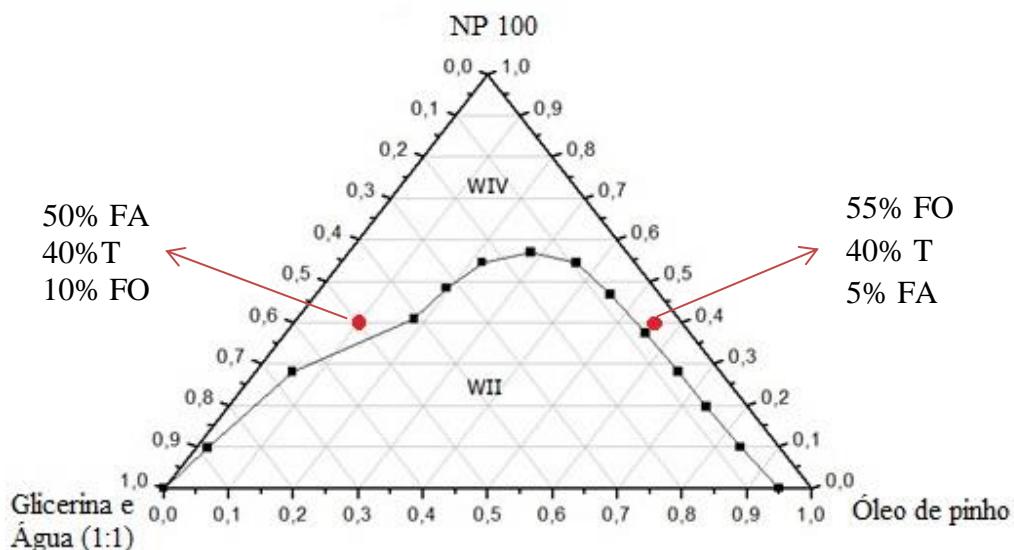
Fonte: AUTOR, 2020.

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 DIAGRAMAS DE FASES TERNÁRIOS

Com o objetivo de obter uma microemulsão com a menor quantidade de tensoativo possível, já que esse seria um dos componentes do fluido que, em grande quantidade, tornaria o seu custo de produção maior, foram feitos vários testes com diferentes fases aquosas (como solução de água com cloreto de potássio), oleosas (como óleo de mamona) e tensoativos (como NP150 e TW80) para obter diagramas ternários com uma maior região de microemulsão. Foi obtido o diagrama ternário que está representado na Figura 9 a seguir:

**Figura 9** - Diagrama ternário para a mistura glicerina + água, óleo de pinho e tensoativo



Fonte: AUTOR, 2020.

Obtido o diagrama ternário, foram escolhidos os pontos de microemulsão que seriam utilizados para formular um fluido de perfuração base água e outro base óleo. Estes pontos, representados na Figura 9, são escolhidos com o objetivo de utilizar o mínimo possível de tensoativo, já que este é um dos componentes que, em grande quantidade, torna o custo da formulação da microemulsão alto. O fluido base água teve sua microemulsão composta por 50% de fase aquosa (glicerina e água na proporção 1:1 em volume), 40% de tensoativo (NP100) e

10% de fase oleosa (óleo de pinho). Já o fluido base óleo teve sua microemulsão composta por 55% de fase oleosa, 40% de tensoativo e 5% de fase aquosa.

#### 4.2 FORMULAÇÃO DOS FLUIDOS

Os fluidos de perfuração foram formulados à base de microemulsão, uma à base de água e outra à base de óleo. Verificou-se, primeiramente, se os fluidos eram estáveis, ou seja, se em 24 horas, haveria separação das fases sólida e líquida. Nas Figuras 10 e 11, observa-se o aspecto dos fluidos após 24 horas em repouso.

**Figura 10** - Fluido base água após 24 horas em repouso.



Fonte: AUTOR, 2020.

**Figura 11** - Fluido base óleo após 24 horas em repouso.



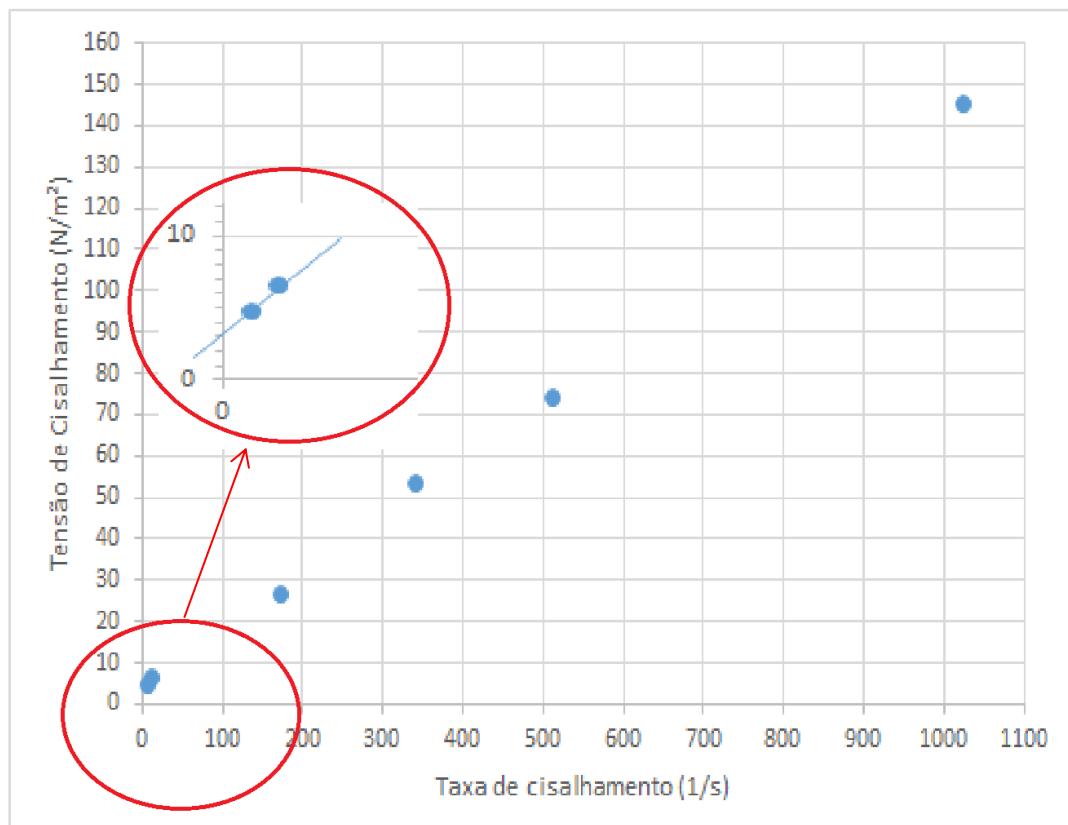
Fonte: AUTOR, 2020.

Observa-se que, as fases no fluido base óleo se separaram bastante, assim, por este fluido não ser estável, não foram realizados os testes para ele. Já no fluido com microemulsão à base de água, as fases se separaram um pouco, mas não de uma forma que afetaria as suas propriedades.

#### 4.3 ENSAIO REOLÓGICO

Com a microemulsão base água, foi formulado o fluido de perfuração, e em seguida foram realizados ensaios reológicos, cujos são mostrados a seguir. Inicialmente, foi feito um gráfico de tensão de cisalhamento ( $\tau$  em Pa) versus taxa de deformação ( $\gamma$  em  $s^{-1}$ ) (Figura 12), onde o valor do limite de escoamento ( $\tau_0$ ) foi estimado por extração, sendo igual a 3.

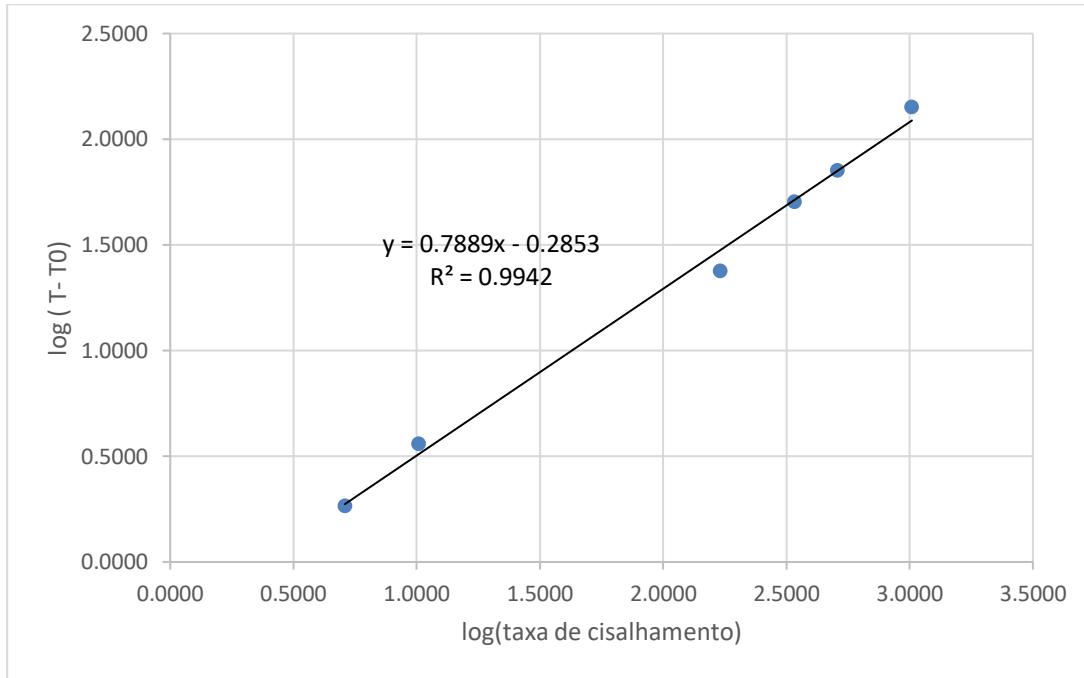
**Figura 12 - Tensão de cisalhamento versus taxa de deformação**



Fonte: AUTOR, 2020.

Posteriormente, foi feito um gráfico de  $\log(\tau - \tau_0)$  versus  $\log \gamma$  (Figura 13), para a determinação do índice de consistência, K, e índice de comportamento, n.

**Figura 13 - Log (Tensão de cisalhamento) versus Log (taxa de deformação) para determinação dos parâmetros K e n.**



Fonte: AUTOR, 2020.

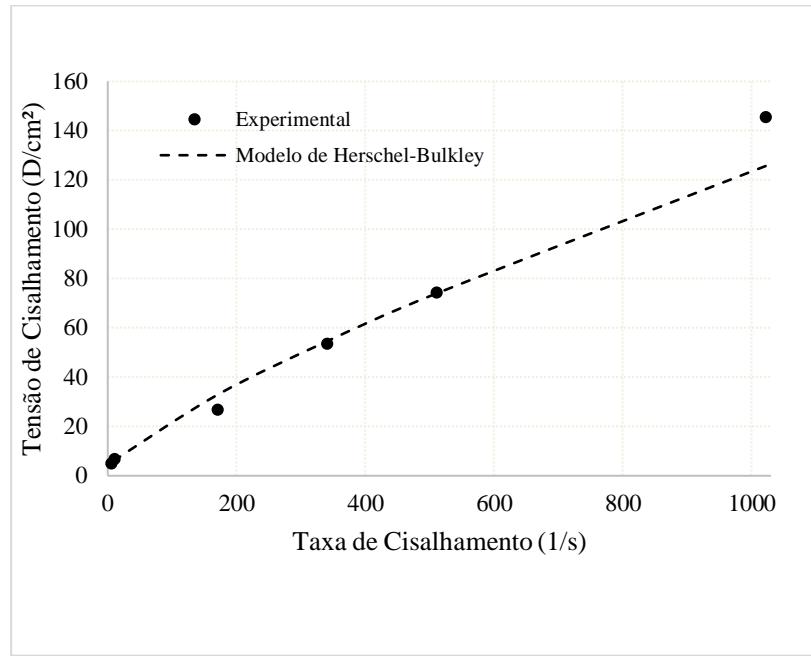
Do gráfico da Figura 13, encontrou-se  $n = 0,7889$  e  $K = 10^{(-0,2853)} = 0,5184$ . E, portanto, substituindo esses valores na equação do Modelo de Herschell – Buckley, tem-se:

$$\tau = 0,5184 \gamma^{0,7889} + 3 \quad (8)$$

O índice de comportamento de fluxo ( $n$ ) indica o quanto o comportamento de fluxo do fluido se afasta do comportamento Newtoniano. O valor obtido está bem próximo dos valores obtidos para os fluidos base água formulados por Farias et al. (2009), que estavam em torno de 0,5. O índice de consistência do fluido ( $K$ ) indica o grau de resistência do fluido ao escoamento, e quanto maior o seu valor, maior a resistência do fluido ao escoamento e, portanto, sua viscosidade. O valor obtido para o fluido formulado foi menor que os valores obtidos para Farias et al. (2009), que variaram entre 1,3115 e 5,2601.

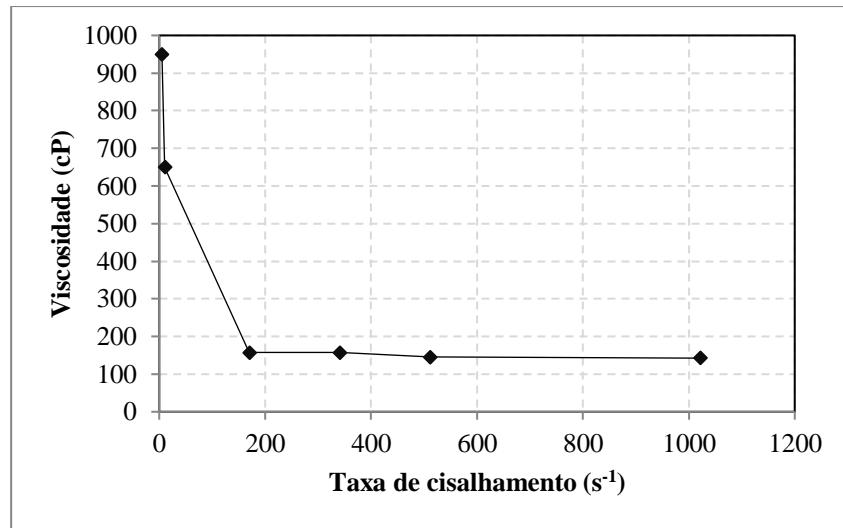
A partir da equação do Modelo de Herschell – Buckley e dos dados reais, pôde-se construir os reogramas de tensão de cisalhamento e viscosidade versus taxa de deformação, os quais permitem inferir sobre o comportamento do fluido. As análises realizadas mostraram que o modelo reológico de Herschell-Buckley é o que fornece o menor desvio padrão. As Figuras 14 e 15 apresentam os gráficos da curva de fluxo e de viscosidade obtidos para o fluido, respectivamente.

**Figura 14 - Curva de fluxo para o fluido formulado.**



Fonte: AUTOR, 2020.

**Figura 15 - Curva de viscosidade para o fluido.**



Fonte: AUTOR, 2020.

Conforme os gráficos acima (Figuras 14 e 15), o fluido formulado se comporta como fluido não newtoniano pseudoplástico, isto é,  $0 < n < 1$  (0,7889) e a relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento não é constante, mostrando comportamento semelhante ao dos fluidos utilizados corriqueiramente na indústria do petróleo. O modelo de Herschell-Bulkley representou bem a curva de fluxo gerada, como pode ser observado na Figura 14. O

gráfico da Figura 15 mostra um decréscimo acentuado de viscosidade quando a taxa de cisalhamento é aumentada, exibindo pseudoplasticidade. Além disso, observa-se o caráter tixotrópico do fluido, isto é, redução significativa da viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento e maior viscosidade quando a taxa de cisalhamento é baixa ou nula. Esse é um dos motivos pelos quais o fluido pseudoplástico é muito utilizado na indústria do petróleo, conforme se observa nas equações abaixo:

$$\tau = \frac{\Delta v}{\Delta y} \quad (9)$$

$$\mu_a = \frac{\tau}{\gamma} \quad (10)$$

Em que:

$\Delta v$  = diferença de velocidade entre duas camadas de fluido adjacentes;

$\Delta y$  = distância entre estas duas camadas;

$\mu_a$  = viscosidade aparente.

De acordo com as Equações 8 e 9, observa-se que, com o aumento da velocidade de escoamento do fluido dentro da coluna de perfuração, tem-se um aumento da taxa de cisalhamento e, consequentemente, uma diminuição da viscosidade deste fluido, o que é favorável para o fluido de perfuração, pois dentro da coluna necessita-se de uma certa facilidade para que ele escoe. Quando o fluido de perfuração atinge a formação, na região situada na extremidade da broca, ocorre uma redução brusca de velocidade e, portanto, da taxa de cisalhamento, levando a um aumento da viscosidade do fluido que, por sua vez, atende a exigência de transportar os cascalhos liberados pela broca até a superfície durante a perfuração.

Os valores de viscosidade plástica, viscosidade aparente e limite de escoamento, que são 139,5 cP, 142,5 cP e 3 lbf/ft<sup>2</sup>, respectivamente, indicam que o fluido está conforme em relação a estes parâmetros de acordo com a norma PETROBRAS N-2604. Os valores de forças gésis inicial e final, 11 e 15 7 lbf/100ft<sup>2</sup> também ficaram conforme a norma.

#### 4.4 DETERMINAÇÃO DA MASSA ESPECÍFICA

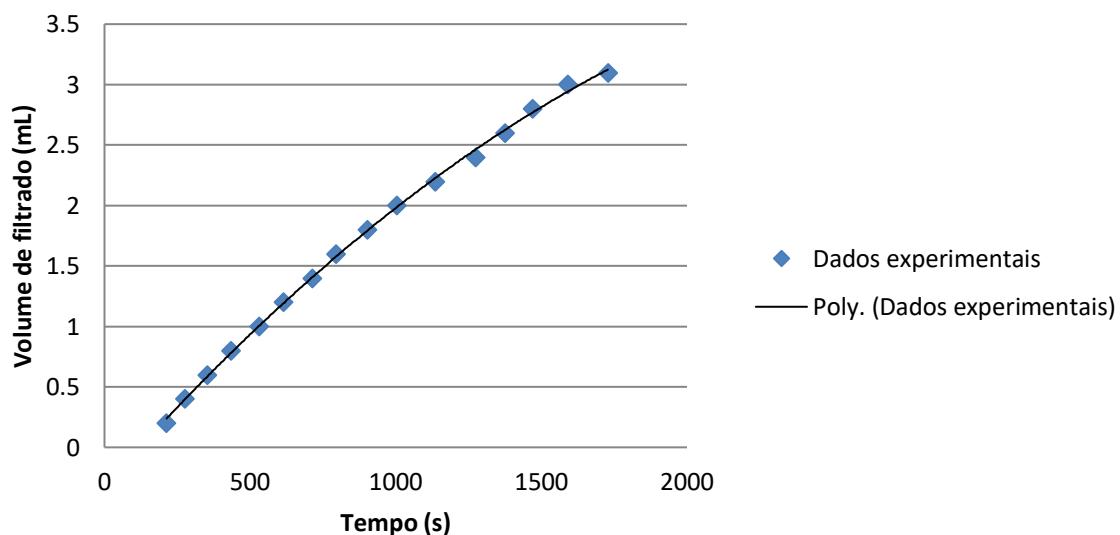
O resultado obtido para a massa específica do fluido de perfuração foi de 1,125 g/cm<sup>3</sup>, e de acordo com a norma PETROBRAS N-2604, este valor está dentro das especificações de massa específica, que é de 1 a 2 g/cm<sup>3</sup>.

#### 4.5 VOLUME DE FILTRADO E PERMEABILIDADE DO REBOCO

O resultado para os teste de volume de filtrado que foi realizado para o fluido de perfuração foi de 3,1 mL. Este valor está de acordo com os resultados obtidos por Martins et al. (2017). Ele também foi bem menor que os valores obtidos pra os fluidos base água formulados por Amorim (2005), Nascimento et al. (2010) e Farias et al. (2009) que obtiveram o mínimo de 16,3 mL, 12 mL e 7,6 mL, respectivamente, para os fluidos formulados em seus trabalhos. Dependendo da composição do fluido de perfuração, maiores valores de volume de filtrado podem formar rebocos mais espessos, o que reduz o diâmetro do poço e aumenta a área de contato entre a coluna e a parede do poço, intensificando os riscos de ocorrer prisão. Elevados valores de volume de filtrado também podem causar desmoronamento de formações hidratáveis e a perda de circulação, que é a perda parcial ou total do fluido para as formações geológicas (MELO, 2008). Este valor também está de acordo com a norma PETROBRAS N-2604 (1998), segundo a qual, o valor do volume de filtrado deve ser menor que 18 mL.

O comportamento do volume de filtrado em função do tempo está disposto na Figura 17 abaixo:

**Figura 16 - Volume de filtrado em função do tempo**



Fonte: AUTOR, 2020.

A espessura do reboco formado no papel de filtro no teste do volume de filtrado (Figura 18) foi medida com o auxílio de um paquímetro, e o seu valor foi de 1,06 mm. O resultado da permeabilidade do reboco foi obtido através da Equação (7), e o seu valor foi de 0,042 mD. Este valor, que é muito baixo, é favorável para as operações de perfuração, pois representa uma baixa perda de filtrado para as formações rochosas.

**Figura 17 -** Reboco formado pelo fluido de perfuração formulado



Fonte: AUTOR, 2020.

Na Tabela 2, tem-se um resumo dos dados comparando os resultados dos testes feitos para o fluido de perfuração base água formulado neste trabalho com os valores exigidos pela norma API Spec 13<sup>a</sup>.

**Tabela 2 -** Resultados realizados para o fluido de perfuração formulado

Parâmetros	API Spec 13A	Fluido de perfuração formulado
Viscosidade plástica (cP)	Mínimo 4	139,5
Viscosidade aparente (cP)	Mínimo 15	142,5
Limite de escoamento (cP)	Máximo 15	6
Força gel inicial (lbf/100ft <sup>2</sup> )	Mínimo 7	11
Força gel final (lbf/100ft <sup>2</sup> )	De 10 a 15	15
Massa específica (g/cm <sup>3</sup> )	De 1 a 2	1,125
Volume de filtrado (mL)	Máximo 15	3,1

Fonte: AUTOR, 2020.

Através desta comparação, observa-se que o fluido de perfuração formulado está dentro das especificações para todos os parâmetros avaliados.

## 5. CONCLUSÃO

Uma microemulsão foi utilizada neste trabalho como base para a formulação de fluidos de perfuração de petróleo por apresentarem alta estabilidade e serem promissoras nesta linha de pesquisa e desenvolvimento devido às vantagens que apresentam em relação aos fluidos de perfuração convencionais. Foi obtido o fluido de perfuração à base de microemulsão, com maior proporção da fase aquosa, e os ensaios reológicos, de volume de filtrado e permeabilidade do reboco e determinação da massa específica foram realizados a fim de assegurar as características desejáveis para os fluidos, de acordo com a norma da API.

Para o ensaio reológico, o fluido apresentou comportamento não newtoniano pseudoplástico, semelhante aos fluidos que são utilizados corriqueiramente na indústria do petróleo, além de apresentar valores para os parâmetros reológicos dentro das especificações da norma PETROBRAS N-2604, assim como o valor obtido para a massa específica. Os valores para o volume de filtrado foram bastante satisfatórios por serem muito baixos quando comparados com os valores para fluidos à base de água obtidos em outros trabalhos. Também foram obtidos baixos valores para a permeabilidade do reboco.

O fluido de perfuração desenvolvido apresentou resultados satisfatórios e promissores para aplicação na indústria de petróleo, por ser um fluido à base de microemulsão, composta de matérias biodegradáveis, tendo em vista a dificuldade da obtenção de um fluido de perfuração que não seja agressor ao meio ambiente sem perder suas principais características.

## 6. REFERÊNCIAS

- API Specification 13A (Speac 13) – **American Petroleum Institute, Specification for Drilling Fluid Materials.** Washington, 1993.
- AMORIM, L. V. Fluidos de perfuração à base de água. Parte I: Efeitos de aditivações poliméricas nas propriedades reológicas.** Cerâmica 51 (2005) 128-138.
- CUNHA FILHO, F. J. V. da. Estudo Reológico de um fluido de perfuração à base n-parafina, utilizando argila modificada com tensoativo.** Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2015.
- DAMASCENO, B.P.G.L. et al. Microemulsão: um promissor carreador para moléculas insolúveis.** Revista de Ciências Farmacêuticas Básica e Aplicada, Araraquara, v. 32, n. 1, p. 9-18, 2011.
- FARIAS, K. V.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L. Desenvolvimento de fluidos aquosos para aplicação em perfuração de poços de petróleo – Parte I.** Revista Eletrônica de Materiais e Processos, v.4.1 (2009)14-25.
- 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.
- GONÇALVES, T. S. S. Desenvolvimento de fluidos de perfuração poliméricos a base de microemulsões e avaliação de suas propriedades.** Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2018.
- LOMBA, R. Fundamentos de filtração e controle das propriedades de filtração.** Report, 2010.
- MARTINS, J. S.; NASCIMENTO, R. C. A. M.; AMORIM, L. V. Influência da adição de lubrificantes e sólidos inertes nas propriedades físicas de fluidos de perfuração argilosos.** São Paulo, 2017.
- MATHIAS, V. M. Coluna de perfuração em poços de petróleo.** Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2016.
- MELO, K. C. de. Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água.** Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2008.
- NASCIMENTO, R. C. A. M.; AMORIM, L.V.; SANTANA, L. N. L. Desenvolvimento de fluidos aquosos com bentonita para perfuração de poços de petróleo onshore.** Cerâmica 56 (2010) 179-187.
- PUC-RJ. Caracterização de fluidos.** Cap. 4, Certificação digital Nº. 9824852/CA.

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

SCHAFFEL, S. B. **A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil.** Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012.

SHIROMA, P. H. **Estudo do comportamento reológico de suspensões aquosas de bentonita e CMC: Influência da concentração do NaCl.** Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

THOMAS, J.E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2<sup>a</sup> edition. Rio de Janeiro: Editora Interciênciac. Petrobras. 2004.