



**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMIÁRIDO**  
**CENTRO DE ENGENHARIAS**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E TECNOLOGIA**  
**CURSO DE ENGENHARIA QUÍMICA**

**ANDERSON MARCIEL PEREIRA DE SALES**

**AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS DE UM FLUIDO DE  
PERFURAÇÃO COM BENTONITA ORGANOFÍLICA E TENSOATIVO**

**MOSSORÓ/RN**  
**2024**

**ANDERSON MARCIEL PEREIRA DE SALES**

**AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS DE UM FLUIDO DE  
PERFURAÇÃO COM BENTONITA ORGANO-FÍLICA E TENSOATIVO**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado na Universidade  
Federal Rural do Semi-Árido –  
UFERSA, campus de Mossoró,  
com o objetivo de obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia  
Química.

Orientadora: Geraldine Angélica  
Silva da Nóbrega

**MOSSORÓ/RN  
2024**

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

SS163 Sales, Anderson Marciel Pereira de.  
a Avaliação das propriedades reológicas de um  
fluido de perfuração com bentonita organofílica e  
tensoativo / Anderson Marciel Pereira de Sales. -  
2024.  
38 f. : il.

Orientadora: Geraldine Angélica Silva da  
Nóbrega.  
Monografia (graduação) - Universidade Federal  
Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia  
Química, 2024.

1. Microemulsão. 2. Fluido de perfuração. 3.  
Propriedades reológicas. I. Nóbrega, Geraldine  
Angélica Silva da , orient. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade  
com AACR2 e os dados fornecidos pelo(a) autor(a).  
Biblioteca Campus Mossoró / Setor de Informação e Referência  
Bibliotecária: Keina Cristina Santos Sousa e Silva  
CRB: 15/120

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

**ANDERSON MARCIEL PEREIRA DE SALES**

**AValiação das propriedades reológicas de um fluido de  
perfuração com bentonita organofílica e tensoativo**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado na Universidade  
Federal Rural do Semi-Árido –  
UFERSA, campus de Mossoró,  
com o objetivo de obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia  
Química.

**Defendida em: 10/ 04/ 2024**

**BANCA EXAMINADORA**

Documento assinado digitalmente  
 **GERALDINE ANGELICA SILVA DA NOBREGA**  
Data: 17/04/2024 16:44:51-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof<sup>ª</sup>. Dra. Geraldine Angélica da Silva Nóbrega – Presidente - UFERSA

Documento assinado digitalmente  
 **MANOEL REGINALDO FERNANDES**  
Data: 18/04/2024 10:32:20-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Manoel Reginaldo Fernandes – Membro - UFERSA

Documento assinado digitalmente  
 **ALRIVAN GOMES DO REGO JUNIOR**  
Data: 18/04/2024 08:59:22-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Msc. Alrivan Gomes do Rego Júnior - Membro

*Aos meus pais, Alzenate Soares e Marciel Sales, e ao meu irmão, Abimael Marciel, por todo o apoio e ensinamentos repassados.*

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço a minha mãe e exemplo de força, Alzenate Pereira Soares, por seus conselhos, por sua fé e por sua dedicação, por acreditar em meu potencial, me dando forças e cuidando de mim apesar da distância.

A meu irmão, Abimael Marciel de Sales, por sempre ser meu mais leal amigo, dedicando tanto cuidado e carinho para mim, além de tantas horas gastas em chamadas nos fins de semana.

A meu pai, Marciel Antônio de Sales, por se preocupar comigo e tentar, da sua forma, me ajudar a alcançar minhas conquistas.

A minha professora e orientadora, Prof.<sup>a</sup> Dra. Geraldine Angélica Silva da Nóbrega, não só por todo o apoio no laboratório desenvolvendo a pesquisa, mas também por ser muito além do que qualquer orientadora ou professora poderia ser, e por todo o conhecimento que me foi repassado durante esse tempo como seu orientando.

A minha amiga, Ingrid de Carvalho Follone, por estar sempre ao meu lado, por me escutar e ajudar a tomar tantas decisões, além de me fazer rir e fugir por um momento sequer de minhas próprias preocupações.

Ao Programa de Recursos Humanos - PRH 55.1 da UFERSA, campus Mossoró, e seus envolvidos, pela oportunidade de desenvolvimento e aprendizado como bolsista e todo o suporte fornecido para a realização desta pesquisa.

Ao Prof. Dr. Diego Ângelo de Araújo Gomes do Instituto Federal do Rio Grande do Norte, pela disponibilidade e apoio ao desenvolvimento dessa pesquisa.

Por fim, também fico lisonjeado por cada amigo que me auxiliou direta e indiretamente no desenvolvimento deste trabalho e por todas as conversas jogadas fora em mesas de café.

*“We've got the time to take the world  
And make it better than it ever was  
That's what they'll say about us”*

What they'll say about us (FINNEAS, 2021)

## RESUMO

Fluidos de perfuração são empregados para circular no poço durante a perfuração para garantir a segurança da operação e dos equipamentos da coluna de perfuração. Esse fluido tende a formar um reboco fino e pouco permeável nas paredes da formação, evitando a troca de fluidos entre o poço e a rocha. Sem a formação dessa proteção, o fluido invadiria descontroladamente a formação, causando um prejuízo econômico com a perda de volume de fluido no poço e danos à formação, como o fraturamento e compactação, além de poder contaminar águas subterrâneas com aditivos químicos, ameaçando a sobrevivência de espécies naturais. A utilização de microemulsões como fase dispersante para fluidos de perfuração promove uma maior estabilidade, lubrificidade e formação de um reboco mais fino, sendo uma opção ambientalmente mais favorável comparado a fluidos à base óleo e mais estável que fluidos à base água. Desta forma, este trabalho desenvolveu um fluido de perfuração utilizando microemulsão, estudando suas propriedades reológicas. Diagramas ternários de sistemas microemulsionados foram avaliados através do processo de titulação de misturas binárias com o terceiro composto do ternário. O sistema que apresentou maior zona de microemulsão foi utilizado para a elaboração de um fluido de perfuração e suas análises foram realizadas seguindo os procedimentos descritos nas normas API 13B-1 e API 13B-2. Foram desenvolvidos três diagramas com óleo de pinho, Tween 80 e três diferentes fases aquosas (água pura, glicerol 20% e glicerol 40%). O sistema com glicerol 40% apresentou uma maior zona microemulsionada e foi utilizado para a formulação do fluido. No ensaio reológico, o fluido apresentou um comportamento não newtoniano pseudoplástico se adequando ao modelo de Herschel-Buckley. Além disso, apresentou viscosidade aparente e plástica de 126 e 74 cp, respectivamente e limite de escoamento e forças géis de 104 e 17 lbf/100ft<sup>2</sup>. A massa específica foi determinada como sendo 9,10 lb/gal, a espessura do reboco de 1 mm com filtrado de 1,5 mL e um pH fortemente alcalino de 11,45, com alcalinidade de fluido e filtrado de 0,88 mL e 1,19 mL, respectivamente. Com isso, é notado que o fluido de perfuração desenvolvido com microemulsão apresenta valores satisfatórios para ser empregado durante a perfuração, necessitando apenas de correção em alguns parâmetros durante sua formulação.

**Palavras-chave:** Microemulsão, Fluido de perfuração, Propriedades reológicas.

## ABSTRACT

Drilling fluids are used to circulate in the well during drilling to ensure the safety of the operation and equipment of the drilling column. This fluid tends to shape a thin and poorly permeable plaster on the walls of formation, avoiding the change of fluids between the well and the rock. Without the formation of this protection, the fluid would misfortune the formation, causing an economic loss with the loss of fluid volume in the well and damage to training, such as fracturing and compaction, as well as being able to contaminate groundwater with chemical additives, threatening survival of natural species. The use of microemulsions as a dispersing phase for drilling fluids promote greater stability, lubricity and formation of a thinner plaster, being an environmentally more favorable option compared to oil -based fluids than water-based fluids. Thus, this work has developed a drilling fluid using microemulsion, studying its rheological properties. Ternary diagrams of microemulsion systems were evaluated through the process of titling binary mixtures with the third compound of the ternary. The system that presented the largest microemulsion zone was used to elaborate a drilling fluid and its analyzes were performed following the procedures described in API 13B-1 and API 13B-2 standards. Developed three diagrams with pine oil, tween 80 and three different aqueous phases (pure water, glycerol 20% and 40% glycerol). The 40% glycerol system presented a larger microemulsion zone, being used for fluid formulation. In the rheological test, fluid had a non-Newtonian pseudoplastic behavior adapting to the Herschell-Buckley model. In addition, it presented apparent and plastic viscosity of 126 and 74 cp, respectively and flow limit and gels force of 104 and 17 lbf/100ft<sup>2</sup>. The specific mass was determined as 9.10 ppg, the 1 mm plaster expesses with 1.5 ml filtrate and a strongly alkaline pH of 11.45, with fluid alkalinity and 0.88 ml filtrate and 1.19 ml, respectively. With this, it is noted that the perforation fluid developed with microemulsion has satisfactory values to be used during drilling, requiring only correction in some parameters during its formulation.

**Key words:** Microemulsion, Drilling fluid, Rheological properties.

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                      |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 1</b> - Sistema de circulação de fluido de perfuração .....                                | 13 |
| <b>Figura 2</b> – Estrutura dos tensoativos .....                                                    | 16 |
| <b>Figura 3</b> – Micelas formadas por tensoativos.....                                              | 17 |
| <b>Figura 4</b> – Tipos de tensoativos.....                                                          | 17 |
| <b>Figura 5</b> – Esquematização de um diagrama ternário de fases.....                               | 19 |
| <b>Figura 6</b> – Agitador Vortex .....                                                              | 21 |
| <b>Figura 7</b> – Centrífuga Daiki.....                                                              | 21 |
| <b>Figura 8</b> – Representação do cálculo integral da área microemulsionada.....                    | 22 |
| <b>Figura 9</b> – Agitador mecânico Hamilton Beach .....                                             | 23 |
| <b>Figura 10</b> – Viscosímetro Fann V.G Metter modelo 35A .....                                     | 24 |
| <b>Figura 11</b> – Balança de lama Fann modelo 140 .....                                             | 26 |
| <b>Figura 12</b> – Filtro prensa API.....                                                            | 26 |
| <b>Figura 13</b> - pHmêtro digital.....                                                              | 27 |
| <b>Figura 14</b> – Diagramas ternários (Tween 80, Óleo de pinho e soluções de glicerina)..           | 28 |
| <b>Figura 15</b> – Diagramas retangulares (Tween 80, óleo de pinho e soluções de glicerina)<br>..... | 29 |
| <b>Figura 16.</b> Fluido de perfuração .....                                                         | 30 |
| <b>Figura 17</b> – Taxa de cisalhamento x tensão de cisalhamento.....                                | 31 |
| <b>Figura 18</b> – Linearização da taxa de cisalhamento x tensão de cisalhamento.....                | 32 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                               |    |
|-------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Tabela 1.</b> Métodos analíticos e equipamentos utilizados no estudo ..... | 20 |
| <b>Tabela 2.</b> Formulação do fluido de perfuração.....                      | 23 |
| <b>Tabela 3.</b> Área da região microemulsionada em unidades de área.....     | 29 |
| <b>Tabela 4.</b> Estudo reológico do fluido de perfuração.....                | 30 |
| <b>Tabela 5.</b> Dados de taxa de cisalhamento e tensão de cisalhamento ..... | 31 |
| <b>Tabela 6.</b> Parâmetros do modelo matemático.....                         | 32 |
| <b>Tabela 7.</b> Propriedades reológicas do fluido .....                      | 32 |
| <b>Tabela 8.</b> Tensões de cisalhamento teóricas e experimentais.....        | 33 |

## SUMÁRIO

|                                                    |           |
|----------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. INTRODUÇÃO.....</b>                          | <b>12</b> |
| <b>2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>              | <b>12</b> |
| 2.1. FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....                    | 12        |
| 2.1.1. Tipos de fluidos de perfuração .....        | 13        |
| 2.1.2. Aditivos de fluidos de perfuração .....     | 14        |
| 2.1.3. Propriedades de fluidos de perfuração ..... | 15        |
| 2.2. TENSOATIVOS .....                             | 16        |
| 2.2.1. Classificação dos tensoativos .....         | 17        |
| 2.3. MICROEMULSÃO .....                            | 18        |
| 2.3.1. Balanço hidrofílico-lipofílico .....        | 18        |
| 2.3.2. Diagrama ternário de fases .....            | 19        |
| <b>3. MATERIAIS E METODOS .....</b>                | <b>19</b> |
| 3.1. DIAGRAMAS TERNÁRIO .....                      | 20        |
| 3.2. ÁREA DA REGIÃO MICROEMULSIONADA .....         | 21        |
| 3.3. FORMULAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....      | 22        |
| 3.4. ENSAIO REOLÓGICO .....                        | 23        |
| 3.5. DETERMINAÇÃO DA MASSA ESPECÍFICA .....        | 25        |
| 3.6. ENSAIO DE FILTRAÇÃO .....                     | 26        |
| 3.7. ANÁLISES QUÍMICAS .....                       | 27        |
| <b>4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>             | <b>27</b> |
| 4.1. DIAGRAMAS DE FASES .....                      | 28        |
| 4.2. ÁREA DA REGIÃO MICROEMULSIONADA .....         | 28        |
| 4.3. FORMULAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....      | 29        |
| 4.4. ENSAIO REOLÓGICO .....                        | 30        |
| 4.5. MASSA ESPECÍFICA .....                        | 33        |
| 4.6. ENSAIO DE FILTRAÇÃO .....                     | 33        |
| 4.7. ANÁLISES QUÍMICAS .....                       | 34        |

|                                           |           |
|-------------------------------------------|-----------|
| <b>5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>       | <b>34</b> |
| <b>6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b> | <b>35</b> |

## 1. INTRODUÇÃO

Fluidos de perfuração são essenciais para a indústria de petróleo, sendo responsável por garantir funções vitais durante a perfuração de um poço, como a remoção dos cascalhos gerados na perfuração, reduzir o atrito entre a coluna e o poço, lubrificar e resfriar a coluna de perfuração, criar uma camada fina de reboco de baixa permeabilidade para evitar a troca de fluidos com a formação, além de fornecer pressão hidrostática as paredes do poço, evitando *kicks* e desmoronamentos (Cheraghian, 2021; Siddig, 2020).

As propriedades reológicas dos fluidos de perfuração, tais como viscosidade plástica, viscosidade aparente, limite de escoamento e forças géis, junto com o volume de filtrado que é perdido para a formação, devem ser avaliadas com severo cuidado de forma que o fluido possa garantir uma perfuração eficiente e segura (Song, 2016).

Estes fluidos são classificados em três tipos de acordo com a fase dispersante: fluidos à base aquosa, fluidos a base orgânica e fluidos aerados (Darley & Gray, 2017). Nesse contexto, dá se destaque a fluidos de perfuração de base aquosa, que apresentam menor custo e mais ambientalmente favoráveis, no entanto, muitos dos aditivos utilizados nesse tipo de fluido, como polímeros, apresentam vulnerabilidade a zonas de altas temperaturas e altas concentrações salinas (Ikram *et al.*, 2021; Nóbrega *et al.*, 2023).

Objetivando uma perfuração eficaz e segura sem recorrer a fluidos não aquosos, que afetariam negativamente o meio ambiente, vários trabalhos têm estudado a aplicação de sistemas microemulsionados na formulação de fluidos ecológicos com boa lubricidade, estabilidade, baixo custo e a formação de um reboco mais fino (Sousa *et. al.*, 2016; Curbelo *et al.*, 2021; Quintero *et al.*, 2012).

Com isso, o presente trabalho objetiva o desenvolvimento de um fluido de perfuração dentro dos parâmetros exigidos pelo American Petroleum Institute (API), utilizando microemulsão como fase dispersante, estudando previamente o sistema microemulsionado utilizado para formulação do fluido.

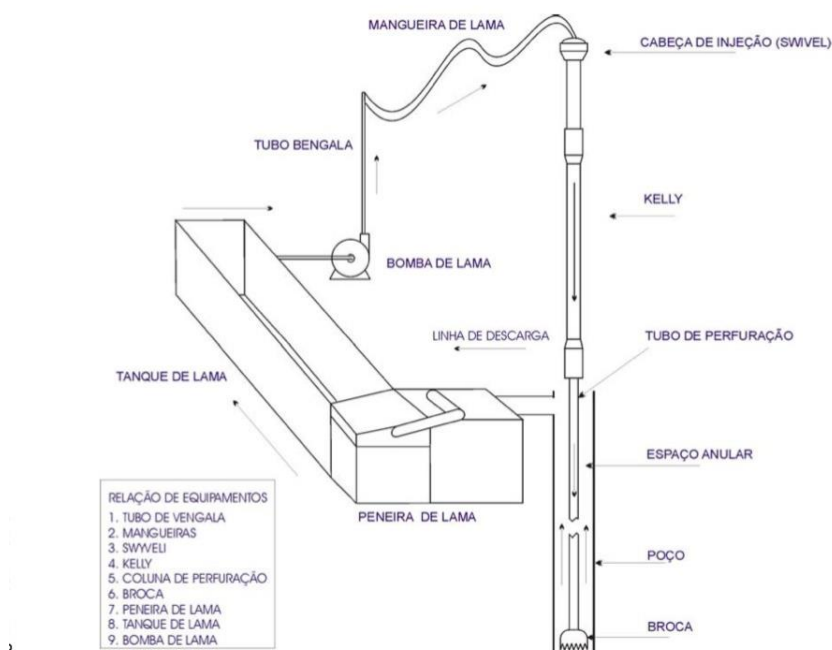
## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1. FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Fluidos de perfuração são misturas de aditivos, geralmente sólidos ou líquidos, dispersos em uma fase fluida empregados na operação de perfuração de um poço. O fluido

é bombeado através das bombas de lama até o *swivel*, inserido na parte interna da coluna de perfuração, seguindo ao fundo do poço, sendo liberado por pequenos orifícios presentes na broca, retornando através do espaço anular. Ao retornar a superfície, carreando os cascalhos liberados durante a perfuração, ele é tratado para que possa ser reinserido no poço. Esse processo é descrito na Figura 1.

**Figura 1** - Sistema de circulação de fluido de perfuração



Fonte: Makson, 2021.

Este fluido designa uma série de funções essenciais para garantir que um poço seja perfurado com eficiência e segurança, entre elas, estabilizar as paredes do poço; através da formação de um reboco estável e pouco permeável, resfriar e lubrificar a broca, carrear os cascalhos liberados pela broca durante a perfuração até a superfície, manter os cascalhos gerados em suspensão quando permanece em repouso; evitando a prisão da coluna, evitar *kicks* e *blowouts*; fornecendo pressão hidrostática contra as paredes do poço e entre outros (Cheraghian, 2021; Agwu *et al.*, 2021).

### 2.1.1. Tipos de fluidos de perfuração

Fluidos de perfuração podem ser classificados de acordo com o tipo de fluido utilizado como fase dispersante em que os aditivos são dispersos em sua formulação. Eles

são classificados como fluidos de base aquosa, fluidos de base não aquosa e fluidos gasosos.

Fluidos gasosos ou sistemas pneumáticos costumam ser mais caros, aplicados em perfuração *onshore*, em perfurações em formações sensíveis e com baixas pressões devido a sua baixa densidade. Quatro diferentes tipos de fases gasosas são utilizadas em sistemas desse tipo, sendo estes, ar ou gás seco, névoa, espuma e espuma estabilizada (Thomas, 2001).

Os fluidos não aquosos apresentam alta lubricidade, resistência a altas temperaturas, pressões e contaminantes, além de auxiliarem na inibição do inchamento de formações argilosas. A capacidade de reutilizar esses fluidos por maiores períodos costuma justificar seus preços mais elevados, mas devido aos compostos orgânicos presentes em sua composição, há um impacto ambiental inerente a sua utilização e transporte (Gonçalves, 2018).

Fluidos de base aquosa são os mais comumente usados e fáceis de produzir, possuem preços inferiores e são ambientalmente favoráveis (Ikram *et al.*, 2021). Costumam ser classificados como não inibidos, aplicados em profundidades baixas, quando não há interação da formação com a água; fluidos inibidos, quando a formação interage química ou fisicamente com a água que os compõem; e poliméricos, formulados com materiais poliméricos. (Amoco, 2000; Thomas, 2001).

Para garantir uma melhoria nas propriedades de fluidos de perfuração de base aquosa, soluções aquosas são utilizadas em sua formulação, como soluções de glicerol que promovem uma redução na perda de filtrado e no tempo de estabilização do reboco formado, além de evitar a formação de hidratos, garantindo uma maior estabilidade das formações sensíveis (Malagresi *et al.*, 2018; Celino *et al.*, 2022).

Além disso, o uso de microemulsões óleo em água como fase dispersantes promovem uma melhor estabilidade da argila, menor resistividade elétrica e menor perda de filtrado para a formação, sendo uma ótima opção para fluidos ambientalmente corretos com parâmetros satisfatórios (Sousa *et al.*, 2016; Curbelo *et al.*, 2021).

### **2.1.2. Aditivos de fluidos de perfuração**

Fluidos de perfuração são sintetizados através da adição de aditivos em uma fase dispersante sob agitação constante. Esses aditivos são responsáveis por garantir as propriedades desejadas dos fluidos na operação de perfuração. Os aditivos e a quantidade

utilizada, irá variar dependendo da formação a ser perfurada e das condições de operação (Caenn; Chillingar, 1996).

Modificadores reológicos, como a goma xantana, têm o papel de auxiliar na tixotropia do fluido de perfuração, ou seja, na sua capacidade de transitar de um aspecto mais gelificado para fluido quando submetido a agitação. Esses aditivos afetam a viscosidade do fluido, garantindo um comportamento pseudoplástico, o carreamento e sustentação de sólidos durante a operação sem afetar as perdas de carga de forma significativa. Além disso, uma reologia inadequada de fluido pode gerar problemas na perfuração, como reduzir a taxa de penetração, acúmulo de cascalhos no fundo do poço, alargamento do furo, prisão do tubo e perda de circulação (Hamad et al., 2020).

Controladores de pH e alcalinidade do fluido atuam na redução da corrosão dos equipamentos e na contaminação com gases ácidos, além de fornecer íons de cálcio que floculam as partículas sólidas. Hidróxido de sódio é o controlador de pH mais comumente utilizado (Siddig, 2020).

Os viscosificantes, tais como os modificadores reológicos, afetam a viscosidade do fluido produzido, garantido o carreamento e suspensão dos cascalhos. Viscosificantes comumente empregados são as argilas organofílicas pertencentes ao grupo esmectita, capazes de adsorver uma grande quantidade de água (Grim, 1939; Ohrdorf *et al.*, 2011).

Redutores de filtrado retêm a fase dispersante e reduz a quantidade de fluido que invade a formação, desta forma, controlando o impacto ambiental gerado pela perfuração e a perda descontrolada de fluido. Um exemplo de um aditivo que atua na redução do filtrado é a Carboximetilcelulose ou CMC, que ainda pode auxiliar na viscosidade do fluido e na estabilidade de emulsões (Anietie *et al.*, 2020).

Substâncias adensantes tem função de aumentar a massa específica do fluido de perfuração, de forma a adequá-lo à janela operacional da operação. A baritina é um mineral composto principalmente por sulfato de bário, sendo um dos aditivos adensantes mais comumente utilizado na produção de fluidos.

### **2.1.3. Propriedades de fluidos de perfuração**

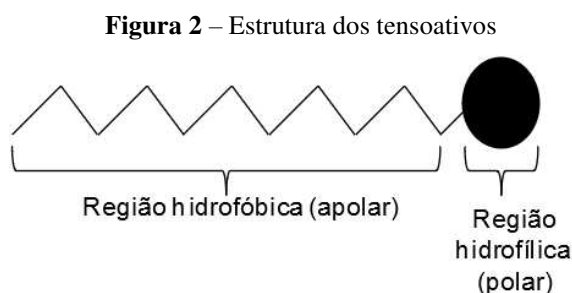
Para avaliar as propriedades essenciais dos fluidos de perfuração e verificar se eles podem ser devidamente empregados, uma série de análises deve ser realizada, essas análises são divididas em análises físicas ou químicas.

As análises físicas mais avaliadas em fluidos de perfuração são densidade, os parâmetros reológicos e forças géis, controle de perda de filtrado e formação de reboco (Caminha, 2019).

Já as análises químicas englobam pH e o teor de sólidos, que afetam outras propriedades e podem promover o desgaste do equipamento utilizado. Além disso, outras análises podem ser realizadas a depender da finalidade para qual o fluido está sendo desenvolvido, como alcalinidade e salinidade.

## 2.2. TENSOATIVOS

Tensoativos ou surfactantes, são moléculas compostas por estruturas polares e estruturas apolares, ou seja, enquanto parte da molécula tem natureza hidrofílica, solúvel em água, a outra apresenta uma natureza hidrofóbica, como ilustrado na Figura 2. Desta forma, os tensoativos apresentam a característica de reduzir a tensão superficial entre duas substâncias imiscíveis formando emulsões, microemulsões e suspensões (Daltin, 2011; Abdeli et al., 2019).



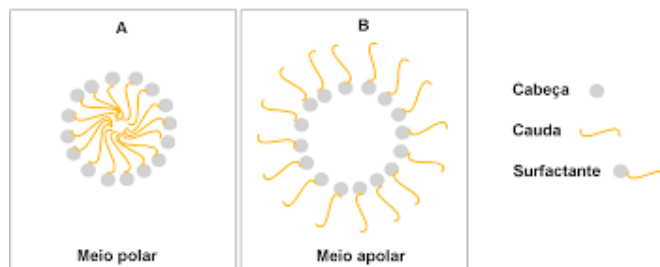
**Fonte:** <https://www.infoescola.com/quimica/compostos-tensoativos/>.

Uma das características mais importantes de um tensoativo é a concentração micelar crítica, esta representa a concentração mínima necessária de surfactante para a formação de micelas em uma solução aquosa ou orgânica (Turchi; Karcz; Andersson, 2022). A formação dessas micelas decorre da adsorção das moléculas de tensoativo na interface dos líquidos formando um filme ordenado (Mohammed; Ikiensikimama, 2023).

As micelas formadas por um agente tensoativo são classificadas conforme a interação da fase tensoativo com as demais, essa classificação se divide em dois principais tipos, diretas ou inversas. Nas micelas diretas, Figura 3<sup>a</sup>, a fase oleosa é envolvida pela região lipofílica da molécula de tensoativo, enquanto, que nas micelas inversas, Figura

3B, ocorrem quando a fase aquosa da mistura é envolvida pela região hidrofílica do tensoativo (Gonçalves, 2018).

**Figura 3** – Micelas formadas por tensoativos.

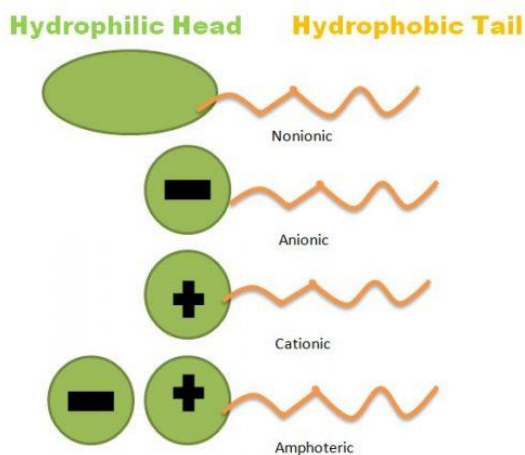


Fonte: Felipe; Dias, 2017.

### 2.2.1. Classificação dos tensoativos

A depender da carga presente na região hidrofílica do tensoativo, eles podem ser classificados em três diferentes grupos: tensoativos iônicos (categorizados em catiônicos e aniônicos), tensoativos não iônicos e anfóteros como apresentado na Figura 4 (Parr; Norman, 1965).

**Figura 4** – Tipos de tensoativos



Fonte: Shapiro, 2022.

Em tensoativos iônicos, a carga elétrica presente na região hidrofílica define eles como catiônicos, que originam íons carregados positivamente quando dissociados em água, e aniônicos, que geram íons carregados negativamente. São exemplos de surfactantes aniônicos, os sabões e compostos sulfonados, enquanto que os sais

quaternários de amônio são os principais exemplos de catiônicos. Tensoativos anfóteros ou zwitteriônicos, são similares a tensoativos iônicos, mas influenciados diretamente pelo pH em que se encontram, quando em soluções de alto pH, comportam-se como tensoativos aniônicos, devido à neutralização gerada pela alta concentração de hidroxilas, e em baixos valores de pH, tendem a se comportar como catiônicos. Por fim, em tensoativos não iônicos, a parte hidrofílica não apresenta cargas e não se dissociam em meio aquoso e sua solubilidade em água está diretamente ligada ao seu grau de etoxilação, derivadas de reações de moléculas de eteno com um composto graxo (Mushtaq *et al.*, 2023).

### 2.3. MICROEMULSÃO

Microemulsões são misturas opticamente límpidas, isotrópicas e termodinamicamente estáveis constituídas pela mistura tipicamente imiscível de uma fase aquosa e uma fase oleosa estabilizadas pela adição de um agente tensoativo, formando gotículas de diâmetro nanométrico entre 1 a 100 nm, geralmente de 10 a 50 nm (Kale; Deore, 2017; Carvalho *et al.*, 2019).

Para garantir uma redução do tamanho das micelas e das forças de repulsão do tensoativo, um agente cotensoativo também pode ser adicionado à mistura para gerar uma microemulsão mais estável (Rahman, 2017; Nazar, 2018).

As microemulsões formadas podem ser classificadas em dois principais tipos: microemulsão de óleo em água (O/A), caracterizadas por micelas diretas, quando a fase oleosa está dispersa na fase aquosa; e, no caso contrário, microemulsões de água em óleo (A/O), caracterizadas por micelas inversas e pela dispersão da fase aquosa na uma fase orgânica.

#### 2.3.1. Balanço hidrofílico-lipofílico

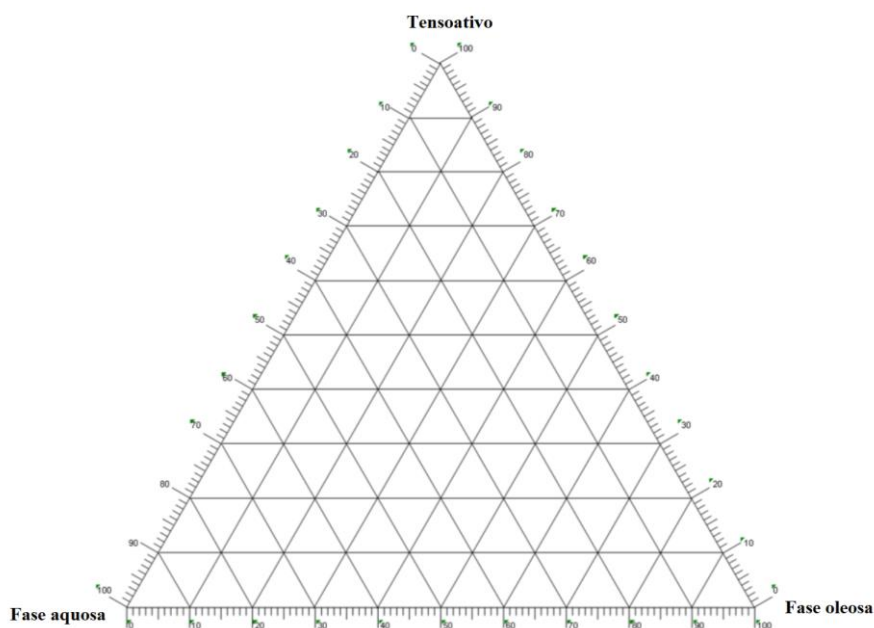
A relação entre a fase hidrofílica e lipofílica da molécula de tensoativo é denominada de balanço hidrofílico lipofílico, ou apenas BHL, permitindo identificar mais facilmente por qual fase a molécula terá afinidade. Desta forma, tensoativos com BHL entre 3 a 6 indicam uma maior tendência por formar microemulsões O/A, devido a uma maior afinidade com fases oleosas; já tensoativos com BHL entre 8 a 18, apresentam maior afinidade com a fase aquosa e favorecem a formação de microemulsão A/O. Além

disso, alguns tensoativos podem apresentar altos valores de BHL, superior a 20, necessitando da adição de cotensoativos para reduzir o valor do BHL da mistura (Daltin, 2011).

### 2.3.2. Diagrama ternário de fases

O diagrama ternário é um método gráfico para representar sistemas ternários, empregado eficientemente em sistemas microemulsionados. O diagrama, destacado na Figura 5, tem o formato de um triângulo equilátero, onde cada vértice representa a substância pura, suas laterais representam as misturas binárias e qualquer ponto no interior do triângulo apresenta diferentes composições da mistura ternária (Nóbrega, 2007; Ma et al., 2015).

**Figura 5** – Esquemática de um diagrama ternário de fases



Fonte: Autoria própria, 2024.

## 3. MATERIAIS E METODOS

Os parâmetros analisados e equipamentos utilizados para o desenvolvimento deste trabalho são descritos na Tabela 1.

Tabela 1. Métodos analíticos e equipamentos utilizados no estudo

| Parâmetro          | Aparelho          | Faixa           | Fabricante/Modelo      |
|--------------------|-------------------|-----------------|------------------------|
| Agitação           | Agitador Vortex   | 50-60Hz         | Fisatom/772            |
| Centrifugação      | Centrífuga        | 4000 rpm        | Daiki/BIA-4000         |
| Mistura            | Agitador mecânico | 1/3Hp           | Hamilton Beach/HMD 200 |
| Pesagem            | Balança analítica | 0,01-220g       | 5HI-AUW 220D           |
| Pesagem            | Balança de lama   |                 | Fann/140               |
| Reologia           | Viscosímetro      | 115V, 60Hz, 90W | Fann/V.G.Hetter 35A    |
| Volume de filtrado | Filtro prensa     |                 | Filtro prensa API      |

Fonte: Autoria Própria, 2024.

3.1.DIAGRAMAS TERNÁRIO

Os diagramas ternário foram desenvolvidos com base no estudo do sistema de microemulsão utilizando óleo de pinho como fase oleosa, diferentes concentrações de soluções de glicerina como fases aquosas e tween 80 como tensoativo. O objetivo desse processo foi identificar qual a melhor concentração de solução de glicerina gera uma maior área de microemulsão, sendo assim, uma melhor escolha para o desenvolvimento do fluido.

O desenvolvimento destes sistemas foi realizado em tubos de ensaio através da titulação de uma mistura binária, com proporções previamente determinadas, com o terceiro composto, formando uma mistura ternária. Após a adição de cada gota do composto titulante, o sistema foi submetido a vigorosa agitação em um agitador Vortex, apresentado na Figura 6, para provocar a interação entre as fases.

**Figura 6 – Agitador Vortex**

**Fonte:** Autoria própria, 2024.

O processo de titulação segue até que seja percebida uma mudança visual da mistura. A formação de um aspecto gelatinoso, turvo ou fases bem separadas era determinante para uma mistura heterogênea enquanto que a zona de microemulsão foi validada por uma mistura translúcida, estável e fluida, permanente mesmo sobre forte agitação ou quando submetida a centrifugação em uma centrífuga, apresentada na Figura 7.

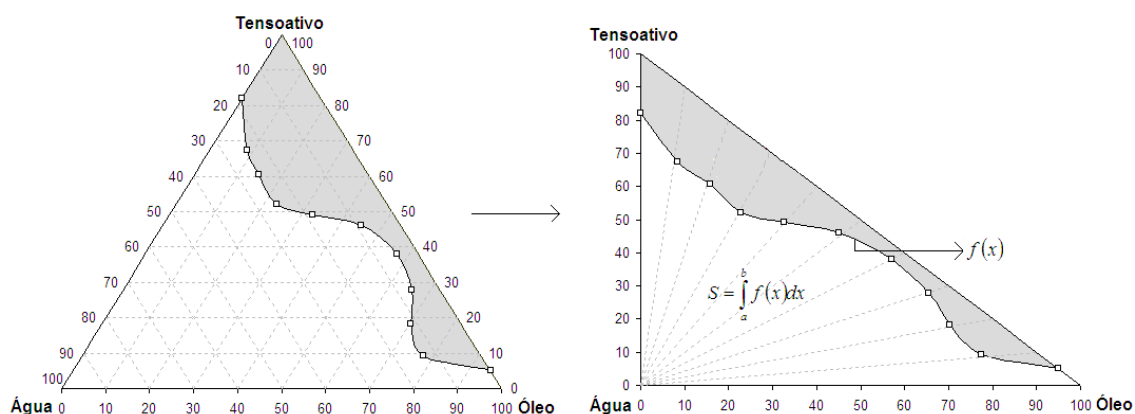
**Figura 7 – Centrífuga Daiki**

**Fonte:** Autoria própria, 2024.

### 3.2. ÁREA DA REGIÃO MICROEMULSIONADA

A área da região microemulsionada pode ser determinada pelo cálculo integral da curva que delimita a região de microemulsão. Para isso, os diagramas triangulares são convertidos em um diagramas retangulares, como apresentado na Figura 8. Por uma regressão linear, foi determinada a equação que representa a curva de transição de fases. Os limites de integração utilizados foram as concentrações de tensoativo, avaliando os diagramas elaborados (Nóbrega, 2007).

**Figura 8** – Representação do cálculo integral da área microemulsionada



Fonte: Nóbrega, 2007.

A concentração da microemulsão utilizada como fase dispersante para desenvolvimento do fluido de perfuração foi previamente determinada pela avaliação dos diagramas ternários construído e pela área de microemulsão calculada.

### 3.3.FORMULAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

A produção do fluido de perfuração foi realizada pela adição dos aditivos sólidos na fase dispersante, um de cada vez, com intervalo de 10 min entre as adições, sob agitação contínua em um agitador mecânico Hamilton Beach, como o indicado na Figura 9.

Figura 9 – Agitador mecânico Hamilton Beach



Fonte: Autoria própria, 2024.

A Tabela 2 descreve os aditivos utilizados, suas respectivas funções e a quantidade adicionada para a formulação do fluido de perfuração deste trabalho. Após preparado, o fluido foi conservado por 24 horas para realização dos testes posteriores.

Tabela 2. Formulação do fluido de perfuração.

| Aditivo            | Função                  | Quantidade |
|--------------------|-------------------------|------------|
| Microemulsão       | Fase dispersante        | 350 mL     |
| Argila bentonítica | Viscosificante          | 35 g       |
| Goma xantana       | Viscosificante          | 0,5 g      |
| CMC*               | Controlador de filtrado | 1,8 g      |
| HPA**              | Controlador de Filtrado | 2,9 g      |
| HCl                | Inibidor de inchamento  | 20 g       |
| Calcita            | Agente de ponte         | 15 g       |
| NaOH               | Alcalinizante           | 1 g        |

Fonte: Autoria própria, 2024. \*CMC = Carboximetilcelulose; \*\*HPA = Hidroxipropil Amido

3.4. ENSAIO REOLÓGICO

O comportamento do fluido foi determinado através dos parâmetros reológicos, estes, por sua vez, afetam as perdas de carga e a velocidade de arraste de cascalhos no processo. Esse estudo é essencial para entender o comportamento do fluido perante temperatura, pressão e tensão de cisalhamento (Melo, 2019).

O fluido preparado foi submetido a rotação de 600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm em um viscosímetro Fann V.G Metter modelo 35A, apresentado na Figura 10, seguindo o procedimento descrito nas normas API 13B-1 (2017) e API 13B-2 (2014).

**Figura 10** – Viscosímetro Fann V.G Metter modelo 35A



**Fonte:** Autoria própria, 2024.

A taxa de cisalhamento e a tensão de cisalhamento apresentadas pelo fluido são determinadas pelas Equações 1 e 2, respectivamente. Sendo,  $\gamma$  a taxa de cisalhamento em Pa, N a rotação em rpm,  $\tau$  a tensão de cisalhamento em  $s^{-1}$  e  $\theta$  a deflexão sofrida pelo fluido.

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

$$\tau = 0,51 \cdot \theta \quad (2)$$

O Modelo de Herschell-Buckley, apresentado na equação 3, foi utilizado para representar os dados obtidos no estudo reológico.

$$\tau = \tau_o + K \cdot \gamma^n \quad (3)$$

Sendo,  $\tau_0$  a tensão de corte inicial,  $K$  o índice de consistência (Pa.s) e  $n$  o índice de comportamento de fluxo, adimensional.

Por meio da deflexão registrada pelo equipamento nas diferentes rotações, foi possível determinar a viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e limite de escoamento (LE) pelas Equações 3, 4 e 5, respectivamente.

$$VA = \frac{L600}{2} \quad (3)$$

$$VP = L600 - L300 \quad (4)$$

$$LE = L300 - VP \quad (5)$$

Sendo, L600 e L300 se referem aos valores de deflexão registrados pelo equipamento na rotação de 600 e 300 rpm, respectivamente.

Por fim, a força gel (FG) foi calculada pela Equação 6 através da determinação do gel inicial ( $G_o$ ) e final ( $G_f$ ). Para isso, o fluido foi submetido a agitação a 600 rpm, por 1 minuto, para garantir homogeneização, em seguida, o equipamento é desligado por 10 segundos para o gel inicial e 10 minutos para o gel final, sendo religado na rotação de 3 rpm, registrando a maior deflexão sofrida pelo medidor.

$$FG = G_f - G_o \quad (6)$$

### 3.5. DETERMINAÇÃO DA MASSA ESPECÍFICA

Para determinar a massa específica do fluido de perfuração, foi utilizada uma balança de lama Fann, modelo 140, destacada na Figura 11. O fluido foi colocado no copo da balança, que possui um volume estabelecido, de forma que transborde quando o copo for fechado. Em seguida, o copo limpo foi apoiado na base, que serve como suporte, e o peso da viga graduada é deslizado até que o sistema alcance o equilíbrio. Desta forma, foi determinada a massa específica do fluido, indicado na viga graduada.

**Figura 11** – Balança de lama Fann modelo 140



**Fonte:** Autoria própria, 2024.

### 3.6. ENSAIO DE FILTRAÇÃO

O fluido preparado ainda foi submetido a um ensaio de filtração a uma pressão de 100 psi, a 28 °C por 1800 segundos em um filtro prensa API, como o da Figura 12, para formação de uma película fina e pouco permeável denominada de reboco, a qualidade desse reboco foi determinada pela sua espessura e sua permeabilidade. Esse teste ainda permite determinar quanto, em volume, de filtrado invade a formação durante a perfuração.

**Figura 12** – Filtro prensa API



**Fonte:** Autoria própria, 2024.

### 3.7. ANÁLISES QUÍMICAS

A leitura do pH do fluido foi realizada com o auxílio de um pHmetro digital, apresentado na Figura 13.

**Figura 13** - pHmêtro digital



**Fonte:** Autoria própria, 2024.

A alcalinidade parcial do fluido e alcalinidade total do filtrado são medidos conforme a metodologia descrita pela API 13B-1.

A alcalinidade parcial do fluido de perfuração foi determinada através de uma titulação com ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) 0,02 N de uma amostra de fluido diluída em água, utilizando fenolftaleína como indicador. O valor obtido quando a solução virá de rosa para incolor indica a alcalinidade do fluido.

O mesmo procedimento foi realizado para determinar a alcalinidade total do filtrado, mas após a viragem para incolor, a titulação com o ácido prossegue com a adição de algumas gotas de alaranjado de metila, esperando a viragem de laranja para vermelho. O valor de alcalinidade foi obtido pelo volume total de ácido usado para ambas as titulações.

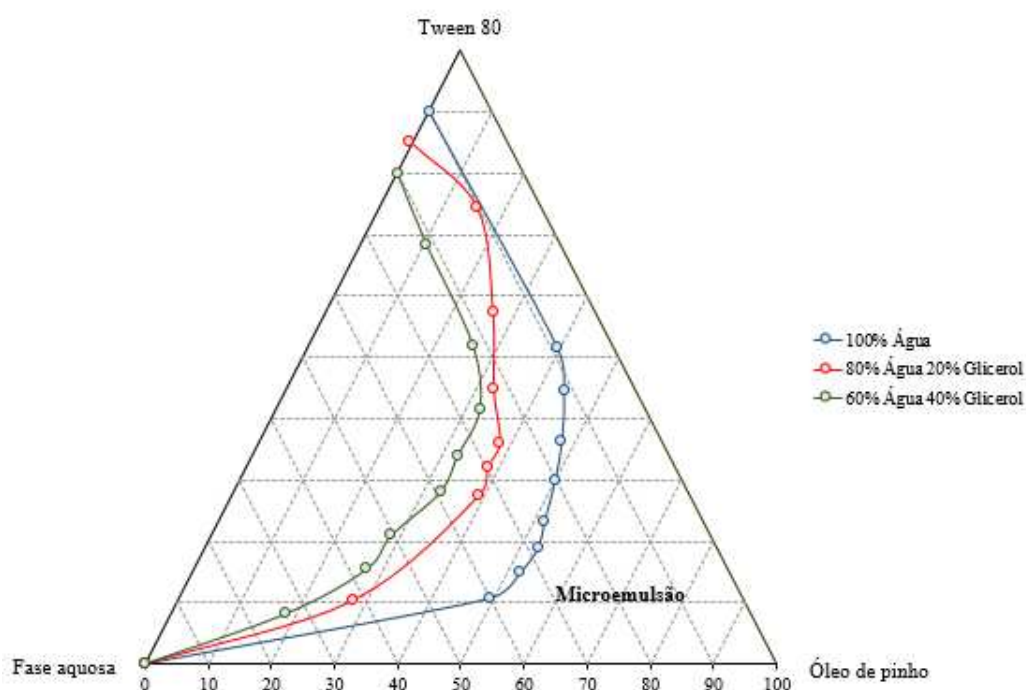
## 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A seguir, é apresentado os principais resultados obtidos durante o desenvolvimento deste trabalho. Todos os experimentos seguiram as normas da API.

#### 4.1. DIAGRAMAS DE FASES

Os diagramas ternários desenvolvidos apresentaram duas zonas, uma homogênea, com uma única fase, ou seja, microemulsão e outra heterogênea, representada por uma emulsão esbranquiçada ou um fluido muito viscoso. Os diagramas elaborados são apresentados na Figura 14.

**Figura 14** – Diagramas ternários (Tween 80, Óleo de pinho e soluções de glicerina)



Fonte: Autoria própria, 2024.

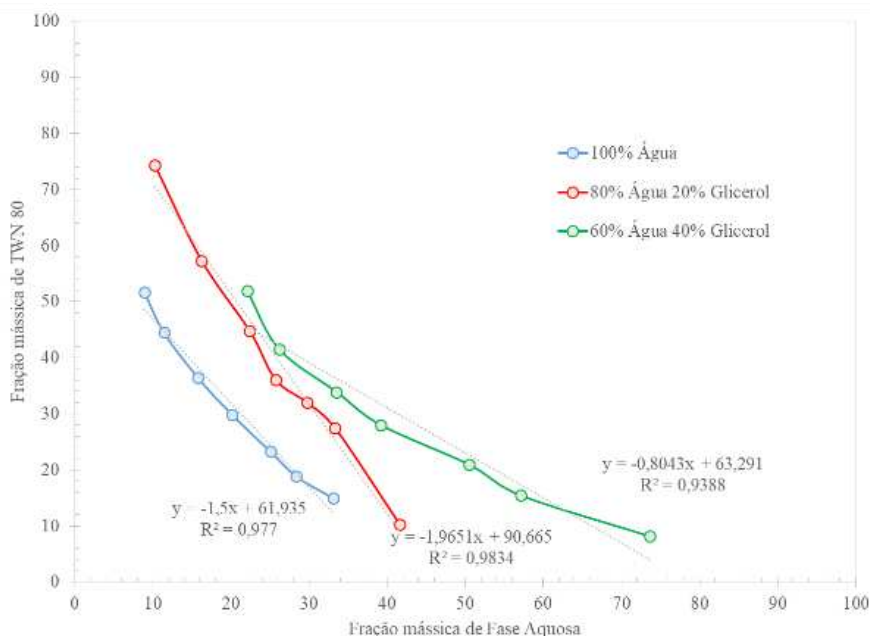
Com base a isso, é observado que a solução aquosa com 40% de glicerina apresentou uma maior área de microemulsão.

#### 4.2. ÁREA DA REGIÃO MICROEMULSIONADA

O cálculo da área da região microemulsionada foi realizado através de uma interpolação da curva de mudança de fases em diagramas retangulares, obtendo assim,

por meio de uma regressão linear, a equação que descreve a curva de transição de fases. Esse processo é apresentado na Figura 15.

**Figura 15** – Diagramas retangulares (Tween 80, óleo de pinho e soluções de glicerina)



**Fonte:** Autoria própria, 2024.

Para a determinação do cálculo da área da região microemulsionada nos diagramas retangulares foi utilizado como limite de integração 20 a 50% da concentração de tensoativo. Os valores calculados são apresentados na Tabela 3.

**Tabela 3.** Área da região microemulsionada em unidades de área

| Fase aquosa               | 100% Água | 80% Água | 60% Água |
|---------------------------|-----------|----------|----------|
| Área de microemulsão (ua) | 283,05    | 656,60   | 1054,22  |

**Fonte:** Autoria Própria, 2024.

#### 4.3.FORMULAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

O fluido desenvolvido com base a formulação da Tabela 2 é apresentado na Figura 16.

**Figura 16.** Fluido de perfuração

**Fonte:** Autoria Própria, 2024.

#### 4.4. ENSAIO REOLÓGICO

A Tabela 4 apresenta a leitura de deflexão sofrida pela mola do equipamento ao submeter o fluido desenvolvido a uma determinada rotação.

**Tabela 4.** Estudo reológico do fluido de perfuração

| <b>Rotação (RPM)</b> | <b>Deflexão</b> |
|----------------------|-----------------|
| 600                  | 252             |
| 300                  | 178             |
| 200                  | 136             |
| 100                  | 89              |
| 6                    | 25              |
| 3                    | 21              |
| G <sub>o</sub>       | 19              |
| G <sub>f</sub>       | 36              |

**Fonte:** Autoria Própria, 2024.

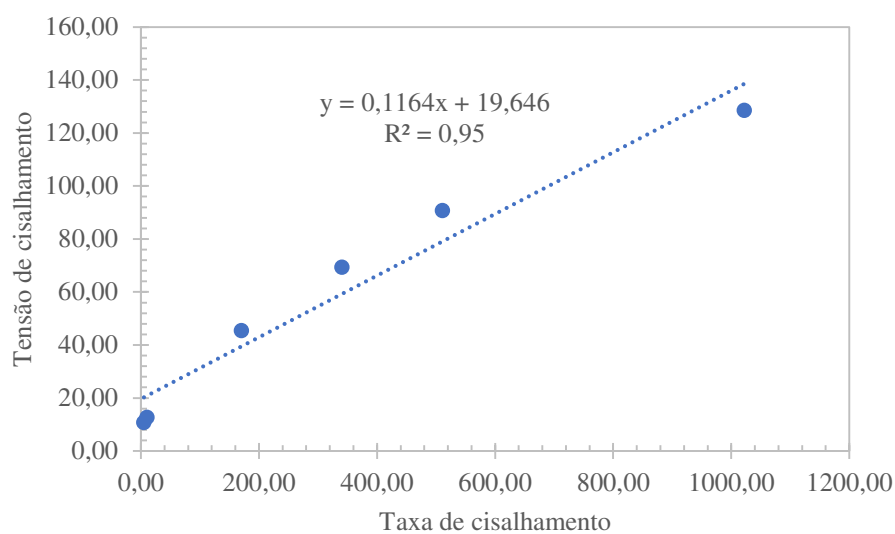
Com isso, foram determinados os valores de taxa de cisalhamento para cada velocidade de rotação e tensão de cisalhamento sofrido pelo fluido. Detalhado na Tabela 5.

**Tabela 5.** Dados de taxa de cisalhamento e tensão de cisalhamento

| <b>Rotação (RPM)</b> | <b>Taxa de cisalhamento (<math>s^{-1}</math>)</b> | <b>Tensão de cisalhamento (Pa)</b> |
|----------------------|---------------------------------------------------|------------------------------------|
| 600                  | 1021,80                                           | 128,52                             |
| 300                  | 510,90                                            | 90,78                              |
| 200                  | 340,60                                            | 69,36                              |
| 100                  | 170,30                                            | 45,39                              |
| 6                    | 10,22                                             | 12,75                              |
| 3                    | 5,11                                              | 10,71                              |

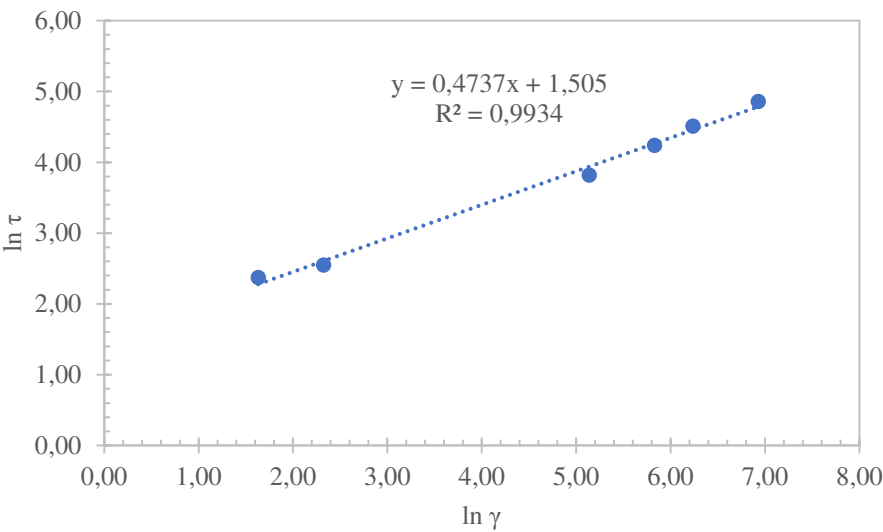
**Fonte:** Autoria Própria, 2024.

A Figura 17 apresenta um gráfico que relaciona a taxa de cisalhamento aplicada no fluido e a tensão de cisalhamento. Já a Figura 18 apresenta a linearização do gráfico de taxa de cisalhamento x tensão de cisalhamento.

**Figura 17** – Taxa de cisalhamento x tensão de cisalhamento

**Fonte:** Autoria própria, 2024.

**Figura 18** – Linearização da taxa de cisalhamento x tensão de cisalhamento



**Fonte:** Autoria própria, 2024.

Em seguida, foram determinados os parâmetros do modelo matemático, destacados na Tabela 6.

**Tabela 6.** Parâmetros do modelo matemático

| Parâmetro | $\tau_0$ (s <sup>-1</sup> ) | K (Pa.s) | N      |
|-----------|-----------------------------|----------|--------|
| Valor     | 4,7151                      | 2,0211   | 0,5953 |

**Fonte:** Autoria própria, 2024.

A Tabela 7 apresenta os valores calculados para viscosidade plástica, viscosidade aparente, limite de escoamento e forças géis calculados através do estudo reológico realizado.

**Tabela 7.** Propriedades reológicas do fluido

| Parâmetros | VA (cP) | VP (cP) | LE (lbf/100ft <sup>2</sup> ) | FG (lbf/100ft <sup>2</sup> ) |
|------------|---------|---------|------------------------------|------------------------------|
| Valor      | 126     | 74      | 104                          | 17                           |

**Fonte:** Autoria própria, 2024.

A viscosidade aparente determina a viscosidade do fluido quando submetido a uma tensão de cisalhamento. A viscosidade plástica está associada a resistência interna do fluido para escoar, resultante da interação dos sólidos presentes em sua formulação. O limite de escoamento é o esforço requerido para o fluido iniciar seu escoamento. Por fim,

a força gel se relaciona a tixotropia do fluido, ou seja, sua capacidade de passar de um estado gelificado para um estado mais líquido.

É notado que o fluido necessita de um esforço considerável para iniciar seu escoamento, muito provavelmente, proveniente do teor de viscosificante na mistura.

Por fim, com os dados obtidos a partir do modelo matemático, foram determinadas as tensões de cisalhamento teóricas, apresentados na Tabela 8, em contraste com os valores experimentais obtidos.

**Tabela 8.** Tensões de cisalhamento teóricas e experimentais

| <b>Rotação (RPM)</b> | <b>Tensão de cisalhamento<br/>teórico</b> | <b>Tensão de cisalhamento<br/>experimentais</b> |
|----------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| 600                  | 129,74                                    | 128,52                                          |
| 300                  | 87,47                                     | 90,78                                           |
| 200                  | 69,72                                     | 69,36                                           |
| 100                  | 47,75                                     | 45,39                                           |
| 6                    | 12,78                                     | 12,75                                           |
| 3                    | 10,05                                     | 10,71                                           |

**Fonte:** Autoria própria, 2024.

É notável que os dados experimentais foram bem próximos dos valores do modelo, atestando o comportamento não-newtoniano pseudoplástico do fluido.

4.5. MASSA ESPECÍFICA

A massa específica determinada através da balança de lama para o fluido desenvolvido foi de 9,10 lb/gal. A massa especifica requerida para um fluido depende diretamente das pressões das camadas rochosas da formação e da profundidade a ser perfurada, desta forma, o valor encontrado pode ser aumentado com a adição de adensantes a sua formulação, caso a janela operacional necessite de um fluido de massa específica maior.

4.6. ENSAIO DE FILTRAÇÃO

O reboco formado pelo fluido no ensaio de filtração apresentou um aspecto plástico, fino e pouco permeável, apresentando uma espessura total de 1 mm. Já o filtrado obtido durante este ensaio foi de 1,5 mL.

O filtrado representa o volume de fluido de perfuração que invade a formação durante a formação do reboco. Esse fluxo não é benéfico para a formação, uma vez que, a depender das propriedades desse filtrado, pode vir a causar danos à formação rochosa. Desta forma, um menor volume de filtrado indica um fluido menos danoso à formação.

Além disso, um valor baixo de filtrado também representa a formação de um reboco fino, que também é destacado durante o ensaio. O reboco fino e pouco permeável são essenciais para a perfuração, de forma a não reduzir o diâmetro do poço e não comprometer os movimentos realizados pela broca.

#### 4.7. ANÁLISES QUÍMICAS

O fluido desenvolvido apresentou um pH consideravelmente básico de 11,45. Nesse contexto, destaca-se que o pH desejado para fluidos de perfuração deve ser básico, entre 8 e 10,5, de forma a auxiliar no controle da corrosão dos equipamentos de perfuração que estão sendo submetidos a esforços constantes (Otitigbe, 2021). Desta forma, o fluido desenvolvido apresenta um pH bem superior ao esperado.

Além disso, a alcalinidade do fluido foi determinada como sendo 0,88 mL e do filtrado de 1,19 mL. Reduzir a concentração de hidróxido de sódio na formulação do fluido é uma solução viável para diminuição do pH e da alcalinidade do fluido e do filtrado.

### 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O diagrama ternário desenvolvido com uma solução aquosa de glicerina 40%, óleo de pinho e Tween 80 foi o que apresentou uma maior zona microemulsionada. Desta forma, esta composição foi empregada para a elaboração da microemulsão utilizada para desenvolvimento do fluido de perfuração.

O fluido foi formulado com os aditivos listados de acordo com as normas da API, ele apresentou parâmetros dentro dos desejados de viscosidade plástica, viscosidade aparente, limite de escoamento e força gel.

Além disso, o comportamento avaliado do fluido se adequou ao Modelo de Herschell- Buckley, indicando o comportamento não newtoniano pseudoplástico. Os parâmetros reológicos obtidos através do modelo foram próximos aos valores reais.

O fluido apresentou uma massa específica de 9,1 ppg, que pode ser aumentada com a adição de compostos adensantes quando as formações necessitarem de um fluido de maior massa específica.

A filtração gerou um reboco fino, plástico e pouco permeável e um baixo volume de filtrado, evitando problemas durante a perfuração do poço e impactos ambientais a formação atrelados a invasão do fluido.

O fluido apresenta pH fortemente alcalino, além de valores significativos de alcalinidade do fluido e do filtrado, desta forma, necessitando de uma redução na quantidade de hidróxido de sódio adicionado na mistura, para garantir uma melhor proteção corrosiva a coluna de perfuração.

Em resumo, o fluido desenvolvido com microemulsão alcançou resultados satisfatórios, embora, leves alterações possam ser feitas na quantidade de aditivos adicionados para melhorar seu desempenho.

Com isso, incentiva-se o estudo de novas formulações para fluidos de perfuração utilizando microemulsão como fase dispersante, alterando os tensoativos e os aditivos empregados em sua formulação.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABDELI, F. *et al.* Use of surfactants and biosurfactants in oil recovery processing and cellulose hydrolysis. **Journal of Bacteriology**. Mycol, v. 6, p. 1114, 2019.
- AGWU, O. E. *et al.* A critical review of drilling mud rheological models. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 203, 2021.
- ANIETIE N. O., JULIUS U. A., KILALIBA W. T. Evaluating the locally sourced materials as fluid loss control additives in water-based drilling fluid. **Heliyon**, v. 6, 2020.
- CAENN, R. Chillingar; G. V. Drilling fluids: State of the art. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 14, p. 221-230, 1996.
- CAMINHA, T. T. **Remoção e inversão de molhabilidade com colchões lavadores microemulsionados para aplicação em cimentação de poços de petróleo.** Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa – PA, 2019.

- CARVALHO, R. T. R. *et al.* Prospective acid microemulsions development for matrix acidizing petroleum reservoirs. **Fuel**, v. 238, p. 75-85, 2019.
- CELINO K. N. *et al.* Emulsion-based drilling fluids: Rheological properties preservation facing changes in the temperature, pressure and dispersed phase. **Journal of molecular liquids**, v. 352, 2022.
- CHERAGHIAN, G. Nanoparticles in drilling fluid: A review of the state-of-the-art. **Journal of materials research and technology**, v. 13, 2021.
- CURBELO, F. D. S. *et al.* Microemulsified Systems and Their Environmental Advantages for the Oil Industry. **Advances in the Domain of Environmental Biotechnology**. 2021.
- DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. 7th Ed., Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2017.
- FAHIME K., RAHMATALLAH S., SAMAD S. Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>-CMC nanocomposite performance evaluation as rheology modifier and fluid loss control characteristic additives in water-based drilling fluid. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 205, 2021.
- FELIPE, L. de O.; DIAS, S. de C. Surfactantes sintéticos e biossurfactantes: vantagens e desvantagens. **Química Nova na Escola**, São Paulo – SP, v. 39, n. 3, p. 228-236, Agosto 2017.
- FERREIRA. V. R. **Compostos tensoativos**. Infoescola. Disponível em: <<https://www.infoescola.com/quimica/compostos-tensoativos/>>. Acesso em: 04 de Abril de 2024.
- GONÇALVES, T. S. S. **Desenvolvimento de fluidos de perfuração poliméricos a base de microemulsões e avaliação de suas propriedades**. Dissertação de Mestrado - UFRN. Natal/RN, 2018.
- GRIM, R. E. Relation of the composition to the properties of clay. **Journal of American Ceramics**, v. 22, p. 141-151, 1939.
- HAMAD, B. A. *et al.* A Novel Amphoteric Polymer as a Rheology Enhancer and Fluid-Loss Control Agent for Water-Based Drilling Muds at Elevated Temperatures. **ACS omega**, v. 5, n. 15, p. 8483–8495, 7 abr. 2020.
- IKRAM, R. *et al.* Utilization of eco-friendly waste generated nanomaterials in water-based drilling fluids; **state of the art review Materials**, v. 14, 2021.
- KALE, S. N.; DEORE, S. L. Emulsion microemulsion and nanoemulsion: a review. **Systematic Reviews in Pharmacy**, v. 8, n. 1, p. 39, 2017.

- MAKSON, M. **Sistema de Circulação - Mecânica Geral**. 2021. Disponível em: <<https://www.passeidireto.com/arquivo/90178434/sistema-de-circulacao>>. Acesso em: 5 Abril de 2024.
- MALGARESI, G. V. C. *et al.* new crude glycerin-based drilling fluid. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 160, 2018, p. 401-411.
- MELO, G. N. A. de. **Desenvolvimento de um fluido de perfuração base óleo vegetal para ser utilizado na perfuração de poços de petróleo**. Monografia (Engenharia Química) – Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2019.
- MOHAMMED, S; IKIENSIKIMAMA, S. S. Vegetable oils as surfactant feedstocks for enhanced oil recovery: A review, **Chemical Engineering Research and Design**, V. 200, p. 693-705, 2023.
- MUSHTAQ, M.; AL-SHALABI, E. W.; ALAMERI, W. A review on retention of surfactants in enhanced oil recovery: A mechanistic insight, **Geoenergy Science and Engineering**, v. 230, 2023.
- NAZAR, M. F. *et al.* Fourth-generation antibiotic gatifloxacin encapsulated by microemulsions: structural and probing dynamics. **Langmuir**, v. 34, n. 36, p. 10603-10612, 2018.
- NÓBREGA, G. A. S. **Estudo de uma coluna de absorção recheada para desidratação do gás natural utilizando microemulsão como absorvente**. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química – Natal, 2007.
- NÓBREGA, G. A. S. *et al.* Formulação de um novo sistema microemulsionado com tensoativo não iônico para aplicação em fluido de perfuração. In: OLIVEIRA, A. M.; GUIMARÃES, O. S. **Engenharia, Gestão e Inovação**. v. 10, cap. 4, Editora Poisson, 2023.
- OHRDORF, K. H. *et al.* The unusual behavior of a Milos bentonite in cement suspensions. **Applied Clay Science**, v. 54, n. 3–4, p. 189-195, 2011.
- OTITIGBE, F. E. Evaluation of pH of Drilling Fluid Produced from Local Clay and Additives. **Journal of Applied Sciences and Environmental Management**, v. 25, n. 4, p. 561–566, 2021.
- PARR, J. F.; NORMAN, A. G. Considerations in the use of surfactants in plant systems: A review. **Botanical Gazette**, v. 126, n. 2, p. 86-96, 1965.
- QUINTERO, L *et al.* 2012. **In Situ Fluid Formation for Cleaning Oil-Or Synthetic-Oil-Based Mud**. WO2008045734A2

- RAHMAN, H. M. A. Ur et al. Phase behavior of a TX-100/oleic acid/water based ternary system: A microstructure study, **Journal of Molecular Liquids**, v. 230, p. 15-19, 2017.
- SHAPIRO, J. **An Easy Guide to Understanding Surfactants**. International Products Corporation, 2022. Disponível em: <<https://www.ipcol.com/blog/an-easy-guide-to-understanding-surfactants/>>. Acesso em: 04 de Abril de 2024.
- SIDDIG, O.; MAHMOUD, A. A.; ELKATATNY, S. A review of different approaches for water-based drilling fluid filter cake removal. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 192, 2020
- SONG K. *et al.* Water-based bentonite drilling fluids modified by novel biopolymer for minimizing fluid loss and formation damage, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, v. 507, 2016.
- SOUSA, R. P. F. *et al.* Estudo reológico de um fluido de perfuração microemulsionado. **XXI Congresso Brasileiro de Engenharia Química (COBEQ)**, Fortaleza, Ceará. 2016.
- THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, Editora Interciência, 2º edição, Rio de Janeiro, 2001.
- TURCHI, M. KARCZ, A. P. ANDERSSON, M.P. First-principles prediction of critical micellar concentrations for ionic and nonionic surfactants, **Journal of Colloid and Interface Science**, v. 606, p. 618-627, 2022.