



JULIA BASTO DE SOUZA

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE
REAPROVEITAMENTO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO**

**LAVRAS – MG
2023**

JULIA BASTO DE SOUZA

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE REAPROVEITAMENTO
DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO**

Monografia apresentada à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Curso de Engenharia Química, para a obtenção do título de Bacharel.

Prof. Dr. Irineu Petri Júnior
Orientador

**LAVRAS – MG
2023**

JULIA BASTO DE SOUZA

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE REAPROVEITAMENTO
DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO**

Monografia apresentada à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Curso de Engenharia Química, para a obtenção do título de Bacharel.

Prof.^a Dr.^a Cristiane Alves Pereira
DEG/UFLA

Msc. Marina Rates Pires
PPGCTM/UFLA

Prof. Dr. Irineu Petri Júnior
DEG/UFLA

**LAVRAS – MG
2023**

*"Dar o melhor de si é mais importante que ser o melhor."
- Mike Lermer*

*Aos meus pais Claudia e Julio.
Aos meus avós Marlene, Aparecida e Celso.
Aos meus tios Cláudio e Júnior.
Ao meu namorado Gustavo.
Dedico*

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais Cláudia e Júlio, que acreditaram em mim e sempre me deram forças para continuar durante todas as etapas da minha vida. Os momentos de apoio, carinho e compreensão sempre serão eternizados em minha memória.

Agradeço ao meu namorado Gustavo pelo suporte e força, ajudando sempre nos momentos em que faltava um ombro amigo e uma palavra de calma.

Agradeço também à toda a minha família, meus avós Aparecida e Celso que sempre tiveram orgulho de mim, meus tios Cláudio e Junior que sempre acreditaram em mim como profissional e torceram pelo meu sucesso junto a mim. Em especial, minha avó Marlene que estaria realizada em ver sua neta prestes a se formar.

Agradeço imensamente a todos os amigos que cruzaram o meu caminho durante a árdua trajetória da graduação, que compartilharam de aulas comigo, estudando para provas, fazendo trabalhos juntos, como Luciana, Fernanda, Filipe, Luísa, Laura, Igor e Isabella, assim como os amigos que fazemos fora de sala, como a Ana Laura. Agradeço também à amiga Maria Eduarda pela amizade que perdura por tanto tempo.

Agradeço aos colegas de trabalho, Alex, Samuel, Pitágoras e Leandro, que me ajudaram com os conhecimentos práticos e suporte sobre o tema.

Por fim, mas não menos importante, agradeço a paciência e suporte do meu professor orientador, Irineu.

RESUMO

Os fluidos de perfuração são utilizados para a perfuração de poços de petróleo e são caracterizados pela sua fase contínua, que podem ser água, óleo, fluido sintético e até ar. As propriedades destes fluidos variam de acordo com a profundidade do poço, diâmetro de perfuração, formação geológica e até com o tipo de poço (vertical, horizontal, direcional). Para que as condições requisitadas pelo poço sejam atendidas, ocorrem modificações nas propriedades do fluido de perfuração, como massa específica, viscosidade, força-gel, alcalinidade, salinidade, teor de filtrado, teor de sólidos, entre outras. Um dos métodos utilizados para a perfuração de poços, que requer um tipo de fluido específico, é o *Dynamic Kill Drilling* (DKD). Neste processo, o fluido com massa específica elevada é diluído em água do mar, a fim de obter fluidos com massas específicas diferentes a partir do mesmo, o que confere uma maior janela de perfuração para este poço. Muitas das vezes, diversos tipos de fluidos são descartados em mar aberto, conforme legalizado pela legislação brasileira, o que desencadeia um desperdício de fluidos e causando algum tipo de impacto ao meio-ambiente. Portanto, uma maneira de minimizar a perda de grandes volumes de fluidos é o seu reaproveitamento, utilizando um fluido que seria descartado para produzir outro tipo. Desse modo, tem-se menor impacto ambiental, bem como maior rentabilidade para a empresa portadora da planta de fluidos. Neste trabalho foram analisados dois tipos de fluidos, um com a formulação original requerida pelo método DKD e outro onde se utilizou um fluido que teoricamente seria descartado para produzir o fluido DKD. Após as formulações, foram realizados testes de massa específica, reologia e pH, que apresentaram valores ligeiramente acima dos resultados de propriedades reológicas encontradas na literatura. Além disso, foi calculado o preço de produção de cada tipo de formulação, atestando diminuição de cerca de 10% no valor do fluido reaproveitado. Dessa forma, acredita-se que o fluido reaproveitado apresenta aspectos positivos no que se refere à diminuição de custos e impacto ambiental.

Palavras-chave: *Dynamic kill drilling* (DKD); lama de perfuração; reprocessamento de fluidos

ABSTRACT

Drilling fluids are used for drilling oil wells and are characterized by their continuous phase, which can be water, oil, synthetic fluid and even air. The properties of these fluids vary according to the depth of the well, drilling diameter, geological formation and even the type of well (vertical, horizontal, directional). In order for the conditions required by the well to be met, changes occur in the properties of the drilling fluid, such as density, viscosity, force-gel, alkalinity, salinity, filtrate content, solids content, among others. One of the methods used for drilling wells, which requires a specific type of fluid, is Dynamic Kill Drilling. In this process, the fluid with high density is diluted in seawater in order to convert a single fluid into others with different densities, which gives a larger drilling window to this well. Often, various types of fluids are disposed of in the open sea, as legalized by Brazilian legislation, which triggers a waste of fluids and can cause some impact on the environment. Therefore, one way to minimize the loss of large volumes of fluids is repurposing, using a fluid that would be discarded to produce another type. Thus, there is less environmental impact, as well as greater profitability for the company carrying the mud plant. In this work two types of fluids were analyzed, one with the original formulation required by the DKD method and another where a fluid was used that would be discarded to produce the DKD fluid. After the formulations, density, rheology, and pH tests were performed, which presented values slightly above the results of rheological properties found in the literature. In addition, the production price of each type of formulation was calculated, attesting to a decrease of about 10% in the value of the reused fluid. Therefore, it is believed that the reused fluid presents positive aspects with regard to the reduction of costs and environmental impact.

Keywords: Dynamic kill drilling (DKD); drilling mud; fluid reprocessing

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Sonda de perfuração rotativa..... | 3 |
| Figura 2. Esquemática da circulação de fluido de perfuração durante perfuração rotativa. . | 4 |
| Figura 3. Diagrama esquemático das cinco principais funções dos fluidos de perfuração. | 6 |
| Figura 4. Diagrama esquemático de classificação de fluidos de perfuração. | 7 |
| Figura 5. Representação de uma janela operacional de pressão..... | 11 |
| Figura 6. Classificação de fluidos conforme comportamento reológico. | 13 |
| Figura 7. Efeito da força gel com o reinício do bombeio. | 14 |
| Figura 8. Aparato para medição da massa específica de salmoura de Cloreto de Sódio..... | 20 |
| Figura 9. Fluido de perfuração DKD em laboratório durante agitação. | 22 |
| Figura 10. Fluido de reservatório formulado em laboratório. | 23 |
| Figura 11. Fluido de perfuração DKD reaproveitado em laboratório durante agitação. | 26 |
| Figura 12. Balança de lama durante testes com o fluido de reservatório. | 27 |
| Figura 13. Especificação do viscosímetro. | 28 |
| Figura 14. Chave de velocidades de rotação. | 28 |
| Figura 15. Exemplo de pHmetro digital utilizado. | 30 |
| Figura 16. Resultados de viscosidade plástica teórico e para os fluidos DKD e fluido reaproveitado. | 34 |
| Figura 17. Resultados de Limite de Escoamento teórico e para os fluidos DKD e fluido reaproveitado. | 34 |
| Figura 18. Resultados de L3 teórico e para os fluidos DKD e fluido reaproveitado..... | 35 |
| Figura 19. Resultados de L6 teórico e para os fluidos DKD e fluido reaproveitado..... | 36 |
| Figura 20. Resultados de géis iniciais e finais..... | 37 |
| Figura 21. Relação comparativa de preços por barril produzido..... | 41 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1. Aditivos comumente utilizados nos fluidos de perfuração e suas funções..... | 9 |
| Tabela 2. Formulação de fluido DKD. | 16 |
| Tabela 3. Componentes e concentrações para formulação desejada de fluido DKD. | 18 |
| Tabela 4. Propriedades de soluções de Cloreto de Sódio. | 18 |
| Tabela 5. Massa de substâncias para formulação de salmoura de NaCl..... | 19 |
| Tabela 6. Massa de substâncias para formulação utilizada para fluido tipo DKD..... | 21 |
| Tabela 7. Características de formulação de fluido base água para simulação de fluido de reservatório. | 22 |
| Tabela 8. Propriedades encontradas no fluido de reservatório formulado em laboratório..... | 23 |
| Tabela 9. Propriedades de soluções de cloreto de sódio..... | 24 |
| Tabela 10. Substâncias e massas adicionadas ao fluido. | 25 |
| Tabela 11. Relação de equipamentos utilizados e respectivas propriedades medidas. | 26 |
| Tabela 12. Propriedades desejadas para fluido DKD..... | 27 |
| Tabela 13. Relação de produtos utilizados. | 30 |
| Tabela 14. Valores de propriedades obtidos com o fluido de perfuração DKD original. | 31 |
| Tabela 15. Valores de propriedades obtidos com o fluido de perfuração DKD reaproveitado. | 32 |
| Tabela 16. Custo de produção do fluido DKD de formulação original..... | 39 |
| Tabela 17. Custo de produção do fluido de reservatório..... | 39 |
| Tabela 18. Custo de produção do fluido DKD reaproveitado. | 40 |
| Tabela 19. Comparação de preços de produção. | 40 |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | | |
|----------|---|----------------------|
| ρ | Massa específica | [kg/m ³] |
| m | Massa | [kg] |
| V | Volume | [m ³] |
| τ | Tensão de cisalhamento | [Pa] |
| μ | Viscosidade | [Pa.s] |
| γ | Taxa de cisalhamento | [s ⁻¹] |
| F | Força | [N] |
| A | Área | [m ²] |
| dv | Varição infinitesimal de velocidade | [m/s] |
| dx | Varição infinitesimal de deslocamento | [m] |
| C | Concentração | [g/cm ³] |
| mTVD | Profundidade de poço - <i>meter True Vertical Depth</i> | [m] |
| SG | Gravidade específica – <i>Specific Gravity</i> | [-] |
| ppb | Medida de concentração – Libras por barril – <i>Pounds per barrel</i> | [lbm/bbl] |
| ppg | Medida de concentração – Libras por galão – <i>Pounds per gallon</i> | [lbm/gal] |

SUMÁRIO

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1 | OBJETIVOS | 2 |
| 2 | REFERENCIAL TEÓRICO | 3 |
| 2.1 | PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO | 3 |
| 2.1.1 | Sistema de circulação | 4 |
| 2.2 | CONCEITOS DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO | 5 |
| 2.2.1 | Definição | 5 |
| 2.2.2 | Formulação de fluidos | 6 |
| 2.2.3 | Propriedades de fluidos de perfuração..... | 10 |
| 2.3 | O MÉTODO <i>DYNAMIC KILL DRILLING</i> | 16 |
| 2.4 | GERENCIAMENTO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO | 17 |
| 3 | MATERIAIS E MÉTODOS | 18 |
| 3.1 | PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL | 18 |
| 3.1.1 | Formulação | 18 |
| 3.1.2 | Testes de propriedades dos fluidos em laboratório | 26 |
| 3.2 | ANÁLISE DE CUSTOS | 30 |
| 4 | RESULTADOS E DISCUSSÕES | 31 |
| 4.1 | RESULTADOS EXPERIMENTAIS | 31 |
| 4.1.1 | Fluido original | 31 |
| 4.1.2 | Fluido reaproveitado..... | 32 |
| 4.2 | CUSTOS | 38 |
| 5 | CONCLUSÕES..... | 42 |
| 5.1 | SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS..... | 43 |
| 6 | REFERÊNCIAS | 44 |

1 INTRODUÇÃO

O petróleo é, há muito tempo, uma das principais fontes de substâncias que compõem os mais diversos itens do cotidiano, tais como parafinas para indústria alimentícia, lubrificantes, asfalto, solventes, entre outros. Porém, grande parte do petróleo explorado é utilizado para produzir combustíveis de origem fóssil como gasolina, óleo diesel, querosene de aviação, óleo *bunker* e outros.

Desde a década de 60, que foi marcada pela grande produção e exploração de petróleo, as tecnologias de exploração e refino vêm se desenvolvendo, entre elas, a perfuração de poços. O primeiro poço exploratório foi perfurado em 1859, utilizando o sistema de percussão a vapor e alcançando uma profundidade de 21 metros ao total. Desde então, muitos outros poços foram perfurados, tanto em terra quanto em alto mar. Um marco da exploração petrolífera foi em 2006 com a descoberta do pré-sal no Brasil pela Petrobras (LADISLAU, 2017), e desde então, as atividades de exploração da empresa brasileira estão voltadas principalmente para reservatórios em águas profundas e ultraprofundas, que representaram 95% da produção total em 2021 (PETROBRAS, 2023).

Hoje em dia são empregadas outras ferramentas mais tecnológicas para alcançar a profundidade dos poços mais extensos, que envolvem sondas, brocas e fluidos de perfuração. A literatura define fluidos de perfuração como todo líquido usado em uma operação de perfuração (COMMITTEE, 2004). Estes são parte fundamental na perfuração de poços, já que têm a função de controlar a pressão do fluido do poço, assim como manter a estabilidade e limpar o poço de cascalhos de perfuração, vedar a formação, resfriar e lubrificar a broca, entre outras.

Conforme novas pesquisas vão sendo desenvolvidas acerca de perfuração de poços, as tecnologias envolvendo os fluidos de perfuração também vão se aperfeiçoando. Poços que apresentam desafios como fluxos de gás ou água do mar associados, demandam técnicas mais elaboradas, como por exemplo o DKD, *Dynamic Kill Drilling*. O fluido de perfuração utilizado para a técnica de DKD apresenta composição e propriedades específicas, que são fundamentais para a funcionabilidade do poço (VIEIRA *et al*, 2014), visto a maior janela de perfuração admitida.

Até que se tenha a exploração de petróleo, ocorrem várias etapas de perfuração, utilizando fluidos distintos, com propriedades e objetivos diferentes. Destes vários fluidos, depois da utilização, são descartados, o que podem deteriorar o meio ambiente, bem como trazer altos custos, visto a toxicidade do material (SCHAFFER, 2002).

Do ponto de vista econômico, o reaproveitamento de fluidos para as diversas fases traz ganhos em termos ambientais e financeiros. Com base nessa perspectiva, esse trabalho tem como objetivo principal apresentar um balanço de custo relacionado ao aproveitamento de um fluido utilizado na fase de perfuração do reservatório como base para a produção de um fluido utilizado nas fases iniciais de construção de poços.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo principal desse trabalho é apresentar um estudo de viabilidade técnica e econômica do reaproveitamento de fluido de perfuração utilizado para formulação de fluido de perfuração do tipo *Dynamic Kill Drilling* (DKD).

Os objetivos específicos são:

- Produzir uma formulação de DKD partindo de uma composição baseada em dados encontrados na literatura e comparar os resultados.
- Realizar testes em laboratório a fim de verificar as propriedades do fluido.
- Comparar a composição dos custos para a produção do DKD quando produzido utilizando as concentrações originais e em relação à quando produzido partindo de uma formulação base, como por exemplo um fluido utilizado na perfuração do reservatório.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

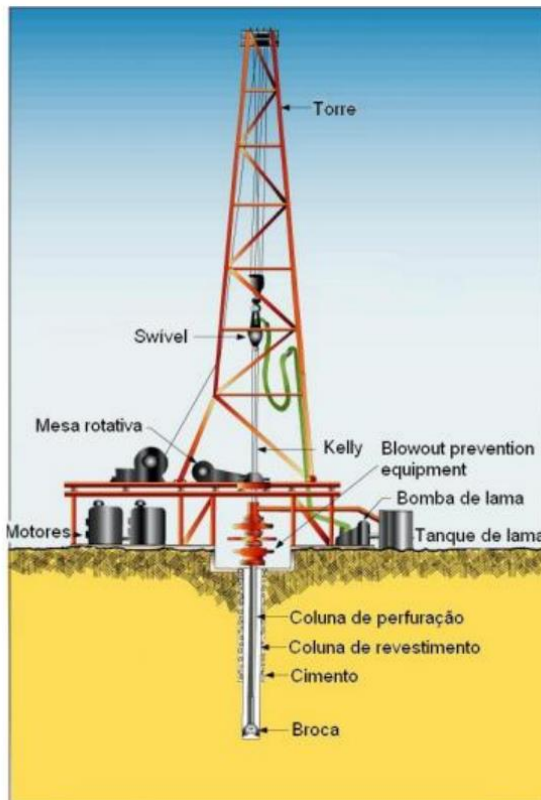
Nesta seção é apresentada uma fundamentação teórica sobre perfuração de poços de petróleo, fluidos de perfuração e sua formulação básica.

2.1 PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

De acordo com a Petrobras S.A (2015), maior empresa exploratória de petróleo do Brasil, os poços, que são perfurações nas superfícies terrestres ou marítimas utilizadas para extrair petróleo, podem ser perfurados de diversas maneiras para diferentes finalidades. Dentre as etapas de exploração de um poço de petróleo, são necessárias fases com perfurações diferentes para atingir os poços pioneiros, estratigráficos, de extensão, entre outros, até alcançar os poços de produção.

Atualmente a perfuração destes tipos de poços é realizada através de uma sonda, que consiste em um conjunto de equipamentos que suportam a exploração do óleo, agrupados por sistemas, como mostra a Figura 1 (THOMAS, 2001). Segundo Monteiro (2012), a perfuração rotativa é o processo mais economicamente viável, em que se pode apresentar furos acima de 850mm de diâmetro e mais de 1000m de profundidade na maioria das formações geológicas.

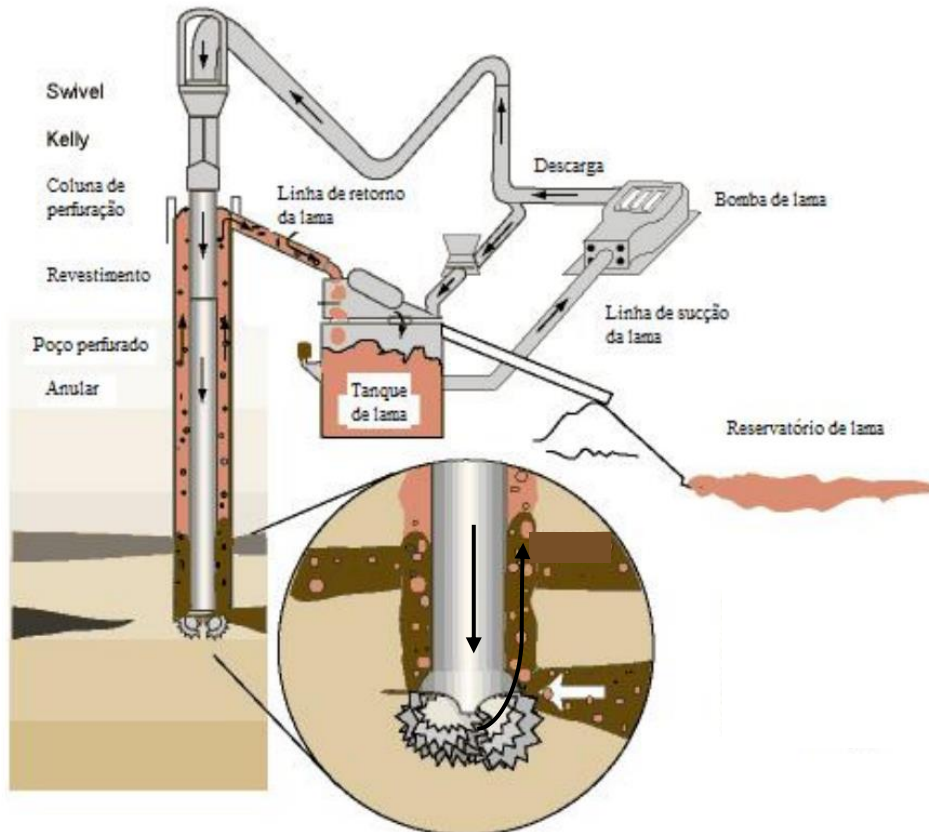
Figura 1. Sonda de perfuração rotativa.



Fonte: Mathias (2016).

O método da perfuração rotativa consiste na transmissão de rotação para a broca de perfuração e aplicação do peso sobre a mesma (Mathias, 2016). Neste método, durante a perfuração de um poço, o fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração até a broca, regressando pelo espaço anular até a superfície, arrastando os cascalhos cortados pela broca até o topo, como pode ser observado na Figura 2.

Figura 2. Esquemática da circulação de fluido de perfuração durante perfuração rotativa.



Fonte: Adaptado de Arruda (2021).

2.1.1 Sistema de circulação

O sistema de circulação é o responsável pela circulação e tratamento do fluido de perfuração na sonda, onde seu principal objetivo é remover os cascalhos de dentro do poço e trazê-los à superfície, a fim de auxiliar a passagem da broca sem demais bloqueios. Os principais componentes do sistema de circulação são as bombas de lama, tanques de fluidos e os equipamentos de controle de sólidos (SCHAFFEL, 2002). Pode-se classificar a circulação em três fases: injeção, retorno e tratamento.

2.1.1.1 Fase de injeção

As bombas de lama desempenham papel fundamental para a injeção do fluido de

perfuração para dentro da coluna de perfuração. À medida que é succionado, o fluido passa pelos jatos localizados na broca, que consistem em aberturas estrategicamente posicionadas. Esses jatos permitem que a lama seja direcionada com a pressão necessária para a área que está sendo perfurada, auxiliando a perfuração (THOMAS, 2001).

2.1.1.2 *Fase de retorno*

Após serem liberados pelos jatos presentes na broca, o fluido de perfuração retorna para a superfície através do espaço anular entre a coluna de perfuração e a parede do poço. Nesse trajeto ascendente, o fluido transporta consigo os cascalhos resultantes da perfuração, que devem ser separados adequadamente para possibilitar que este seja tratado física e quimicamente ao retornar para a superfície e passar para a fase de tratamento (THOMAS, 2001).

2.1.1.3 *Fase de tratamento*

Em seguida, este fluido é tratado, retirando quaisquer outros sólidos ou gases associados (óleos, argilas, siltes, areias, pedregulhos ou gases), utilizando equipamentos como peneiras, decantadores, desareiaadores, dessiltadores, centrífugas, entre outros. Depois da etapa de separação física, o fluido é devidamente avaliado e, de acordo com a necessidade, tratado quimicamente para que possa retornar ao poço com as propriedades convenientes ou para o descarte ao mar (SCHAFFEL, 2002).

2.2 CONCEITOS DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

2.2.1 Definição

O *Drilling Fluids Processing Handbook* define fluidos de perfuração como os líquidos que são utilizados durante a operação de perfuração de poços exploratórios de petróleo. De forma detalhada, os fluidos ou lamas de perfuração são líquidos multifásicos compostos por água, sólidos em suspensão, sais inorgânicos dissolvidos e material orgânico (SOUZA, 2007).

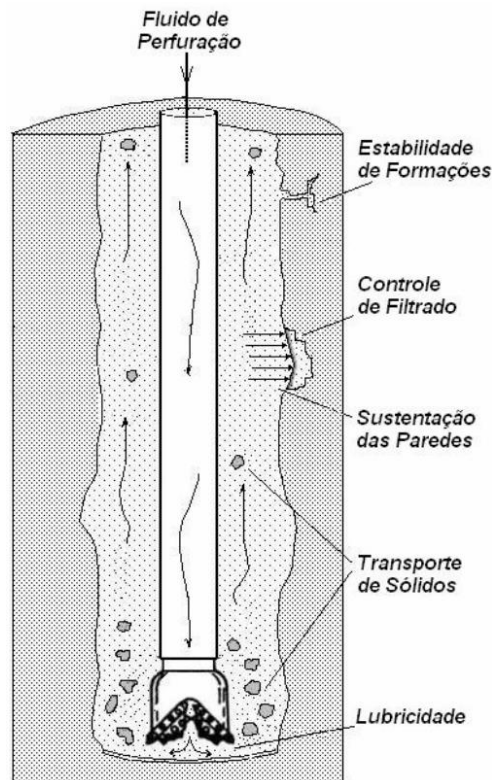
De acordo com Santos (2012), os fluidos de perfuração desempenham diversas funções, das quais as principais são:

- Resfriar, lubrificar e limpar a broca;
- Manter a estabilidade do poço durante a exploração;

- Retirar os detritos do fundo do poço, no caso, os cascalhos de perfuração, trazendo-os para o topo;
- Manter sólidos em suspensão durante a ausência de bombeio;
- Permitir a avaliação da formação geológica;
- Reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço;
- Formar um filme de baixa permeabilidade nas paredes do poço.

Além disso, os fluidos de perfuração não devem ser corrosivos nem nocivos ao meio ambiente e ao homem, além de serem economicamente viáveis. A Figura 3 apresenta uma esquematização dos principais objetivos da utilização de fluidos de perfuração.

Figura 3. Diagrama esquemático das cinco principais funções dos fluidos de perfuração.



Fonte: SOUZA (2007).

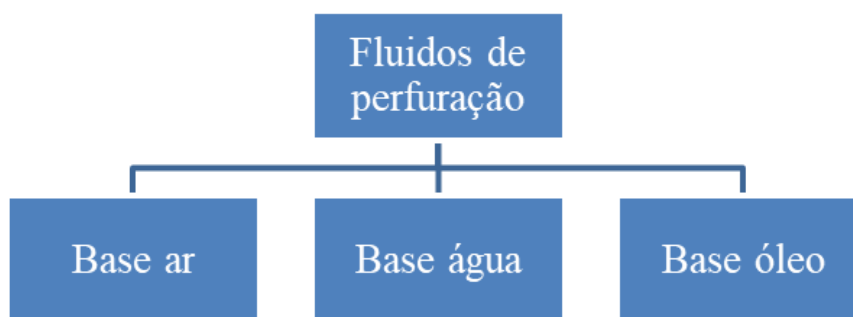
2.2.2 Formulação de fluidos

Thomas (2001) classifica os fluidos de perfuração como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e gases. A instrução normativa N° 1/2018 estabelecida pelo IBAMA em 2 de Janeiro de 2018, por sua vez, além de definir os fluidos de perfuração aponta algumas propriedades específicas necessárias. Estes são classificados como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos, inclusive gases, utilizadas na perfuração de poços, com as finalidades principais de transportar o cascalho gerado para a superfície, resfriar e lubrificar

a broca e promover a pressão hidrostática necessária para evitar o colapso do poço. Portanto, um fluido de perfuração pode ser de origem aquosa, oleosa, mista e até gasosa, onde o emprego de cada tipo de fluido depende das condições da formação geológica do poço, profundidade, além do tipo de óleo ou gás presente no reservatório (DARLEY, 1988) A Figura 4 apresenta um diagrama de classificação de fluidos de perfuração. Geralmente a composição do fluido selecionado para uso depende das substâncias dissolvidas na água ou dos materiais solúveis nas formações a serem perfuradas (RANGEL, 2015).

Ocorrem diversas etapas durante a perfuração, onde mais de um tipo de fluido pode ser empregado, sendo ele definido de acordo com a formação geológica, profundidade, entre outros fatores. Um exemplo são os fluidos denominados de fluidos de reservatório, utilizados para perfurar especificamente a rocha reservatório, onde se encontra o petróleo, que devem ter características compatíveis para não prejudicar a exploração deste óleo.

Figura 4. Diagrama esquemático de classificação de fluidos de perfuração.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

2.2.2.1 *Fluidos à base de ar*

Segundo Melo (2008), podem ser chamados também de fluidos pneumáticos todos os fluidos de base ar, gás, névoa ou espuma. Devido à sua natureza, devem ser injetados nos poços com a utilização de compressores, mas circulando da mesma maneira que um fluido líquido devido à pressão exercida. Sua utilização em conjunto com hidrocarbonetos é limitada a regiões com autorização e formações de baixa permeabilidade, devido ao risco de explosões ou incêndios (COSTA, 2020).

2.2.2.2 *Fluidos à base de óleo (OBM)*

Também conhecidos como OBM, de *Oil Based Mixture*, os fluidos à base de óleo são constituídos por uma fase óleo, composta de uma mistura de hidrocarbonetos líquidos (MELO, 2008).

Devido ao alto custo inicial e de descarte mais alto, devido ao risco de poluição e contaminação, os fluidos base óleo são menos empregados que aqueles à base de água (THOMAS, 2001). Porém, foram desenvolvidos para utilização em perfurações onde as características dos fluidos à base de água são indesejados, devido às propriedades da água, como sua capacidade de dissolver sais, de interferir no fluxo de óleo e gás pelas rochas porosas, de promover a desintegração e a dispersão das argilas, e de causar um efeito sobre a corrosão do ferro (RANGEL, 2015).

A performance dos fluidos de base óleo é significativamente melhor a dos fluidos base água, e essa disparidade se intensifica conforme a profundidade do poço aumenta. Geralmente, durante o processo de perfuração, o fluido aquoso é gradualmente substituído pelo fluido à base de óleo à medida que a profundidade do poço aumenta (RANGEL, 2015).

2.2.2.3 *Fluidos sintéticos*

De acordo com Costa (2020), os fluidos de base sintética foram formulados tendo em vista as limitações com relação aos fluidos base óleo, como a toxicidade e volume de resíduos, visto a proibição do descarte de cascalhos de perfuração com fluidos oleosos em diversas partes do mundo.

2.2.2.4 *Fluidos à base de água (WBM)*

Também conhecidos como WBM, do inglês *Water Based Mixture*, os fluidos a base de água são os mais utilizados nas operações de perfuração em todo o mundo (CAENN & CHILLINGAR, 1996). Melo (2008) diz que os fluidos à base de água são constituídos por três principais fases, fase dispersa (argilas e partículas adensantes para aumentar a massa específica do fluido), fase dispersante (água, que pode ser doce, salgada, dura, branda, etc. a depender da água disponível na sonda) e outras partículas sólidas, como sais, areia e sólidos inertes que variam de acordo com o objetivo final do fluido e seus demais componentes.

Santos (2012) se refere à fluidos à base de água que consistem em mais de 90% de sua concentração volumétrica de água e aditivos especiais como argila, barita, lignosulfonato, lignito, soda cáustica, entre outros. Os principais tipos de fluidos à base de água são os fluidos convencionais, fluidos naturais, fluidos dispersos tratados com lignosulfonados, fluidos tratados com cal, fluidos tratados com gesso, fluidos não dispersos tratados com cal e polímeros,

fluidos salgados tratados com polímeros, fluidos de base KCl, fluidos isentos de sólidos e os fluidos biopoliméricos (SCHAFFER, 2002).

Os WBM são comumente utilizados em formações submetidas a pressões baixas ou moderadas e em formações com baixa permeabilidade ou sensibilidade à água (RANGEL, 2015). Seu descarte marítimo é permitido em quase todos os países, desde que de acordo com a regulamentação local.

A Tabela 1 apresenta alguns dos principais aditivos das formulações de fluidos de perfuração aquosos.

Tabela 1. Aditivos comumente utilizados nos fluidos de perfuração e suas funções.

| Função | Ação do aditivo no fluido |
|-------------------------------|--|
| Controladores de pH | Controlar o grau de acidez (pH) para diminuir a corrosão dos equipamentos. |
| Adensantes | Controlar as pressões naturais das formações pelo aumento do peso específico (massa específica) das lamas. |
| Viscosificantes | Aumentar a viscosidade para melhor limpeza do poço e suspensão de cascalhos e sólidos. |
| Redutores de filtrado | Diminuir a perda de lama que flui da coluna de perfuração para os poros das formações. |
| Floculantes | Agrupar as partículas sólidas em flocos, aumentando e facilitando a limpeza do poço. |
| Dispersantes ou defloculantes | Reduzir a aglomeração das partículas em flocos, diminuindo a viscosidade e a força gel. |
| Lubrificantes | Reduzir o atrito da lama e resfriar os equipamentos de perfuração (broca e coluna). |
| Emulsificantes | Criar e manter uma mistura heterogênea de dois líquidos imiscíveis (emulsão, usualmente água/óleo). |
| Bactericidas | Reduzir a contagem de bactérias e prevenir a degradação bacteriana de aditivos orgânicos. |
| Removedores de cálcio | Prevenir a contaminação das formações rochosas de diversas formas do sulfato de cálcio. |
| Inibidores de corrosão | Inibir a corrosão da broca, através da neutralização de gases ácidos. |

Fonte: Gonçalves (2018).

Na seção 2.2.3 serão apresentadas as características de cada aditivo dentro dos parâmetros de controle de fluidos de perfuração aquosos necessários atender os requisitos de perfuração.

2.2.3 Propriedades de fluidos de perfuração

Em 1901, no poço de Spindletop no Texas, foi realizada a primeira utilização de fluidos de perfuração. Desde então, o desenvolvimento desses fluidos tem sido um grande desafio para a indústria do petróleo, buscando encontrar o equilíbrio entre custo, desempenho técnico e, a partir da década de 80, o cumprimento das exigências ambientais. A eficiência da perfuração de um poço depende, em grande parte, da compatibilidade entre o fluido de perfuração utilizado e as formações geológicas perfuradas (SCHAFFEL, 2002).

Thomas (2001) afirma que as propriedades físicas dos fluidos de perfuração que demandam mais atenção em sondas são a massa específica, reologia, forças-géis, parâmetros de filtração e teor de sólidos, enquanto as propriedades químicas são pH, teores de cloreto, bentonita e a alcalinidade. Outras propriedades como estabilidade elétrica, teor de cálcio, entre outras, também podem ser solicitadas a depender das propriedades que o fluido deve ter, que variam com o tipo de perfuração e tipo de reservatório.

2.2.3.1 Massa específica

A massa específica, ou massa específica, de fluidos é a massa por unidade de volume e pode ter diversas unidades, no entanto, nas empresas petrolíferas é comum a utilização de libras por barris de petróleo. Segundo Santos (2012), este parâmetro é comumente chamado de “peso da lama” nas sondas de perfuração e é o principal responsável pela pressão hidrostática no interior do poço, garantindo a estabilidade das paredes do poço e a concentração dos fluidos nas formações.

A Equação 1 apresenta o cálculo de massa específica de fluidos.

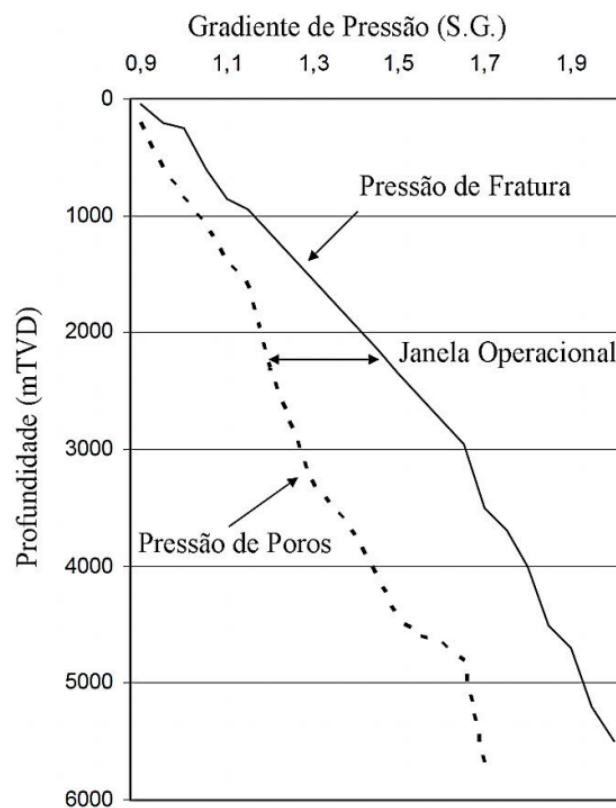
$$\rho = m/V \quad (1)$$

Onde: ρ é a massa específica, em kg/m^3 ; m é a massa, em kg; V é o volume, em m^3 .

De acordo com Thomas (2001), os limites de variação de massa específica são regidos pela pressão dos poros, que é a pressão atuante no fluido que se encontra no espaço poroso da rocha e pela pressão de fratura, que é o valor de pressão necessária para que a rocha se rompa. A Figura 5 apresenta um exemplo de janela operacional de pressão, dependente da profundidade do poço e regida pelos limites de massa específica do fluido, que deve ser projetada de maneira que a pressão de fundo seja superior à pressão nos poros da formação e inferior à pressão de fratura (ELER, 2012).

Omland (2009) também infere que esta janela de pressão necessária para a perfuração dos poços é regida pela massa específica do fluido, onde pressões baixas causadas por fluidos com massa específicas insuficientes para atingir a pressão dos poros pode fazer com que ocorra influxo não programado de fluidos da formação para dentro do poço, podendo causar o *blowout*. Já de maneira contrária, fluidos com massa específicas acima de especificação podem causar aumento de pressão, causando a fratura de rochas e consequentemente danos à formação rochosa.

Figura 5. Representação de uma janela operacional de pressão.



Fonte: Eler (2012).

Melo (2008) afirma que, visando aumentar a massa específica do fluido de perfuração, podem ser adicionadas, como os minerais barita (com peso específico entre 4,1 e 4,6 g/cm³), ilita (com peso específico entre 2,6 e 2,9 g/cm³) e calcita (com peso específico entre 2,6 e 2,8 g/cm³), visto que são substâncias de massa específicas maiores que a da água e que não afetam outras propriedades do fluido. Da mesma forma, pode ser adicionada água a fim de diminuir este valor de massa específica.

2.2.3.2 Parâmetros reológicos

A reologia é o estudo da deformação, para matérias no estado sólido, e do escoamento da matéria no estado líquido, conforme Diaz (2004). A propriedade reológica de interesse no caso dos sólidos é a elasticidade e no caso dos líquidos é a sua viscosidade. A partir da análise dos parâmetros reológicos das matérias, pode-se classificar os tipos de fluidos e prever seu comportamento.

A lei básica da viscosimetria foi expressa primeiramente por Isaac Newton, em que se descreve o comportamento de fluxo de um líquido ideal, como é apresentado na Equação 2.

$$\tau = \mu\gamma \quad (2)$$

Onde: τ é a Tensão de cisalhamento, em Pa; μ é Viscosidade, em Pa.s e γ é Taxa de cisalhamento, em s^{-1} .

A tensão de cisalhamento pode ser descrita como a força requerida para manter o fluido em movimento, por unidade de área cisalhante, sendo a resistência ao escoamento que causa esta tensão (MACHADO, 2002). Já a taxa de cisalhamento (γ), também conhecida como grau de deformação, é a medida de deformação experimentado pela matéria devido à tensão de cisalhamento aplicada e pode ser calculada conforme apresenta a Equação 3.

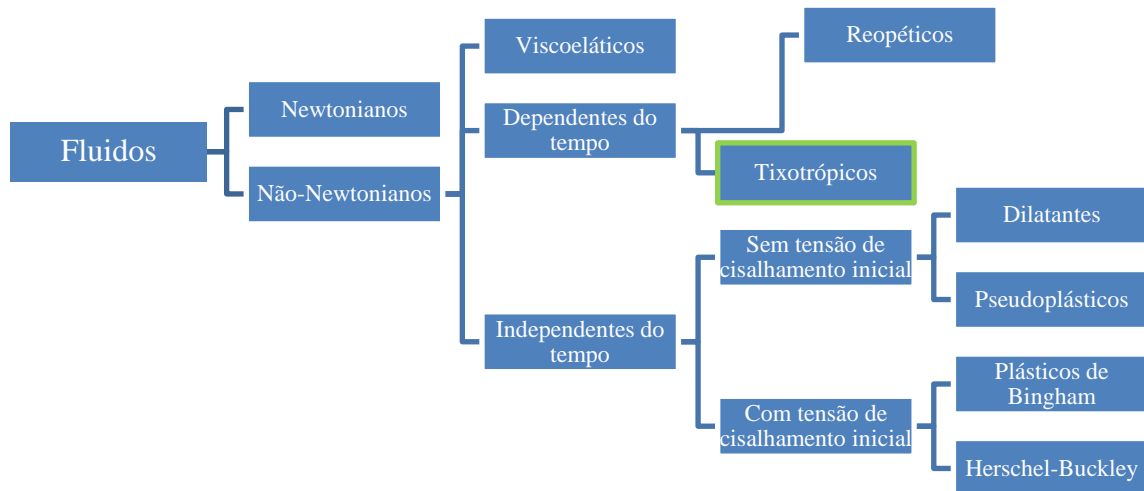
$$\gamma = dv/dx \quad (3)$$

Onde: dv é Taxa de velocidade, em m/s e dx é Taxa de deslocamento, em m.

Estas definições são importantes para classificar os fluidos, visto que são identificados quanto à taxa e a tensão de cisalhamento. Podem ser divididos em fluidos Newtonianos, onde a viscosidade é constante, e não Newtonianos, onde a relação entre as duas taxas não é constante.

Além desta classificação, os fluidos não Newtonianos também podem ser classificados segundo o seu comportamento reológico, como pode ser observado na Figura 6.

Figura 6. Classificação de fluidos conforme comportamento reológico.



Fonte: Acervo Pessoal (2023) (2023).

A maioria dos fluidos de perfuração são não Newtonianos e tixotrópicos, ou seja, géis sob condições de repouso e a sua viscosidade pode ser alterada com o emprego de aditivos argilosos como a bentonita e o carboximetilcelulose (CMC), de acordo com Santos (2012). Este controle de viscosidade de fluidos é importante, visto a necessidade de redução de perdas por filtração, que implicam em melhor transporte de fragmentos rochosos para a superfície (M-I&SWACO, 2001, cap. 2, p.2).

Santos (2012) afirma que o modelo de Bingham é o modelo matemático mais utilizado para tratamento de fluidos de perfuração, cuja equação característica é descrita na Equação 4. Neste modelo, o fluido não escoa até que seja aplicada uma tensão de cisalhamento inicial, τ_0 .

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \times \dot{\gamma} \quad (4)$$

Onde: τ é Tensão de cisalhamento, em Pa, τ_0 é Tensão de cisalhamento inicial, em Pa, μ_p é Viscosidade plástica, em Pa.s e $\dot{\gamma}$ é Taxa de cisalhamento ou deformação, em s^{-1} .

Alguns dos aditivos que podem ser adicionados à mistura para modificar suas propriedades reológicas como a viscosidade podem ser a Goma Xantana, Carboximetilcelulose, Bentonita, entre outros.

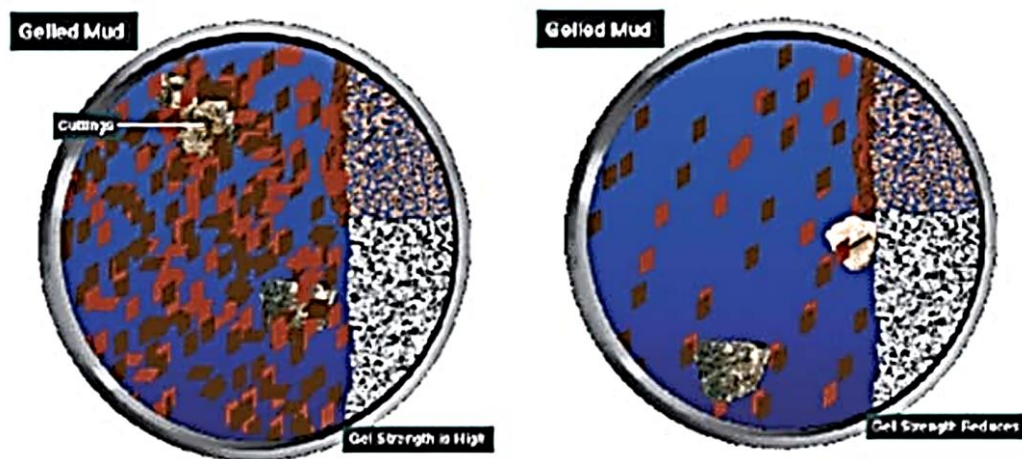
2.2.3.3 Forças-géis

Como dito anteriormente, os fluidos de perfuração são tixotrópicos, sendo a tixotropia ou força gel, um parâmetro de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à

interação elétrica entre as partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência para dispor o fluido em fluxo, enquanto a final, a resistência do fluxo para reiniciar o fluxo depois de algum tempo em repouso. O grau de tixotropia do fluido é determinado pela diferença destes dois parâmetros (SANTOS, 2012).

A Figura 7 apresenta o efeito da força gel com a interrupção do bombeio e com o reinício da pressão de bomba. Percebe-se que a força gel é rompida com o reinício do bombeio e os cascalhos que estavam em suspensão começam a se movimentar no sentido da pressão de bombeio (SANTOS, 2012).

Figura 7. Efeito da força gel com o reinício do bombeio.



Fonte: Santos (2012).

2.2.3.4 Parâmetros de filtração

Thomas (2001) afirma que a capacidade do fluido em formar o reboco, uma camada de partículas sólidas úmidas, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca é de fundamental importância. Este processo, denominado de filtração, requer que o fluido possua partículas menores que os poros das rochas, fazendo com que a obstrução dos poros ocorra rapidamente e permitindo que apenas o filtrado líquido invada a rocha. Mede-se rotineiramente o teor de filtrado e a espessura do reboco para avaliar o comportamento do fluido em relação à filtração.

De forma contrária, os elevados teores de volume de filtrado implicam em diversos problemas como desmoronamento de formações hidratáveis, avaliações equivocadas da formação que está sendo perfurada e redução do diâmetro do poço devido à formação de rebocos muito espessos (MELO, 2008).

Por diversas vezes, devem ser tratados os fluidos e adicionados os aditivos que agem como redutores do teor de filtrado, como o Amido por exemplo (MEDEIROS, 2015).

2.2.3.5 *Teor de sólidos*

De acordo com Melo (2008), em estudos experimentais, o teor de sólidos foi a variável que apresentou maior influência sobre as propriedades reológicas dos fluidos. Esta propriedade deve ser mantida com rigor, visto que grandes teores implicam em aumento de massa específica, viscosidade e forças géis, além de aumentar a probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura das formações rochosas, prisão da coluna e redução da taxa de penetração (THOMAS, 2001).

Para que ocorra a redução deste teor, pode-se tratar o fluido, sendo possível inibir o fluido (evitar reação do fluido com a formação) a fim de evitar a dispersão dos sólidos perfurados, utilizar equipamentos removedores de sólidos, como tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrifugadores ou diluir o fluido. (SEIXAS, 2010)

2.2.3.6 *Acidez e alcalinidade*

O pH, também denominado de potencial hidrogeniônico, se refere à concentração de íons hidrônio (H^+) e deve ser controlado a fim de evitar corrosão indesejada dos equipamentos e ferramentas de perfuração que estão no poço, como os *drill pipes*, comandos, brocas, entre outros, e evitar a dispersão das formações rochosas. Geralmente é medido utilizando fitas indicadoras ou equipamentos específicos, como os medidores de pH (pHmetro) e seu valor de referência é comumente mantido no intervalo alcalino baixo, entre 7 e 10. Para reduzir a acidez de um fluido pode ser adicionada soda cáustica (hidróxido de sódio), cal hidratada, barrilha, entre outros, sendo necessária atenção para o seu manuseio, visto que o contato com a pele pode causar queimaduras graves (SANTOS, 2012).

2.2.3.7 *Salinidade*

A salinidade mede a concentração de sais no fluido e pode ser avaliada pelo teste de cloretos. De acordo com Santos (2012), um teor alto de sal é indicador de que foi encontrada uma formação portadora de sal durante a perfuração. Além disso, os resultados de salinidade são usados, principalmente, para identificar o teor salino da água de preparo do fluido, controlar a salinidade de fluidos inibidos com sal e identificar influxos de água salgada.

Esta propriedade deve ser tratada com cautela, visto que altos teores de sais podem causar problemas como aprisionamento da coluna de perfuração devido à grande plasticidade das formações salinas, aumento da corrosão das ferramentas de perfuração, entre outros.

2.3 O MÉTODO *DYNAMIC KILL DRILLING*

Com as descobertas de poços cada vez mais profundos, como os reservatórios encontrados após a camada do pré-sal que ultrapassam os 2000 m de profundidade, a indústria de petróleo está em constante evolução, com tecnologias cada vez mais sofisticadas para encontrar soluções para os poços que necessitam de mais cuidados, como os poços compostos de xisto e argilitos (PESSANHA *et al.*, 2015).

Um dos métodos atuais que podem apresentar benefícios para uso em poços que demandam maior controle de parâmetros é o método de Dynamic Kill Drilling. De acordo com Vieira (2014), o método consiste em mesclar água salgada e o fluido específico de perfuração, a fim de formar uma série de fluidos com diferentes massas específicas e posteriormente bombear estes fluidos no poço em uma alta taxa.

O fluido de perfuração utilizado para este tipo de perfuração específica deve apresentar massa específica elevada, o suficiente para que as soluções elaboradas a partir do fluido base apresentem a massa específica para atingir a pressão para perfurar. Com isso, o fluido de DKD apresenta formulação exposta na Tabela 2 e um dos seus principais desafios é sustentar todo o peso de sólidos inertes, no caso a Barita ou Sulfato de Bário, para que não sedimentem (PESSANHA, *et al.*, 2015).

Tabela 2. Formulação de fluido DKD.

| Composto químico | Concentração |
|-------------------------|---------------------|
| Cloreto de Sódio | 110,0 lbm/gal |
| Carbonato de cálcio | 0,25 lbm/gal |
| Celulose polianiônica | 2,00 lbm/gal |
| Goma Xantana | 2,50 lbm/gal |
| Sulfato de Bário | Para 16,3 lbm/gal |

Fonte: VIEIRA *et al.* (2014).

Johnson *et al.* (2001) afirma que o DKD já foi aplicado em diversas operações de perfurações em águas profundas e ultraprofundas com sucesso ao redor do mundo. Esta boa aceitação vem dos principais benefícios, como a perfuração em águas ultraprofundas, bem como em poços rasos visto o gerenciamento de massa específicas dos fluidos e poços com

estreitas janelas de limites de massa específicas (PESSANHA *et al.*, 2015).

2.4 GERENCIAMENTO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Durante a perfuração de poços de petróleo, ocorrem várias etapas com diversos fluidos, que têm propriedades físico-químicas diferentes. Dentre as operações normais de perfuração, tem-se as etapas de alargamento, repassamento, conexão, manobra, circulação, revestimento, cimentação, perfilagem e movimentação da sonda.

Segundo Rangel (2015), a Nota Técnica nº 01/2011 CGPEG/DILIC/IABAMA que se refere ao controle de poluição exigido no processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos de exploração e produção offshore de petróleo e gás, sinaliza que o monitoramento do descarte e da disposição em terra dos fluidos e cascalhos de perfuração serão abordados em outro instrumento regulador específico para esta temática. Visto a complexidade da composição e os elevados volumes de fluidos utilizados na perfuração, as informações disponíveis sobre os fluidos se encontram em relatórios condicionantes dos empreendimentos licenciados.

O fluido depois de passar pelo processo de perfuração pode ser reaproveitado ou descartado. Depois de utilizado, o fluido acumula sólidos, que interferem em suas propriedades e desempenho. Para ser reaproveitado, o fluido deve passar por um sistema de separação e aditivação para recuperar suas propriedades, passando por um sistema de controle de sólidos, que retêm boa parte das partículas. Depois de passar pelo processo de separação, o fluido recebe aditivos para recuperar suas propriedades e pode retornar para que seja realizada outra perfuração (RANGEL, 2015).

Assim como abordado em seções anteriores, a IN nº 01 de 2018 também regulamenta as condições ambientais de uso e descarte dos produtos utilizados durante a exploração de poços marítimos de petróleo, como os fluidos e cascalhos de perfuração, fluidos de completação, cimentos, entre outros. Assim como evidencia o gerenciamento dos fluidos, desde o preparo até o destino dos fluidos, como apresentado no item 8 e 9 da normativa. De acordo com Souza (2021), as atividades off-shore possuem grande potencial de geração de resíduos, onde grande maioria são descartados em terra.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são descritos detalhes do procedimento experimental utilizados para alcançar o objetivo específico deste trabalho.

3.1 PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

3.1.1 Formulação

3.1.1.1 Fluido para método DKD

Inicialmente foi realizado em laboratório a formulação de fluido tipo DKD, com as concentrações de aditivos conforme mostrado na Tabela 3. Segundo VIEIRA et al., (2014), o fluido ou lama de perfuração necessário para atingir os parâmetros do método de perfuração chamado de DKD, Dynamic Kill Drilling, deve dispor de uma formulação específica, a fim de garantir a viscosidade e peso característicos, cujo principal desafio é manter em suspensão toda a massa de barita sem que esta sedimente devido ao seu alto volume adicionado à mistura (PESSANHA et al., 2015). A formulação dos fluidos é dividida em duas etapas, a produção de salmoura saturada ou ajuste de salinidade e a adição dos demais componentes. A formulação utilizada para obter fluido DKD é descrito na Tabela 3.

Tabela 3. Componentes e concentrações para formulação desejada de fluido DKD.

| Composto químico | Objetivo | Concentração |
|------------------------------|-----------------|---------------------|
| Salmoura de Cloreto de Sódio | Salinidade | 0,7447 bbl/bbl |
| Goma Xantana | Viscosificante | 2 lbm/bbl |
| Sulfato de Bário | Adensante | Para 16 lbm/gal |

Fonte: Adaptado de VIEIRA *et al.* (2014).

A fim de obter os valores finais necessários para alcançar a formulação desejada, primeiramente foi obtida uma salmoura de cloreto de sódio (NaCl) de 10 lbm/gal conforme Tabela 4. Os valores de massa de componentes para constituição da salmoura foram calculados conforme as tabelas de sais da literatura.

Tabela 4. Propriedades de soluções de Cloreto de Sódio.

| Massa específica desejada de salmoura (lbm/gal) | Concentração de NaCl (lbm/bbl) | Concentração de H₂O (gal/bbl) |
|--|---------------------------------------|---|
| 1,200 | 109,3 | 0,887 |

Fonte: Adaptado de NANCREDE (2019).

É importante que os aditivos sejam inseridos na solução lentamente, a fim de que sejam incorporados completamente, para evitar aglomerações de produtos na mistura, comumente chamados na indústria de “olhos de peixe”, onde o produto fica concentrado em pequenas porções e não é dissolvido completamente. Além disso, é fundamental que seja respeitado o tempo de agitação de cada componente, a fim de garantir a completa integração e que suas propriedades sejam ativadas.

Portanto, a fim de obter 525 cm³ (referente à 1,5 bbl) de Salmoura 10 lbm/gal, foram calculadas as massas de componentes conforme Equações 5 a 7, que apresentam a relação de proporcionalidade entre as duas dimensões de massa específica, demonstrando o conceito de barril equivalente.

$$1 \text{ ppb} = \frac{1 \text{ lbm}}{1 \text{ bbl}} = \frac{453,59 \text{ g}}{158,98 \text{ L}} = \frac{453,59 \text{ g}}{158.987,29 \text{ mL}} \quad (5)$$

$$\frac{1 \text{ lbm}}{1 \text{ bbl}} = \frac{453,59 \text{ g} \div 453,59}{158.987,29 \text{ mL} \div 453,59 \text{ g}} = \frac{1 \text{ g}}{350,5 \text{ mL}} \quad (6)$$

$$\frac{1 \text{ lbm}}{1 \text{ bbl}} = \frac{1 \text{ g}}{350,5 \text{ cm}^3} \quad (7)$$

Ou seja, a fim de obter a mesma concentração das soluções, equivale dizer que a cada 1 grama de produto para produzir 350 cm³, seriam necessárias 1 lbm para 1 bbl. Por conseguinte, são consideradas as equações 8 e 9 para calcular a massa necessária de NaCl e água para compor a solução saturada de sal.

$$109,3 \frac{\text{lbm}}{\text{bbl}} = \frac{109,3 \text{ g NaCl}}{350 \text{ cm}^3 \text{ solução}} = 1,5 \times \frac{109,3 \text{ g NaCl}}{350 \text{ cm}^3 \text{ solução}} = \frac{163,95 \text{ g NaCl}}{525 \text{ cm}^3 \text{ solução}} \quad (8)$$

$$37,27 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}} \times \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} = 0,887 \frac{\text{bbl H}_2\text{O}}{\text{bbl solução}} \times 525 \frac{\text{cm}^3}{\text{bbl}} = 465,87 \text{ cm}^3 \text{ H}_2\text{O} \quad (9)$$

A Tabela 5 apresenta os valores utilizados para a produção da salmoura a partir dos cálculos utilizados.

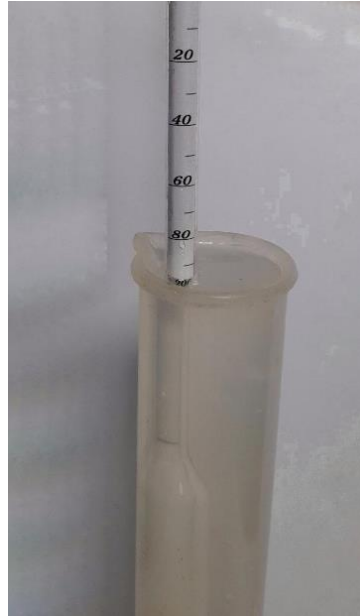
Tabela 5. Massa de substâncias para formulação de salmoura de NaCl.

| Composto químico | Massa (g) | Tempo de agitação (min) |
|-----------------------------------|-----------|-------------------------|
| Cloreto de sódio (NaCl) | 163,96 | - |
| Água destilada (H ₂ O) | 466,34 | 10 |

Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Após a preparação da salmoura, foi realizado o teste de massa específica com o auxílio de um densímetro de vidro para salmouras conforme mostrado na Figura 8.

Figura 8. Aparato para medição da massa específica de salmoura de Cloreto de Sódio.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

A partir do valor de massa específica encontrado (1,196 g/cm³), foi realizada a conversão de unidades para encontrar o valor de massa específica em lbm/gal, conforme Equações 10 e 11.

$$1 \frac{\text{lbm}}{\text{gal}} = \frac{453,59 \text{ g}}{3785,41 \text{ cm}^3} = \frac{453,59 \text{ g} \div 453,59 \text{ g}}{3785,41 \text{ cm}^3 \div 453,59 \text{ g}} = \frac{1}{8,345 \text{ cm}^3/\text{g}} \quad (10)$$

$$1,196 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \times 8,345 \frac{\text{cm}^3}{\text{g}} \times 1 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} = 9,981 \text{ lbm/gal} \quad (11)$$

Empregando a sua massa específica necessária, foram utilizadas as Equações de 12 a 14 para calcular a massa de salmoura para produzir o fluido de perfuração, a solução desejada.

$$0,7447 \frac{\text{bbl salmoura}}{\text{bbl solução}} \times 1,5 \text{ bbl solução} = 1,117 \text{ bbl salmoura} \quad (12)$$

$$1,117 \text{ bbl salmoura} \times 350 \frac{\text{cm}^3}{\text{bbl}} = 390,96 \text{ cm}^3 \text{ salmoura} \quad (13)$$

$$1,196 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \times 390,96 \text{ cm}^3 = 467,59 \text{ g de salmoura} \quad (14)$$

A fim de obter 2 lbm/bbl de concentração de goma xantana na solução, foram calculados os seguintes valores conforme Equação 15.

$$2 \frac{\text{lbm GX}}{\text{bbl solução}} = \frac{2 \text{ g}}{350 \text{ cm}^3 \text{ solução}} \times 525 \text{ cm}^3 \text{ solução} = 3 \text{ g Goma Xantana} \quad (15)$$

Com a finalidade de obter a quantidade de barita a ser adicionada à solução para alcançar a massa específica do fluido de perfuração de 16 lbm/gal (1,917 g/cm³), foi realizado o balanço de massa da solução, conforme Equações 16, 17, 18 e 19. O Balanço de massa consiste em aplicar o princípio da conservação de massas e calcular a quantidade de material que entra ou sai de um sistema.

$$m_{f,\text{solução}} = m_{\text{salmoura}} + m_{\text{gx}} + m_{\text{barita}} \quad (16)$$

$$\rho_{f,\text{solução}} \times V_{f,\text{solução}} = (m_{\text{salmoura}}) + (m_{\text{gx}}) + (m_{\text{barita}}) \quad (17)$$

$$1,917 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \times 525 \text{ cm}^3 = 467,59 \text{ g salmoura} + 3 \text{ g GX} + m_{\text{barita}} \quad (18)$$

$$m_{\text{barita}} = 535,83 \text{ g} \quad (19)$$

Portanto, com posse dos valores calculados das quantidades necessárias para obter as propriedades do fluido de perfuração, foram adicionadas as massas de componentes conforme Tabela 6 e que podem ser observadas na Figura 9.

Tabela 6. Massa de substâncias para formulação utilizada para fluido tipo DKD.

| Composto químico | Massa (g) | Tempo de agitação (min) |
|------------------------------|------------------|--------------------------------|
| Salmoura de Cloreto de Sódio | 467,60 | - |
| Goma Xantana | 3,01 | 10 |
| Sulfato de Bário | 535,83 | 10 |

Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Figura 9. Fluido de perfuração DKD em laboratório durante agitação.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

3.1.1.2 Fluido de reservatório para transformação em fluido para método DKD

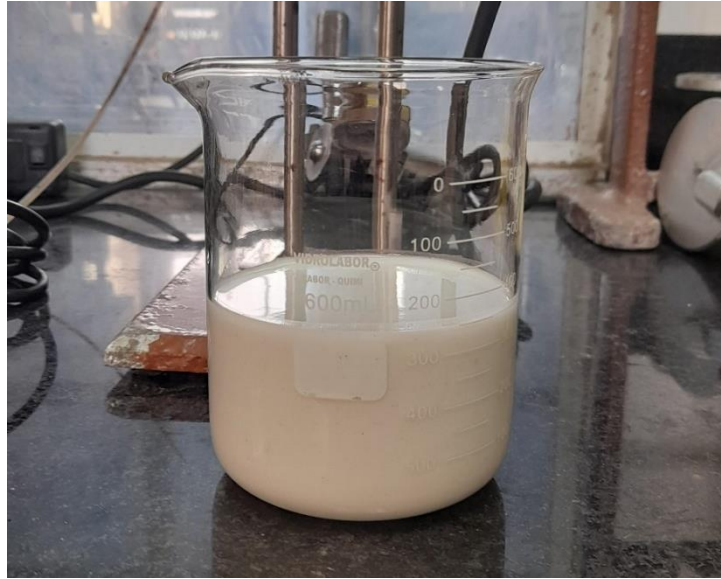
Para o estudo de reutilização de fluidos, primeiramente foi formulado um fluido de perfuração base água que pode ser classificado como um fluido de reservatório, com as características descritas conforme Tabela 7 e Figura 10.

Tabela 7. Características de formulação de fluido base água para simulação de fluido de reservatório.

| Etapa | Composto químico | Massa (g) | Concentração | Tempo de agitação (min) |
|--------------|---------------------------------|------------------|---------------------|--------------------------------|
| 1 | Água destilada | 479,76 | 0,9137 bbl/bbl | 0 |
| 2 | Gama xantana | 1,73 | 1,15 lbm/bbl | 10 |
| 3 | Biopolímero redutor de filtrado | 11,63 | 7,75 lbm/bbl | 10 |
| 4 | Cloreto de potássio | 15,75 | 10,5 lbm/bbl | 5 |
| 5 | Bactericida | 0,33 | 0,2 lbm/bbl | 3 |
| 6 | Antiespumante | 0,24 | 0,15 lbm/bbl | 3 |
| 7 | Selante 1 | 13,54 | 9,06 lbm/bbl | 10 |
| 8 | Selante 2 | 52,85 | 35,24 lbm/bbl | 10 |

Fonte: Adaptado de AL YAMI *et al.* (2018).

Figura 10. Fluido de reservatório formulado em laboratório.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Após formulação do fluido similar ao fluido de reservatório, foram realizados os testes para atestar as suas características e posteriormente realizar as modificações para transformá-lo em fluido do tipo DKD. As propriedades do fluido são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8. Propriedades encontradas no fluido de reservatório formulado em laboratório.

| Propriedade do fluido | Valor |
|---|--------------|
| Peso do fluido (lbm/gal) | 9,3 |
| Temperatura de teste (°C) | 80 |
| L600 | 65 |
| L300 | 46 |
| L200 | 38 |
| L100 | 28 |
| L6 | 9 |
| L3 | 8 |
| Viscosidade plástica (cP) | 19 |
| Limite de Escoamento (lbf/100 ft ²) | 27 |
| Gel 10' (lbf/100 ft ²) | 9 |
| Gel 10'' (lbf/100 ft ²) | 10 |
| pH | 8,83 |

Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Em seguida, foram realizados os cálculos para adequar o fluido para DKD. Primeiramente, foi necessária a adequação de massa específica com adição de sal, levando em

consideração a tabela de sais, como pode ser vista na Tabela 9. Neste caso foi produzido apenas 350 mL (cm^3) de fluido devido à escassez de materiais disponíveis em laboratório.

Tabela 9. Propriedades de soluções de cloreto de sódio.

| Massa específica (lbm/gal) | NaCl (lbm/bbl) | H₂O (gal/bbl) |
|-----------------------------------|-----------------------|---------------------------------|
| 1,118 | 61,95 | 0,939 |
| 1,200 | 109,30 | 0,887 |

Fonte: Adaptado de NANCREDE (2019).

Para obter o volume de fluido necessário para adequar o valor de salinidade e massa específica, foi realizado o cálculo de volume como mostra a Equações 20 e 21.

$$0,887 \frac{\text{bbl } H_2O}{\text{bbl solução}} \times 350 \frac{\text{cm}^3}{\text{bbl}} = 310,58 \text{ cm}^3 \text{ fluido} \quad (20)$$

$$310,58 \text{ cm}^3 H_2O \times 1,114 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} = 346,12 \text{ g fluido} \quad (21)$$

A fim de obter o valor de NaCl necessário para atingir a massa específica de 10,01 lbm/gal, foi calculada a massa de sal a ser adicionada conforme Equação 22.

$$109,3 - 61,95 = \frac{47,35 \text{ g NaCl}}{350 \text{ cm}^3 \text{ solução}} \quad (22)$$

Após adequação com relação à salinidade, foi atestada a massa específica requerida do fluido (9.9 lbm/gal) e calculada a quantidade de fluido tratado que deveria ser utilizado para que se tenha a concentração de cloreto de sódio conforme descrito na Tabela 9, com as propriedades do fluido DKD, que pode ser observada nas Equações 23 e 24.

$$0,7447 \frac{\text{bbl fluido}}{\text{bbl solução}} \times \frac{350 \text{ cm}^3}{1 \text{ bbl}} = 260,65 \text{ cm}^3 \text{ fluido} \quad (23)$$

$$m_f = \rho_f \times V_f = 1,186 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \times 260,65 \text{ cm}^3 \text{ fluido} = 309,22 \text{ g de fluido} \quad (24)$$

Em seguida foi adicionada goma xantana para adequar a viscosidade em relação à concentração prevista na formulação de DKD. Do fluido de reservatório, já contendo o viscosificante, foi calculado o valor de goma xantana conforme Equação 25.

$$m_{GX} = C \times V = \frac{1,15 \text{ g GX}}{350 \text{ cm}^3 \text{ fluido}} \times 260,65 \text{ cm}^3 \text{ fluido} = 0,85 \text{ g GX} \quad (25)$$

Sabe-se que a quantidade de Goma Xantana total para a produção de 350 cm³ é de 2g, conforme exposto na equação 15. A Equação 26 apresenta a diferença entre as quantidades, a fim de calcular a massa de espessante a ser adicionada para garantir a viscosidade da formulação de fluido DKD.

$$2 \text{ g GX} - 0,85 \text{ g GX} = 1,15 \text{ g GX} \quad (26)$$

Por fim, assim como na sessão anterior, foi feito o balanço de massa dos componentes e encontrado o valor de massa de Sulfato de Bário a ser adicionado na mistura para obter a formulação desejada, como pode ser visto nas Equações 27 a 30.

$$m_{f,solução} = m_{fluido} + m_{gx} + m_{barita} \quad (27)$$

$$\rho_{f,solução} \times V_{f,solução} = (m_{fluido}) + (m_{gx}) + (m_{barita}) \quad (28)$$

$$1,917 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \times 350 \text{ cm}^3 = 312,65 \text{ g fluido} + 1,15 \text{ g GX} + m_{barita} \quad (29)$$

$$m_{barita} = 357,15 \text{ g} \quad (30)$$

Portanto, as modificações descritas anteriormente foram realizadas tais quais as demais etapas, pesando cada substância em balança analítica e adicionando ao agitador, seguindo a ordem das etapas e tempo de agitação, conforme Tabela 10.

Tabela 10. Substâncias e massas adicionadas ao fluido.

| Composto químico | Massa (g) | Tempo de agitação (min) |
|--------------------------------|------------------|--------------------------------|
| Fluido de reservatório tratado | 309,27 | - |
| Goma Xantana | 1,09 | 10 |
| Barita | 360,69 | 10 |

Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Figura 11. Fluido de perfuração DKD reaproveitado em laboratório durante agitação.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

3.1.2 Testes de propriedades dos fluidos em laboratório

Portanto, dois tipos de fluidos foram analisados: fluido de reservatório após tratamento para formulação de DKD e fluido de perfuração formulado especificamente para o método DKD. Com equipamentos previamente calibrados e certificados, conforme apresentado na Tabela 11, foram obtidos os dados sobre as propriedades dos fluidos.

Tabela 11. Relação de equipamentos utilizados e respectivas propriedades medidas.

| Equipamento | Propriedade |
|--------------------------------|---------------------------------------|
| Balança de lama pressurizada | Massa específica de fluidos |
| Viscosímetro | Viscosidade e propriedades reológicas |
| pHmetro digital | pH |
| Kit para teste de filtrado API | Teor de filtrado |

Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Após a adição de compostos químicos necessários até a formulação desejada, testes foram realizados a fim de analisar as propriedades do fluido. Após a adição de compostos químicos necessários para cada tipo de fluido, os dados podem ser comparados com a formulação e propriedades desejadas do DKD, que podem ser vistas na Tabela 12.

Tabela 12. Propriedades desejadas para fluido DKD.

| Propriedade | Objetivo |
|---|-----------------|
| Peso da lama (lbm/gal) | 16 |
| Teor de filtrado API (mL) | <15 |
| pH | 8.0 a 8.5 |
| Viscosidade plástica (cP) | 35-37 |
| Limite de escoamento (lb/100ft ²) | 48-56 |
| L6 (rpm) | 22-24 |
| L3 (rpm) | 18-23 |

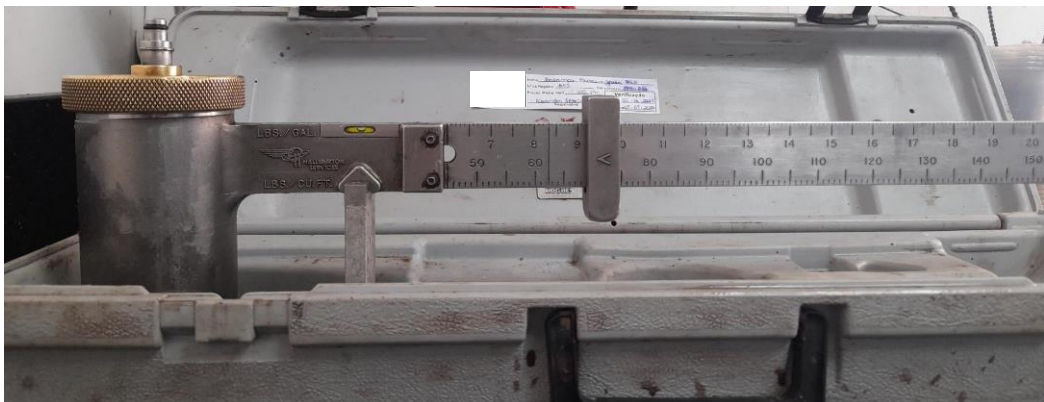
Fonte: Adaptado de PESSANHA *et al.* (2015) e VIEIRA *et al.* (2014).

Diante dos dados presentes, as propriedades do fluido DKD pronto e do fluido DKD preparado a partir de fluido de reservatório foram comparadas, com o objetivo de investigar as diferenças entre os dois fluidos.

3.1.2.1 Medidor de densidade específica dos fluidos

A massa específica de fluidos foi medida utilizando a balança de lama pressurizada devidamente calibrada e certificada, onde se adiciona fluido no compartimento até que não haja mais bolhas e espaços vazios, e se pressuriza o equipamento. Após esta etapa, a barra de leitura é ajustada até que se encontre o nível correto, que pode ser comprovado com o nível de bolha acoplado à haste do equipamento. Depois de encontrado o equilíbrio da barra horizontal, mede-se o valor da massa específica do fluido em lbm/gal. A Figura 12 mostra a balança utilizada para aferir a massa específica dos fluidos.

Figura 12. Balança de lama durante testes com o fluido de reservatório.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

3.1.2.2 Caracterização reológica de fluidos

Para medir as propriedades reológicas do fluido foi utilizado o viscosímetro apresentado nas Figuras 13 e 14.

Figura 13. Especificação do viscosímetro.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Figura 14. Chave de velocidades de rotação.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Para medir as propriedades reológicas do fluido, foram obtidos dados com as velocidades de 600 rpm, 300 rpm, 200 rpm, 100 rpm, 6 rpm e 3 rpm (referente à opção GEL do painel). Os dados foram obtidos após 10 minutos de rotação com a velocidade desejada a fim de estabilizar o leitor e minimizar erros.

O cálculo de Viscosidade Plástica (VP) pode ser obtido com as leituras equivalentes conforme Equação 31.

$$VP = L600 - L300 \quad (31)$$

Assim como o Limite de Escoamento, LE, que pode ser obtido conforme as leituras equivalentes a partir da Equação 32.

$$LE = L300 - VP \quad (32)$$

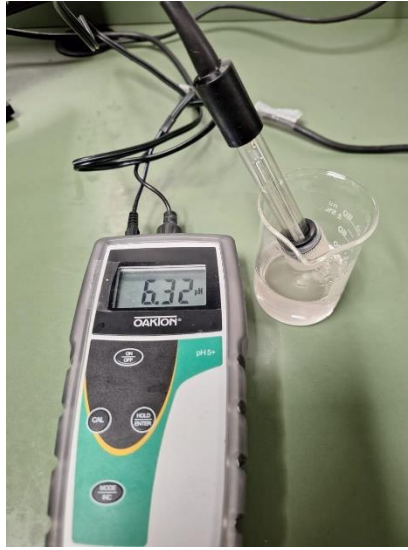
Além disso, as propriedades de gel foram medidas em 10 segundos e 10 minutos. Sendo assim, para obter dados de força-gel inicial, a rotação de 600 rpm foi utilizada por 1 minuto, seguida de pausa de 10 segundos e posteriormente, leitura com rotação de 3 rpm (opção GEL do viscosímetro). Foi repetida a mesma metodologia para medição de Gel final, onde a rotação de 600 rpm foi utilizada por 1 minuto, seguida de pausa de 10 minutos e posteriormente, leitura com rotação de 3 rpm.

Cabe ressaltar também, que algumas leituras importantes para analisar os parâmetros reológicos de um fluido são o L6 e o L3, referentes à leitura com velocidade de rotação de 6 e 3 rpm, respectivamente.

3.1.2.3 *Medidores de pH dos fluidos de perfuração preparados*

Para atestar as características ácidas ou básicas do fluido, foi utilizado o pHmetro digital calibrado e certificado, onde um eletrodo é imerso em uma solução, neste caso os fluidos de perfuração, e espera-se até que o valor seja estabilizado por mais de 1 minuto. O pHmetro utilizado para os testes pode ser visto na Figura 15.

Figura 15. Exemplo de pHmetro digital utilizado.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

3.2 ANÁLISE DE CUSTOS

A fim de obter uma análise minuciosa sobre os custos de produção de cada fluido de perfuração, foram realizadas pesquisas em portais virtuais a fim de analisar o valor de cada matéria prima e quantidade por embalagem. Na Tabela 13 são apresentados os aditivos utilizados, tamanho da embalagem comercializada e os respectivos valores. Sabendo a quantidade necessária do produto para a formulação e seu custo, calcula-se o custo de produção.

Tabela 13. Relação de produtos utilizados.

| Aditivo ou produto | Tamanho de embalagem | Valor por embalagem (R\$) |
|---------------------|---------------------------|---------------------------|
| Água | L | R\$ 0,03 (*) |
| Goma Xantana | Sacos de 25 kg | R\$ 653,65 |
| Redutor De Filtrado | Sacos de 50 kg | R\$ 256,59 |
| Inibidor De Argila | Sacos de 50 kg | R\$ 35,47 |
| Bactericida | Galões de 20 L | R\$ 1.328,09 |
| Antiespumante | Galões de 20 L | R\$ 284,92 |
| Selante 1 | Sacos de 1 ton (big-bags) | R\$ 760,56 |
| Selante 2 | Sacos de 1 ton (big-bags) | R\$ 1.279,78 |
| Nacl | Sacos de 1 ton (big-bags) | R\$ 551,50 |
| Barita | Sacos de 1 ton (big-bags) | R\$ 1.712,41 |

(*) tarifa calculada pela tarifa da cidade de Niterói/RJ.

Fonte: Portais virtuais de lojas.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são analisados os resultados encontrados experimentalmente por meio dos testes em laboratório.

4.1 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

4.1.1 Fluido original

Os valores obtidos com os testes em laboratório com relação ao fluido DKD feito com a formulação original são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14. Valores de propriedades obtidos com o fluido de perfuração DKD original.

| Propriedade do fluido | Valor |
|---|--------------|
| Peso específico do fluido (lbm/gal) | 16 |
| Temperatura de teste (°F) | 80 |
| L600 (rpm) | 183 |
| L300 (rpm) | 145 |
| L200 (rpm) | 120 |
| L100 (rpm) | 91 |
| L6 (rpm) | 42 |
| L3 (rpm) | 36 |
| Viscosidade plástica (cP) | 38 |
| Limite de Escoamento (lbf/100 ft ²) | 107 |
| Gel 10' (lbf/100 ft ²) | 36 |
| Gel 10'' (lbf/100 ft ²) | 41 |
| pH | 8,39 |

Fonte: Acervo Pessoal (2023).

De acordo com os resultados encontrados, pode-se perceber que o fluido apresentou massa específica de 16 ppg, conforme esperado. Além disso, todos os testes de reologia apresentaram valores mais altos do que o previsto comparado ao apresentado na literatura (PESSANHA et al., 2015 e VIEIRA et al., 2014). Uma das possíveis causas para esse efeito pode estar relacionada ao tipo de goma xantana utilizada na produção do fluido.

Em geral, a goma xantana pode apresentar diferentes graus de pureza, polidispersão e massas molares, o que tem implicação nas propriedades de reologia, principalmente espessamento do fluido. Um dos pontos relevantes que configuram essa alta propriedade reológica são os valores de viscosidade plástica e leituras 6 e 3. Um ponto importante de discussão são os valores de limite de escoamento, cujo altos valores podem estar relacionados

a quantidade e distribuição de tamanhos dos sólidos em suspensão. O controle dos parâmetros reológicos mencionados é importante para dimensionar os sistemas de transferência de fluidos dentro de uma embarcação, planta de fluidos e plataformas marítimas. Os valores de géis apresentaram-se altos, porém com baixa progressão. Géis com alta progressão são perigosos, porque podem exigir altas pressões de bombeio e fratura da formação. Na formulação avaliada os valores indicam uma boa capacidade de sustentação dos sólidos inertes na solução para que estes não sedimentem ao fundo e mantenham o poço estável durante uma possível descida de revestimento

O valor de pH apresentou caráter básico conforme esperado, visto que a maioria dos seus componentes, e principalmente a barita, apresentam natureza básica. Portanto, pode-se afirmar que o fluido produzido exibe um caráter básico, com pH maior que 8, alta massa específica, alta viscosidade e capacidade de sustentação de sólidos.

4.1.2 Fluido reaproveitado

Os valores obtidos com os testes em laboratório com relação ao fluido DKD feito com a formulação reaproveitada são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15. Valores de propriedades obtidos com o fluido de perfuração DKD reaproveitado.

| Propriedade do fluido | Valor |
|---|--------------|
| Peso específico do fluido (lbm/gal) | 16 |
| Temperatura de teste (°F) | 80 |
| L600 (rpm) | 270 |
| L300 (rpm) | 206 |
| L200 (rpm) | 170 |
| L100 (rpm) | 125 |
| L6 (rpm) | 46 |
| L3 (rpm) | 39 |
| Viscosidade plástica (cP) | 64 |
| Limite de Escoamento (lbf/100 ft ²) | 142 |
| Gel 10' (lbf/100 ft ²) | 38 |
| Gel 10'' (lbf/100 ft ²) | 46 |
| pH | 8,15 |

Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Ao analisar as propriedades do fluido reaproveitado, pode-se atestar que se encontra dentro da faixa de massa específica e pH, sendo assim, considerado um fluido com massa específica alta e caráter básico, assim como o fluido DKD de formulação original. Porém, ao estudar as propriedades reológicas, encontram-se valores muito acima do esperado,

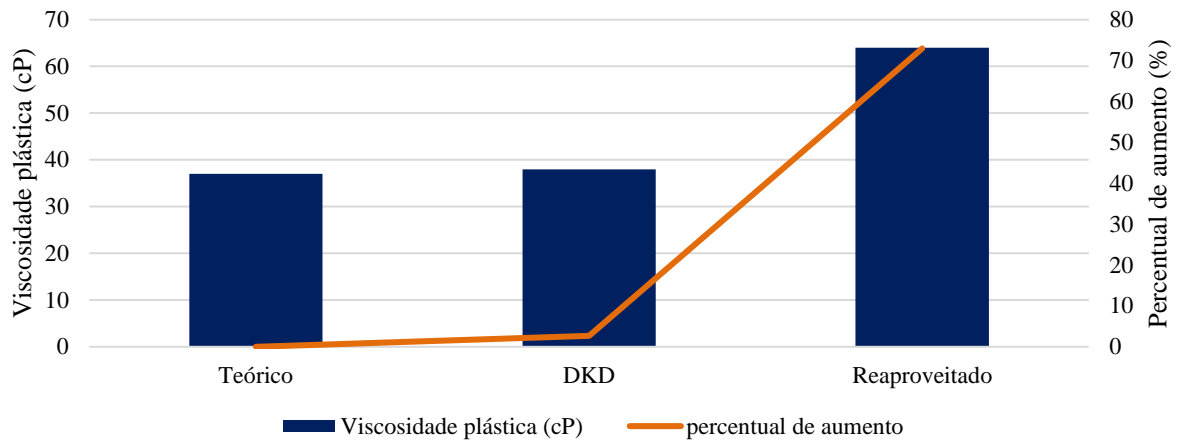
principalmente no que se refere à Viscosidade Plástica (VP) e Limite de Escoamento (LE), o que implicam em um fluido muito denso, viscoso e que necessita de alta tensão de cisalhamento para que possa manter o escoamento. Além disso, os valores de géis se apresentam ligeiramente maiores quando comparados com a formulação original, o que garante também a boa capacidade de sustentação dos sólidos no fluido, impedindo a sedimentação.

Observa-se que os valores das leituras de L3 e L6, parâmetros importantes para considerações de propriedades reológicas do fluido, estão acima dos valores de referência, conforme Tabela 12. O primeiro motivo que pode ter causado esta variação pode ser em relação ao tipo de Goma Xantana aplicada para produzir a formulação. Na formulação encontrada nos artigos de Pessanha et al. (2015) e Vieira et al. (2014), não foi identificado o tipo de Goma Xantana utilizada para produzir o fluido. Existem muitas variedades de Gomas com capacidades de espessamento variadas, por exemplo, Gomas Xantana com peso molecular mais elevado e com grau de pureza maior podem levar a maiores espessamentos e com isso, aumento das propriedades reológicas do fluido. Uma das causas possíveis também da mudança de propriedades reológicas pode ser em função da variação da polidispersão do polímero, que fornece informações sobre a homogeneidade da distribuição dos tamanhos.

Analisando também o outro produto mais abundante na formulação: a barita. Pode também ter acontecido a utilização de um produto com faixa de tamanho diferente da utilizada no artigo de referência. E com isso, as mudanças significativas relacionadas às propriedades reológicas. Problemas relacionados também à contaminação do sulfato de bário (barita) por contaminantes metálicos podem afetar as propriedades reológicas do fluido produzido.

As Figuras 16 e 17 apresentam gráficos com efeito comparativo com relação aos valores esperados de Limite de Escoamento e Viscosidade Plástica.

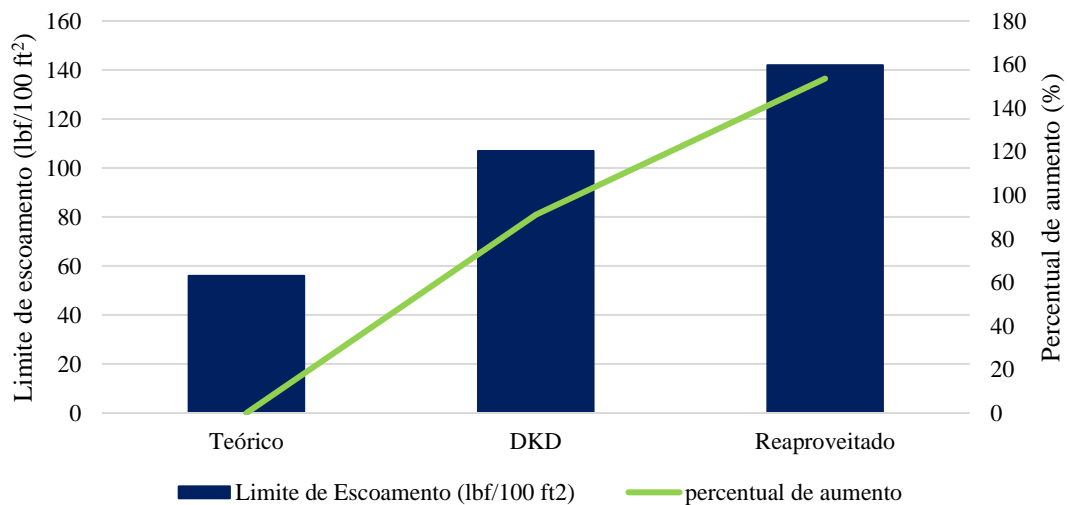
Figura 16. Resultados de viscosidade plástica teórica e para os fluidos DKD e fluido reaproveitado.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Como pode ser observado, a Figura 16 apresenta os resultados obtidos com a comparação de dados entre os valores teóricos e os valores obtidos experimentalmente da viscosidade plástica dos fluidos. Pode-se perceber que enquanto a faixa de viscosidade plástica teórica era entre 35 a 37 cP, o valor encontrado para o DKD de formulação original foi de 38 cP, valor similar, enquanto o valor medido para o fluido reaproveitado foi de 64, um aumento de 72%.

Figura 17. Resultados de Limite de Escoamento teórico e para os fluidos DKD e fluido reaproveitado.



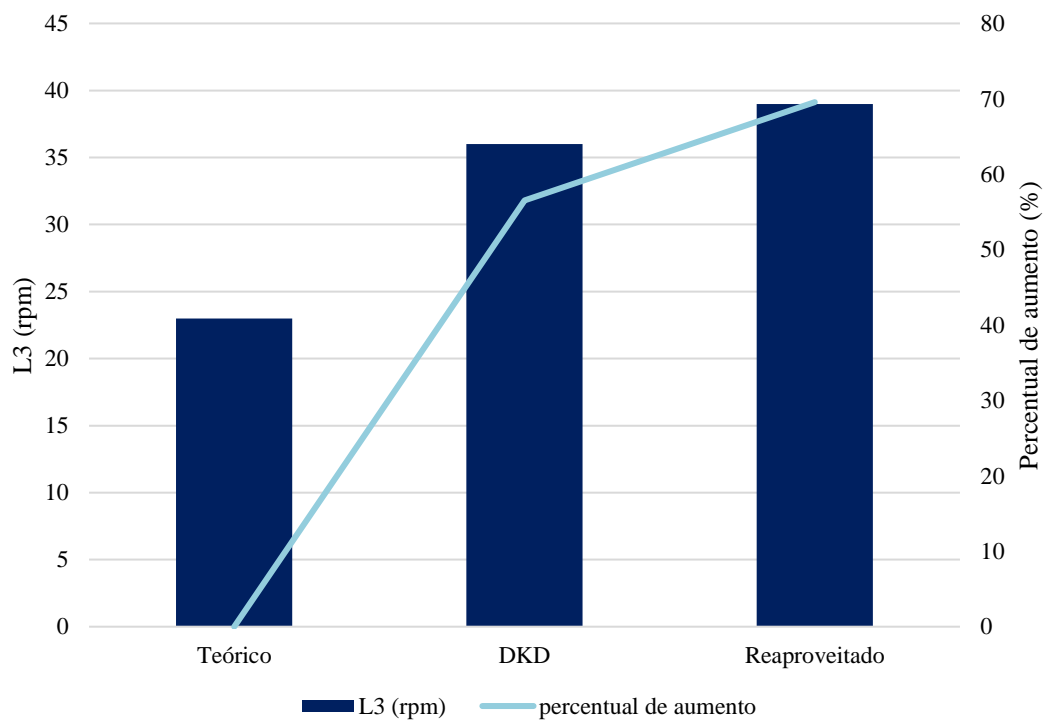
Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Para a análise do Limite de Escoamento, pode-se perceber que os valores apresentaram aumento considerável. Esperava-se que o LE atingisse valores entre 48 e 56 lbf/100 ft², no entanto, no fluido original encontrou-se o valor de 107 lbf/100 ft², significando um aumento de 91%, e no fluido reaproveitado, 142 lbf/100 ft², um aumento de 153%.

Estes valores, como discutidos anteriormente, podem ter sido causados por diferenças com a goma xantana, principal agente viscosificante e espessante, ou com a barita, agente adensante. Tais diferenças podem ser explicadas pelas diferenças das propriedades dos aditivos (índice de polidispersão, grau de pureza, entre outros) ou por contaminantes.

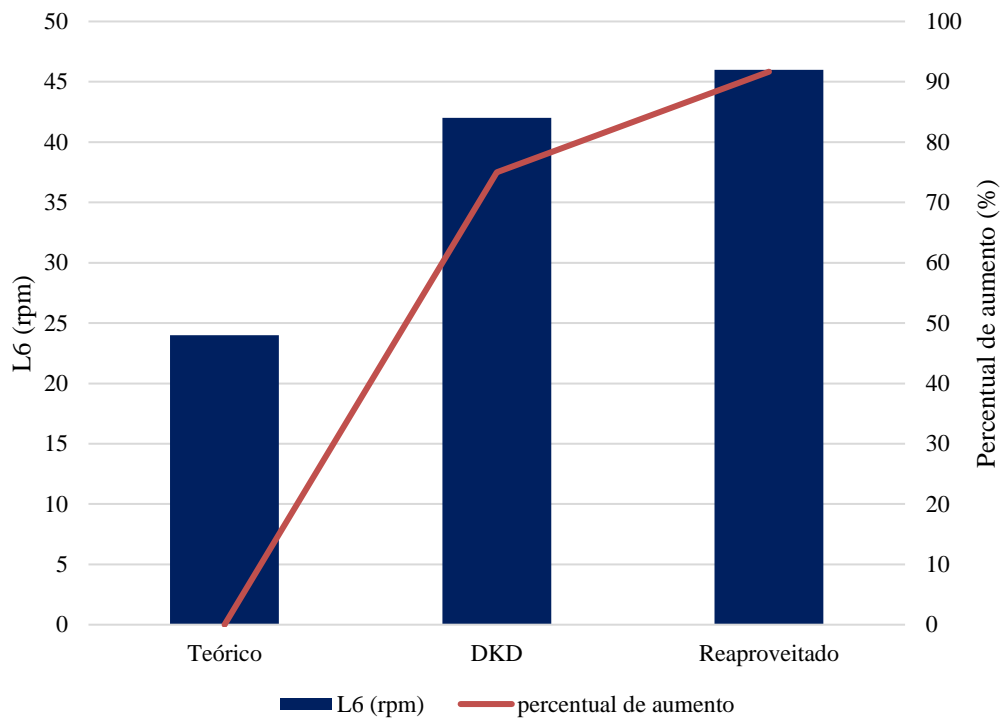
As Figuras 18 e 19 apresentam a variação de parâmetros como o L6 e L3.

Figura 18. Resultados de L3 teórico e para os fluidos DKD e fluido reaproveitado.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Figura 19. Resultados de L6 teórico e para os fluidos DKD e fluido reaproveitado.



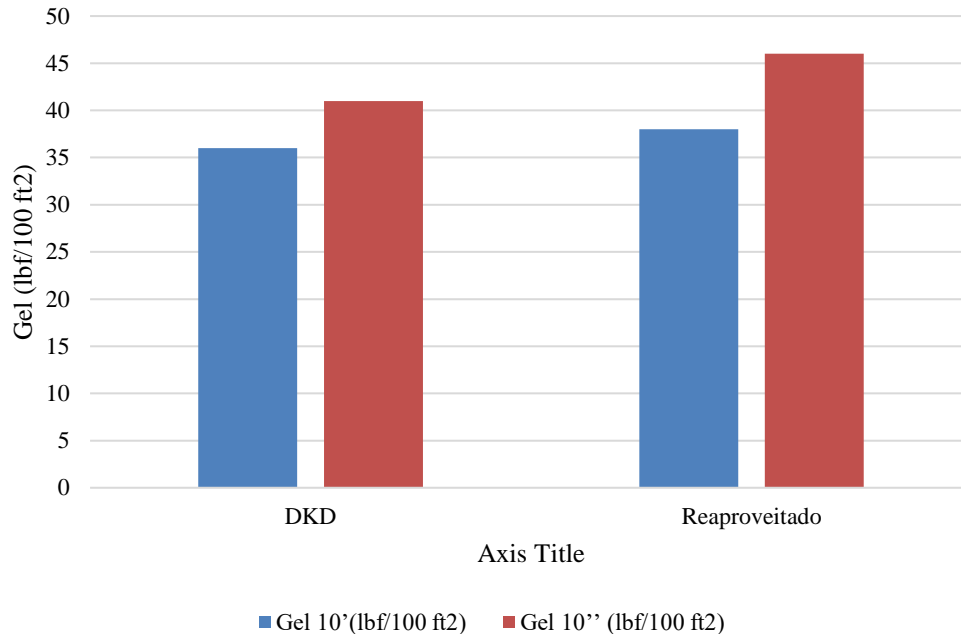
Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Esperava-se que as leituras de L3 e L6 estivessem dentro da faixa de 18 a 23 e 22 a 24 rpm, respectivamente. Porém, pode-se perceber que para os dados de leitura de L3, o DKD original apresentou valor de 36 rpm (aumento de 56%) e o DKD reprocessado, 39 rpm (69% de aumento). Bem como as leituras de L6, onde encontraram-se valores de 42 rpm para o DKD original (75% maior) e 46 rpm para o DKD reaproveitado (91% maior).

Por fim, a Figura 20 apresenta a comparação entre os valores de géis encontrados das duas amostras de fluido.

Analisando os gráficos da Figura 20, percebe-se que não foi encontrado valor para parametrizar os valores dos géis iniciais e finais. Portanto, quando comparados entre si, verifica-se que os géis iniciais do fluido de formulação original e reaproveitado foram de 36 e 38 lbf/100 ft², respectivamente. Do mesmo modo, apresentaram valores de géis finais de 41 e 46 lbf/100 ft². Sendo assim, percebe-se que houve pouca alteração de valores entre os fluidos. Além disso, a pequena diferença entre os valores de géis iniciais e finais aludem à baixa progressão de géis, característica positiva para fluidos de perfuração que garantem a baixa probabilidade de kicks no poço.

Figura 20. Resultados de géis iniciais e finais.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Pode-se analisar os parâmetros reológicos, como L6 e L3, as rotações do viscosímetro com menores velocidades, como fatores que dizem respeito à capacidade de sustentação de sólidos em suspensão. Visto o alto valor encontrado com as análises das amostras, pode-se dizer que os dois fluidos, tanto o de formulação original, quanto o fluido reaproveitado, apresentam boa sustentação de sólidos inertes, o que garante ao fluido menor probabilidade de sedimentação de sólidos como a barita e até mesmo os cascalhos de perfuração dentro da coluna de perfuração.

Como já dito anteriormente, a medição da força gel inicial avalia a resistência para iniciar o fluxo do fluido, enquanto a medição final avalia a resistência para retomar o fluxo após um período em repouso. Visto os elevados valores encontrados, tanto na medição de géis iniciais quanto finais, ambos os fluidos apresentaram certa resistência ao escoamento depois de tempo em repouso, o que pode conferir também, a gelificação do fluido e consequentemente, sustentação de sólidos em suspensão.

Essa resistência ao fluxo também pode ser evidenciada pelo alto limite de escoamento de ambos os fluidos, que é o parâmetro responsável por medir a tensão de cisalhamento inicial necessária para que o fluido escoe.

Não obstante, outro parâmetro também relacionado à concentração de sólidos no fluido é a Viscosidade Plástica (VP). De acordo com Vale et al. (2017), a viscosidade plástica é a medida da resistência interna do fluido ao escoamento, que resulta das interações com os sólidos presentes. Com isso, pode-se inferir que os resultados observados para a viscosidade plástica dos dois fluidos são altos, devido principalmente aos aditivos que foram acrescentados, como a Goma Xantana e Barita.

Além disso, outro fator que está diretamente relacionado aos parâmetros reológicos é a temperatura. Todos os testes realizados com o viscosímetro tinham como temperatura 80 °F, aproximadamente a temperatura ambiente. Tais valores obtidos nos artigos de referência (PESSANHA et al., 2015 e VIEIRA et al., 2014) que expressam os dados reológicos não evidenciam a temperatura de teste, o que pode ser uma das razões determinantes pela variação de parâmetros.

Como pôde ser observado, os parâmetros de reologia foram expressivamente maiores que os valores de referência esperados. Tais mudanças nos dados podem ser explicados conforme apontados anteriormente, pela diferença de parâmetros da Goma Xantana utilizada, assim como os aditivos e a barita adicionada.

Assim como apontado anteriormente, o aumento expressivo nos parâmetros reológicos pode ter relação com alguma possível contaminação dos aditivos, como por exemplo a barita, que pode conter óxidos, hidróxidos de ferro e sílica, com valores que podem ultrapassar 10% de teor de contaminantes. (MENEZES, 2002)

4.2 CUSTOS

Com base na formulação elaborada e apresentada na seção anterior, foi realizado o cálculo para produção de 500 barris, equivalente à uma batelada de produção, medida comumente utilizada nas plantas de fluidos. Com isso, pode-se avaliar a diferença de valor para a preparação de cada tipo de fluido.

A Tabela 16 apresenta os custos de produção do fluido DKD com a sua formulação original, onde são exibidos os custos com relação à matéria prima, analisando a quantidade de pacotes do produto necessário, seu tamanho e seu custo associado para compra desta embalagem. O custo associado à compra de cada tipo de produto foi obtido de acordo com dados encontrados durante consultas em portais virtuais.

Tabela 16. Custo de produção do fluido DKD de formulação original.

| Produto | Embalagem | | | Concentração | | Quantia | Custo/ Embalagem | Custo |
|------------------|-----------|--------|----|--------------|---------|---------|---------------------|-----------------------|
| | Emb. | Quant. | UN | C | UN | | | |
| Água | bbl | - | L | 0,85 | bbl/bbl | 442,50 | R\$ 0,03 | R\$ 13,24 |
| Cloreto de sódio | big bag | 1000 | Kg | 81,15 | lb/bbl | 18,41 | R\$ 551,50 | R\$ 10.152,50 |
| Goma Xantana | sc | 25 | Kg | 2,00 | lb/bbl | 18,15 | R\$ 653,65 | R\$ 11.862,44 |
| Barita | big bag | 1500 | Kg | 360,00 | lb/bbl | 54,44 | R\$ 1.712,41 | R\$ 93.230,45 |
| | | | | | | | Custo total | R\$ 115.258,63 |
| | | | | | | | Custo/bbl | R\$ 230,52 |

Fonte: Acervo Pessoal (2023).

É válido ressaltar que durante os testes em laboratório foi utilizada a água destilada, porém, visto a quantidade necessária de água para sua formulação, e a localização das plantas de fluidos, é utilizada a água industrial para produção de fluidos nas plantas.

Esta água geralmente pode ser paga, relativa à sua utilização, porém, visto que o custo de distribuição de água industrial é feito diferentemente em cada lugar, foi utilizada um preço simbólico para calcular o valor associado ao uso de água. Neste caso, foi utilizada a tarifa da cidade de Niterói, RJ. Geralmente, plantas de fluidos de perfuração estão localizadas em costas, devido aos Portos, a fim de facilitar o encontro com as embarcações, e o custo de utilização de água é feita por intermédio da logística portuária, que depende de cada local.

Na Tabela 17 são apresentados os custos associados para a produção de 500 bbl de fluido de reservatório.

Tabela 17. Custo de produção do fluido de reservatório.

| Produto | Embalagem | | | Concentração | | Quantia | Custo/ Embalagem | Custo |
|---------------------|-----------|--------|----|--------------|---------|---------|---------------------|----------------------|
| | Emb. | Quant. | UN | C | UN | | | |
| Água | bbl | - | L | 0,9137 | bbl/bbl | 456,85 | R\$ 0,03 | R\$ 13,67 |
| Goma Xantana | sc | 25 | Kg | 1,15 | lb/bbl | 10,44 | R\$ 653,65 | R\$ 6.820,90 |
| Redutor De Filtrado | sc | 50 | Kg | 7,75 | lb/bbl | 35,16 | R\$ 256,59 | R\$ 9.022,15 |
| Inibidor De Argila | sc | 50 | Kg | 10,5 | lb/bbl | 47,64 | R\$ 35,47 | R\$ 1.689,74 |
| Bactericida | can | 20 | L | 0,20 | lb/bbl | 2,01 | R\$ 1.328,09 | R\$ 2.666,17 |
| Antiespumante | can | 20 | L | 0,15 | lb/bbl | 1,70 | R\$ 284,92 | R\$ 484,76 |
| Selante 1 | sc | 1000 | Kg | 9,06 | lb/bbl | 2,06 | R\$ 760,56 | R\$ 1.563,15 |
| Selante 2 | sc | 1000 | Kg | 35,24 | lb/bbl | 7,99 | R\$ 1.279,78 | R\$ 10.230,81 |
| | | | | | | | Custo total | R\$ 32.491,35 |
| | | | | | | | Custo/bbl | R\$ 64,98 |

Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Na Tabela 18 são apresentados os custos de produção com as substâncias que foram adicionadas ao fluido a fim de transformá-lo em um fluido de perfuração DKD.

Tabela 18. Custo de produção do fluido DKD reaproveitado.

| Produto | Embalagem | | Concentração | | | Quantia | Custo/ Embalagem | Custo |
|------------------------|-----------|--------|--------------|--------|---------|---------|---------------------|-----------------------|
| | Emb. | Quant. | UN | C | UN | | | |
| Fluido de reservatório | bbl | - | L | 0,885 | bbl/bbl | 442,50 | R\$ 0,00 | R\$ 0,00 |
| Cloreto de Sódio | big bag | 1000 | Kg | 36,69 | lb/bbl | 8,32 | R\$ 551,50 | R\$ 4.590,20 |
| Goma Xantana | sc | 25 | Kg | 1,15 | lb/bbl | 10,44 | R\$ 653,65 | R\$ 6.820,90 |
| Barita | big bag | 1500 | Kg | 360,00 | lb/bbl | 54,44 | R\$ 1.712,41 | R\$ 93.230,45 |
| | | | | | | | Custo total | R\$ 104.641,56 |
| | | | | | | | Custo/bbl | R\$ 209,28 |

Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Ao analisar minuciosamente os custos de produção, tem-se que são necessários aproximadamente R\$ 230,00 para a produção de cada barril de DKD. Além disso, pode-se comparar com o custo final de produção do DKD reutilizado, onde tem-se menos de R\$ 210,00 para a produção de cada barril de DKD. A Tabela 19 apresenta a comparação de valores de produção.

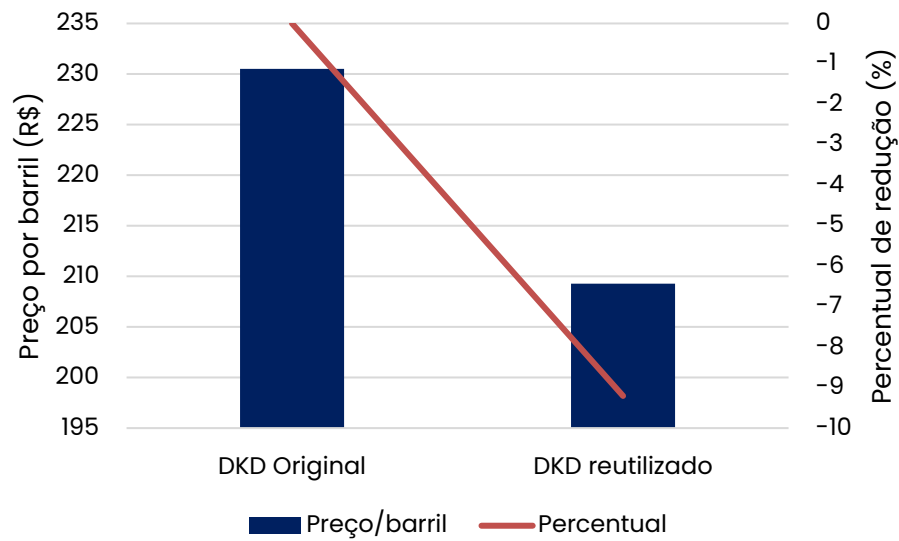
Tabela 19. Comparação de preços de produção.

| Custo por barril de DKD | Custo por barril de DKD reaproveitado |
|--------------------------------|--|
| R\$ 230,52 | R\$ 209,28 |

Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Com isso, pode-se observar a diminuição de cerca de 10% no valor de produção com a reutilização de fluidos aquosos, como pode ser visto também na Figura 21.

Figura 21. Relação comparativa de preços por barril produzido.



Fonte: Acervo Pessoal (2023).

Percebe-se, portanto, que houve diminuição substancial no preço por barril produzido, o que pode configurar em uma economia para a empresa.

Mesmo com o aumento significativo dos parâmetros reológicos, tal fluido pode ser tratado e conseqüentemente e ainda assim, haveria diferenças quanto ao custo da produção.

5 CONCLUSÕES

O presente trabalho analisou o reaproveitamento de fluidos de perfuração aquosos por meio da formulação e teste de fluido para o método DKD realizado com a formulação original e outra com fluido base água reaproveitado, por meio de testes laboratoriais e análise de custos de produção.

Como proposto, foram apresentadas as formulações utilizadas para o fluido tipo DKD e a formulação proposta para reutilizar outro tipo de fluido aquoso para reprocessamento, transformando-o em fluido do tipo DKD.

Os resultados experimentais apontam para uma divergência com relação aos parâmetros reológicos esperados, visto que ambos apresentaram teores de viscosidade, como a Viscosidade Plástica, L6 e L3 altos. Além disso, os Limites de Escoamento se mostraram significativamente maiores que os resultados apontados na literatura, o que confere maior esforço necessário para o escoamento do fluido. Tais propriedades, como já discutido anteriormente, podem ter sido influenciadas pelos parâmetros dos aditivos inseridos na solução, como a Goma Xantana e a Barita. Além disso, outro fator que deve ser levado em consideração quando comparados os resultados de reologia é a falta de detalhes com relação à temperatura dos testes utilizada para obter os dados da literatura, uma vez que a temperatura é uma das principais variáveis que influenciam na reologia de um fluido. Vale ressaltar que evidentemente que os parâmetros dos fluidos são regidos pelos seus aditivos, e quaisquer mudanças nos produtos adicionados caracterizam propriedades diferentes para os fluidos de perfuração.

Análogo à análise de propriedades, o custo de produção para os dois tipos de fluidos também foi estudado. Chegou-se ao desfecho que a reutilização de fluido de reservatório como base para o fluido tipo DKD incorre em valores mais baixos, o que implica em menores custos para produção e conseqüentemente, lucro para a empresa responsável pela planta de fluidos.

Pode-se concluir, portanto, que a utilização de fluido de reservatório para a formulação de fluido DKD foram vantajosas, visto a diminuição nos custos de produção e as propriedades reológicas semelhantes que foram observadas entre os dois fluidos. É importante ressaltar também a diminuição no impacto ambiental, visto que este fluido de reservatório seria descartado.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O trabalho apresenta determinados tópicos passíveis de melhorias, como o tratamento do fluido com reologia além do esperado, o que poderia trazer mais riqueza de detalhes para o presente trabalho. Ou seja, uma vez que os resultados não atingiram a faixa de parâmetros conforme esperado, poderia ser realizado o tratamento do fluido, após cálculos e testes, podendo ser sugerido então, outro tipo de formulação para o reaproveitamento.

6 REFERÊNCIAS

ALMEIDA, R. D. F.; SILVA, W. G. A. L. **Avaliação de fluidos de perfuração de base aquosa contendo poliglicóis modificados**. 2010. 72 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

AL-YAMI, A., AL-JUBRAN, M., WAGLE, V., AL-MULHIM, M. **Development of a New Reservoir-Friendly Drilling Fluid for Higher Gas Production**. Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/192762-MS>

ARRUDA, F. V. **Desenvolvimento de um software para controle de poço**. 2021. 23 f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Instituto do Mar, Universidade Federal de São Paulo, Santos, 2021.

BUSSMEYER, E. C.; HENKES, J. A. GESTÃO AMBIENTAL NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: sistema de gestão ambiental nas sondas de perfuração. **Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental**, [S.L.], v. 3, n. 2, p. 396, 11 nov. 2014. Anima Educação. <http://dx.doi.org/10.19177/rgsa.v3e22014396-462>.

COMMITTEE, Asme Shale Shaker. **Drilling Fluids Processing Handbook**. [S.L.]: Elsevier, 2004.

COSTA, P. A. N. **DESENVOLVIMENTO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO À BASE DE MICROEMULSÃO PARA SER UTILIZADO NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**. 2020. 46 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Química, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2020.

DIAZ, P. S.; VENDRUSCOLO, C. T.; VENDRUSCOLO, J. L. S. Reologia de Xantana: uma revisão sobre a influência de eletrólitos na viscosidade de soluções aquosas de gomas xantana. **Semina: Ciências Exatas e Tecnológicas**, [S. l.], v. 25, n. 1, p. 15–28, 2004. DOI: 10.5433/1679-0375.2004v25n1p15. Disponível em: <https://ojs.uel.br/revistas/uel/index.php/semexatas/article/view/1557>. Acesso em: 07 jul. 2023.

ELER, F. M. **Estudo da Sedimentação de Barita em Fluidos de Perfuração**. 2012. 69 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, 2012.

FERNANDES, L. A.; NASCIMENTO, R. C. A. M.; PEREIRA, E.; AMORIM, L. V. USO DA GOMA XANTANA EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SALGADOS PARA POÇOS DE ÁGUA. **Águas Subterrâneas**, [S. l.], 2012. Disponível em: <https://aguassubterraneas.abas.org/asubterraneas/article/view/27789>. Acesso em: 14 maio. 2023.

GONÇALVES, T. S. S. **Desenvolvimento de fluidos de perfuração poliméricos a base de microemulsões e avaliação de suas propriedades**. 2018. 112 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018.

GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. S. **Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta**. 4º PDPETRO. Campinas, São Paulo. 2007.

ISMAIL, A. R. *et al.* Drilling fluid waste management in drilling for oil and gas wells. **Chemical Engineering Transactions**, [S.L.], v. 56, p. 1351-1356, abr. 2017. AIDIC: Italian Association of Chemical Engineering. <http://dx.doi.org/10.3303/CET1756226>

KATTAH, S. **Pre-Salt Limestone Plays in Campos and Santos Basins, Brazil: Additional Potential Identified**. Paper presented at the OTC Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, October 2015. doi: <https://doi.org/10.4043/26101-MS>

LADISLAU, P. **Petrobras descobre pré-sal, em 2006, e inicia nova era do ‘ouro negro’ no Brasil**. 2017. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/acervo/em-destaque/petrobras-descobre-pre-sal-em-2006-inicia-nova-era-do-ouro-negro-no-brasil-22014518>. Acesso em: 31 maio 2023.

MEDEIROS, G. F. **Estudo de fluidos de perfuração aquosos: proposta de uma metodologia para caracterização**. 2015. 54 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

MELO, K. C. de. **Avaliação e modelagem reológica de fluido de perfuração base água**. 2008. 100 f. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

MENEZES, R. O. G. **Caracterização tecnológica da barita de Miguel Calmon, BA**. In: JORNADA DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA, 10., Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: CETEM/MCT, 2002.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **IBAMA**. INSTRUÇÃO NORMATIVA Nº 1, DE 2 DE JANEIRO DE 2018. Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/component/legislacao/?view=legislacao&force=1&legislacao=137998>

NANCREDE. **SODIUM CHLORIDE BRINE TABLES FOR 60° F (15.5° C)**. Disponível em: <https://www.necoindustrialwater.com/wp-content/uploads/2019/04/Sodium-Chloride-Brine-Table.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2023.

NITERÓI, Águas de. **Estrutura tarifária vigente**. Disponível em: <https://www.grupoaguasdobrasil.com.br/aguas-niteroi/agencia-virtual/estrutura-tarifaria/>. Acesso em: 11 jul. 2023.

OMLAND, T. H. **Particle settling in non-Newtonian drilling Fluids**. Dissertação de Ph.D. University of Stavanger, Faculty of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering, 2009.

PATEL, H. A.; SANTRA, A. **Organically modified layered magnesium silicates to improve rheology of reservoir drilling fluids**. Scientific Reports, [S.L.], v. 10, n. 1, p. 1-10, 17 ago. 2020. Springer Science and Business Media LLC. <http://dx.doi.org/10.1038/s41598-020-70752-1>.

PATRÍCIO, R. V. **Estudos de controle na perfuração de poços de petróleo em presença de Kick de gás**. 2016. 189 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, 2016.

PESSANHA, W., INDIO, M., and MIRANDA, A. **Riserless Drilling Technique for Maximizing Bore Hole Stability: Dynamic Kill Drilling Application in Offshore Brazil**. Paper presented at the OTC Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, October 2015. doi: <https://doi.org/10.4043/26173-MS>

PETROBRAS. **Exploração e Produção de Petróleo e Gás**. 2023. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/>. Acesso em: 31 jul. 2023.

PETROBRAS. **Home Blog Fatos e Dados home busca Conheça os diferentes tipos de poços de petróleo e gás natural**. 2015. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-os-diferentes-tipos-de-pocos-de-petroleo-e-gas-natural.htm>. Acesso em: 20 maio 2023.

RANGEL, N. da S. **GERENCIAMENTO DE RESÍDUOS DA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS OFFSHORE: FLUIDOS E CASCALHOS DE PERFURAÇÃO**. 2015. 62 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia de Campo Sms, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015.

ROMUALDO, B. de C. D. **Gestão dos resíduos sólidos gerados na perfuração offshore**. Anais III CONEPETRO. Campina Grande: Realize Editora, 2018. Disponível em: <https://www.editorarealize.com.br/index.php/artigo/visualizar/44024>>. Acesso em: 11/07/2023 04:01

SANTOS, M. B. **Perfuração de poços de petróleo: fluidos de perfuração**. Bolsista de Valor: Revista de Divulgação do Projeto Universidade Petrobras e If Fluminense, [s. l], v. 2, p. 121-128, maio 2012.

SANTOS, M. R. M. **Análise reológica de fluidos de perfuração**. 2012. 45 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

SOARES, A. S. L.; GARNICA, A. I. C.; CURBELO, F. D. da S. **ESTUDO REOLÓGICO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO COM CARACTERÍSTICAS BIODEGRADÁVEIS A**

BASE DE TENSOATIVO NP40 E ÓLEO DE CANOLA. **HOLOS**, [S. 1.], v. 6, p. 1–15, 2020. DOI: 10.15628/holos.2020.9571. Disponível em: <https://www2.ifrn.edu.br/ojs/index.php/HOLOS/article/view/9571>. Acesso em: 11 jul. 2023.

SOUSA, R. P. F. de; CURBELO, F. D. da S.; GARNICA, A. I. C.; ARAÚJO, E. A.; FREITAS, J. C. de O.; BRAGA, G. S. **Efeito da goma xantana e da bentonita no desempenho de um fluido de perfuração base microemulsão**. **HOLOS**, [S. 1.], v. 2, p. 1–12, 2020. DOI: 10.15628/holos.2020.7358. Disponível em: <https://www2.ifrn.edu.br/ojs/index.php/HOLOS/article/view/7358>. Acesso em: 11 jul. 2023.

SOUZA, C. E. C. **Ensaio Sobre os Mecanismos de Ação de Aditivos Poliméricos em fluidos de Perfuração**. Rio de Janeiro, 2007. 261 f. Tese (Doutorado em Química Orgânica) – Instituto de Química Orgânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

SOUZA, Pamela Soares Nogueira de. **DESCARTE DE RESÍDUOS DE PERFURAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: UM ESTUDO COMPARATIVO ENTRE A LEGISLAÇÃO BRASILEIRA E A DE OUTROS PAÍSES**. 2021. 75 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2021.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

VIERA, F. , LICONGA, N. , SANTOS, C. , SARPY, J. , DOVE, R. , BONFIM, O. , NAVARRO, R. , JONES, R. **First Dynamic Kill Drilling Application for Angola's Deep Water**. Paper presented at the SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, Galveston, Texas, USA, September 2014. doi: <https://doi.org/10.2118/170292-MS>