

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

JÊNIFER LAÍS HERCULANO DA SILVA

**CARACTERIZAÇÃO FÍSICO-QUÍMICA E MICROBIOLÓGICA DE UM
FLUIDO DE PERFURAÇÃO EMULSIONADO E AVALIAÇÃO DE SEUS
EFEITOS NA MICROBIOTA DO SOLO**

JOÃO PESSOA – PB

2025

JÉNIFER LAÍS HERCULANO DA SILVA

**CARACTERIZAÇÃO FÍSICO-QUÍMICA E MICROBIOLÓGICA DE UM
FLUIDO DE PERFURAÇÃO EMULSIONADO E AVALIAÇÃO DE SEUS
EFEITOS NA MICROBIOTA DO SOLO**

Dissertação submetida ao Programa
de Pós-Graduação em Engenharia
Química da Universidade Federal da
Paraíba, como parte dos requisitos
para a obtenção do título de Mestre.

Orientadora: Prof. Dra. Fabiola Dias
da Silva Curbelo

Co-orientadora: Prof^a.Dra. Ana
Flávia Santos Coelho

JOÃO PESSOA – PB

2025

JÊNIFER LAÍS HERCULANO DA SILVA

**CARACTERIZAÇÃO FÍSICO-QUÍMICA E MICROBIOLÓGICA DE UM
FLUIDO DE PERFURAÇÃO EMULSIONADO E AVALIAÇÃO DE SEUS
EFEITOS NA MICROBIOTA DO SOLO**

Dissertação apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Química do Centro de
Tecnologia da Universidade Federal
da Paraíba em cumprimento aos
requisitos para obtenção do título de
Mestre em Engenharia Química.

Aprovada em ____/____/____

BANCA EXAMINADORA:



Documento assinado digitalmente
FABIOLA DIAS DA SILVA CURBELO
Data: 07/12/2025 11:27:48-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dra. Fabiola Dias da Silva Curbelo – UFPB
(Orientador)



Documento assinado digitalmente
ANA FLAVIA SANTOS COELHO
Data: 07/12/2025 15:53:43-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dra. Ana Flavia Santos Coelho – UFPB
(Coorientadora)



Documento assinado digitalmente
RENNIO FELIX DE SENA
Data: 08/12/2025 11:35:54-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Rênio Felix de Sena – UFPB
(Examinador Interno)



Documento assinado digitalmente
EDSON DE ANDRADE ARAUJO
Data: 08/12/2025 15:02:41-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Edson de Andrade Araujo – UFCG
(Examinador Externo)

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

S586c Silva, Jénifer Laís Herculano da.

Caracterização de fluido de perfuração
emulsionado e seu impacto na microbiota do solo /
Jénifer Laís Herculano da Silva. - João Pessoa, 2025.

60 f.

Orientação: Fabiola Dias da Silva Curbelo.
Coorientador: Ana Flávia Santos Coelho.

Dissertação (Mestrado)- UFPB/CT.

UFPB/BC

CDU 631.46(043)

Elaborado por GRACILENE BARBOSA FIGUEIREDO - CRB-15/794

AGRADECIMENTOS

Concluir esta dissertação é um marco importante na minha trajetória acadêmica e profissional, e não teria sido possível sem o apoio e a contribuição de muitas pessoas que me ajudaram ao longo do caminho. Este é o momento de expressar a minha sincera gratidão a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

Primeiramente, agradeço a Deus pela força e sabedoria que me guiaram durante toda essa jornada. Sem a fé e perseverança, os desafios que surgiram no decorrer da pesquisa teriam sido muito mais difíceis de superar.

À minha família, especialmente a minha mãe Jacilene Bezerra, agradeço pelo amor, apoio incondicional e paciência durante todos esses anos. Vocês sempre acreditaram no meu potencial e me incentivaram a seguir em frente, mesmo nos momentos mais desafiadores. Agradeço também aos meus irmãos, Leonardo, Luana e Sávio, pelo carinho e compreensão ao longo dessa caminhada.

Não poderia deixar de mencionar minha orientadora Fabíola Curbelo e a coorientadora Ana Flavia Coelho, cuja orientação, paciência e dedicação foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho. A vasta experiência e conhecimento de vocês me ajudaram a trilhar os caminhos certos e a aperfeiçoar cada etapa da pesquisa. Obrigado por sempre me desafiar a buscar o melhor.

Agradeço aos professores do programa de pós-graduação, cujas aulas e discussões enriquecedoras ampliaram minha visão sobre o tema e contribuíram para o amadurecimento das minhas ideias. Aos colegas e amigos que conheci durante essa jornada, minha gratidão pela troca de conhecimentos e pelo apoio mútuo nos momentos mais difíceis, e em especial ao aluno da Graduação em Química Industrial Flaviano de Oliveira Cavalcanti Filho, pelo profissionalismo e empenho que contribuíram para o êxito dos experimentos.

Agradeço também, ao LAMI, LAPET/UFPB pela estrutura disponível para o desenvolvimento da pesquisa e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (Cnpq), Chamada CNPq/SEMPI/MCTI nº 021/2021 – Programa RHAE – Linha 2 – Start-Ups pela concessão da bolsa de estudos.

Por fim, dedico este trabalho a todos que, de alguma forma, me apoiaram, seja com uma palavra de incentivo, um conselho valioso ou simplesmente estando ao meu lado ao longo desse percurso. Cada um de vocês tem uma parte importante na realização desta conquista.

A todos, muito obrigada.

RESUMO

Este estudo investigou componentes de fluidos de perfuração à base de emulsão, com o objetivo de identificar fontes de contaminação e avaliar seu impacto na microbiota do solo. Para minimizar os danos ambientais, dois fluidos sustentáveis foram formulados utilizando pó de concha de molusco (PCM) como redutor de filtrado e óleo de coco saponificado (OCS) como tensoativo. A combinação desses componentes garantiu a formação de uma emulsão estável e a redução do volume de filtrado, sem comprometer significativamente a viabilidade dos microrganismos presentes no solo. A análise microbiológica indicou que o PCM e a solução aquosa viscosificante (GX) foram os principais contaminantes, apresentando resultados de $5,50 \times 10^2$ e $1,31 \times 10^5$ UFC/mL, respectivamente. Por outro lado, o OCS demonstrou atividade bactericida, não apresentando crescimento microbiano nas placas analisadas, contribuindo assim para a redução da contaminação microbiológica. Os fluidos foram testados em solo de estuário, conforme a norma ABNT NBR 10007:2004, assegurando a integridade das amostras. Os resultados demonstraram que o uso desses aditivos de origem biológica em fluidos de perfuração representa uma alternativa ecologicamente correta, sem efeitos adversos significativos na viabilidade dos microrganismos do solo. Conclui-se, portanto, que o PCM e o OCS são opções sustentáveis para a formulação de fluidos de perfuração, atendendo às regulamentações ambientais vigentes e aos princípios da economia circular.

PALAVRAS-CHAVE: Contaminação microbiológica, microrganismos aeróbios mesófilos, fluidos de perfuração, sustentabilidade.

ABSTRACT

This study investigated components of emulsion-based drilling fluids, aiming to identify sources of contamination and assess their impact on soil microbiota. To minimize environmental damage, two sustainable fluids were formulated using mollusk shell powder (MSP) as a filtrate reducer and saponified coconut oil (SCO) as a surfactant. The combination of these components ensured a stable emulsion and a reduction in filtrate volume without significantly compromising the viability of soil microorganisms. Microbiological analysis indicated that MSP and the viscosifying aqueous solution (GX) were the main contaminants, with results of 5.50×10^2 and 1.31×10^5 CFU/mL respectively, while SCO exhibited bactericidal activity, with no microbial growth observed on the analyzed plates, contributing to reduced microbiological contamination. The fluids were tested in estuarine soil in accordance with ABNT NBR 10007:2004 standards, ensuring sample integrity. The results showed that the use of these bio-based additives in drilling fluids is an environmentally friendly alternative with no significant adverse effects on the viability of soil microorganisms. Thus, it was concluded that MSP and SCO are sustainable options for drilling fluid formulation, in compliance with current environmental regulations and the principles of the circular economy.

KEYWORDS: Microbiological contamination, Mesophilic aerobic microorganisms, drilling fluids, sustainability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 - Diagrama de fases com composição de fase tensoativo óleo de coco saponificado, fase aquosa solução de glicerol (1:1) e fase oleosa óleo de coco saponificado.	20
Figura 3.2 - Classificação de Winsor, representação das interações e comportamentos das microemulsões em sistemas complexos	21
Figura 3.3 - Estuários, encontro do rio com o mar	33
Figura 4.1 - pHmetro testo 206 PH2	34
Figura 4.2 - Balança de Lama 140 (MUD BALANCE 140) - FAN	34
Figura 4.3 - Viscosímetro 35 A/ SR 12 Fann	37
Figura 4.4 - Representação esquemática da medição da espessura da torta de filtração	38
Figura 4.5 - Pontos de coleta de amostra de solo	38
Figura 4.6 - Procedimento de preparo de amostra de solo para contaminação com fluido de perfuração.	39
Figura 4.7 - Preparo das diluições decimal seriada para análise microbiológica	40
Figura 4.8 - Plaqueamento em superfície (spread plate) das amostras em estudo	40
Figura 5.1 - Resultados Reológicos dos Fluidos 1.1, 1.2, 2.1 e 2.2	42
Figura 5.2 - Resultados de análises microbiológicas	47

SUMÁRIO

1.INTRODUÇÃO	12
2. OBJETIVO	14
2.1 Objetivo geral	14
2.2 Objetivos específicos	14
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICO	15
3.1 Tipos básicos de fluidos	15
3.1.1 <i>Funções essenciais</i>	15
3.1.2 <i>Classificações</i>	15
3.2 Impactos ambientais e microbiológicos	18
3.3 Diagrama de fases	20
3.3.1 <i>Classificação de Winsor</i>	21
3.4 Impactos dos fluidos de perfuração no solo	23
3.5 Caracterização dos fluidos de perfuração	25
3.5.1 <i>Massa Específica</i>	26
3.5.2 <i>Reologia</i>	27
3.5.2 <i>Volume do filtrado</i>	28
3.3.2.1 <i>Importância dos aditivos para inversão do filtrado</i>	28
4. METODOLOGIA	30
4.1 Reagentes utilizados para análises e formulações dos fluidos de perfuração	30
4.1.1 <i>Solução de glicerol</i>	30
4.1.2 <i>Óleo de coco</i>	30
4.1.3 <i>Óleo de coco saponificado</i>	30
4.1.4 <i>Bentonita</i>	30
4.1.5 <i>Goma Xantana</i>	31
4.1.6 <i>Baritina</i>	31
4.1.7 <i>Pó de concha de molusco</i>	31
4.1.8 <i>Ácido Cítrico</i>	31
4.1.9 <i>Ágar padrão de contagem</i>	32
4.1.10 <i>Água peptonada</i>	32
4.2 Preparo de fluidos de perfuração	32
4.2.1 <i>Procedimento experimental</i>	33
4.3 Parâmetros físico químicos analisados no fluidos de perfuração	34
4.3.1 <i>Potencial hidrogeniônico</i>	34

4.3.2 <i>Massa específica</i>	34
4.4 Ensaios Reológicos	35
4.4.1 <i>Metodologia de leituras rotacionais</i>	36
4.4.2 <i>Determinação das forças géis</i>	37
4.5 Volume de filtrado	37
4.6 Coleta e contaminação do solo para análise microbiológicas	38
4.7 Análises microbiológicas	40
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO	42
5.1 Resultados físico – químicos dos fluidos de perfuração	42
5.2 Estudos reológicos	42
5.3 Volume de filtrado	45
6. CONCLUSÃO	50
REFERÊNCIAS	52

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o aumento na demanda global por petróleo bruto, impulsionado pela recuperação pós-COVID-19, a guerra na Ucrânia e a lenta retomada da produção de xisto nos EUA, trouxe mudanças significativas ao mercado de extração de petróleo **(Henderson, 2023; Penn, 2024)**. Isso resultou em maior foco na produção de reservas offshore, especialmente em águas profundas, já que as áreas rasas foram amplamente exploradas. África Ocidental, Brasil e Golfo do México lideraram essas iniciativas, sendo responsáveis por dois terços dos contratos de águas profundas **(Henderson, 2023; Nixon et al., 2016)**.

Apesar do potencial, a extração em águas profundas apresenta riscos significativos, como derramamentos de óleo difíceis de conter, com graves impactos econômicos e ecológicos. Um exemplo, é o desastre de 2010 no poço Macondo, no Golfo do México, que causou prejuízos superiores a U\$10 bilhões e danos ambientais extensos **(Bishop et al., 2017; Mason, 2019; NOAA Total Value Team, 2016a)**.

Os fluidos de perfuração desempenham um papel essencial nos processos de perfuração de poços petrolíferos, tanto em ambientes terrestres quanto marítimos. Suas funções principais incluem a lubrificação e resfriamento da broca, a remoção dos cascalhos de perfuração, a manutenção da estabilidade do poço e o controle da pressão de formação **(Caenn et al., 2017)**.

A composição dos fluidos de perfuração pode variar amplamente, dependendo do tipo de poço e das condições geológicas, mas geralmente são classificados em três categorias principais: à base de água (WBM – *Water-Based Mud*), à base de óleo (OBM – *Oil-Based Mud*) e sintéticos (*Synthetic-Based Mud*). Os WBM são compostos predominantemente por água, argilas como bentonita, aditivos químicos como lignossulfonatos, biocidas e agentes de controle de pH. Já os OBM contêm óleos minerais ou diesel como base contínua, com emulsificantes, tensoativos e outros aditivos que podem ser altamente tóxicos ao ambiente. Os fluidos sintéticos, por sua vez, são considerados uma alternativa menos impactante, mas ainda contêm compostos orgânicos complexos **(Neff, 2002)**.

O descarte inadequado dos fluidos de perfuração, especialmente os à base de óleo, pode causar impactos ambientais significativos, como contaminação do solo, da água

subterrânea e dos ecossistemas marinhos. Componentes como metais pesados (ex.: cádmio, chumbo, mercúrio) e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPAs) podem ser persistentes no ambiente e bioacumulativos, afetando organismos aquáticos e a cadeia alimentar **(Patin, 1999; UNEP, 2009)**.

Além disso, a liberação de compostos orgânicos voláteis (COVs) durante a manipulação ou queima dos resíduos também contribui para a poluição atmosférica e pode afetar a saúde humana, especialmente em áreas próximas a operações de perfuração **(OGP, 2003)**. Por essas razões, normas ambientais rigorosas e tecnologias de reciclagem e reuso dos fluidos têm sido implementadas para mitigar os impactos ambientais associados à exploração de petróleo.

Este trabalho, teve como objetivo desenvolver e caracterizar fluidos de perfuração com base emulsionada utilizando um adensante alternativo, produzido a partir da trituração de conchas de moluscos, resultando em um pó de granulometria variável. A proposta buscou aproveitar essa matéria-prima, geralmente descartada após a remoção dos moluscos, que são amplamente utilizados no preparo de pratos de frutos do mar. Os fluidos produzidos foram analisados microbiologicamente para compreender melhor as características dos seus componentes e seu impacto na microbiota do solo em caso de contaminação. Para isto, foi realizada a análise microbiológica em solo de mangue.

2. OBJETIVO

2.1 Objetivo geral

Desenvolver e caracterizar fluidos de perfuração sustentáveis — utilizando pó de concha de molusco (PCM) e óleo de coco saponificado (OCS) — e avaliar a ação antibacteriana do tensoativo, bem como os impactos dos fluidos no solo de mangue, em um período definido.

2.2 Objetivos específicos

- Desenvolver formulações de fluidos emulsificados estáveis incorporando PCM e OCS, e medir parâmetros de estabilidade e volume de filtrado.
- Analisar microbiologicamente os componentes isolados (PCM, OCS, matriz viscosificante) e os fluidos formulados com base em contagens de UFC (unidades formadoras de colônia)/mL e indicadores de viabilidade.
- Determinar a atividade antimicrobiana do OCS isolado contra microrganismos do solo de mangue, através de testes de inibição em placa (diâmetro de halo ou ausência de crescimento)

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICO

3.1 Tipos básicos de fluidos

Nos últimos anos, com a exploração e desenvolvimento das reservas de petróleo e gás em águas profundas, ultra profundas, a necessidade de fluidos de perfuração menos agressivos emergiu como questões críticas que impactam diretamente a segurança ambiental, sendo um desafio, pois o uso dos fluidos de perfuração é fundamental para a extração de petróleo em ambientes caracterizados por altas temperaturas e elevada salinidade (Lei et al., 2021; Jiang et al., 2022; Ma et al., 2021; Wang et al., 2023; Yang et al., 2023).

3.1.1 Funções essenciais

Os fluidos de perfuração utilizados em poços ultra profundos são, em sua maioria, formulados com base em fluidos de alta densidade, podendo ser à base de água ou de óleo, conforme as exigências operacionais específicas (Zhou et al., 2023). Esses fluidos desempenham múltiplas funções essenciais durante o processo de perfuração, incluindo o resfriamento e a lubrificação da broca, o transporte de cascalhos gerados pela perfuração, a estabilização das paredes do poço, a vedação de fraturas e a prevenção da migração de fluidos do reservatório para o interior do poço (Duan et al., 2024).

O deslocamento do fluido ocorre por meio do fluxo contínuo através da coluna de perfuração, passando pela parede do poço até alcançar a peneira vibratória, onde os sólidos removidos são separados. Após essa etapa, o fluido é resfriado e tratado para permitir sua reutilização (Davoodi et al., 2019; Ahmad et al., 2018; Lei et al., 2022; Ge et al., 2012). Em condições convencionais de perfuração, a pressão do fluido no poço normalmente excede a pressão do reservatório, promovendo a filtragem de parte do fluido através da parede do poço, o que pode afetar a integridade da formação (Duan et al., 2024).

3.1.2 Classificações

Classificados com base em seu componente principal, os fluidos de perfuração são categorizados em três grupos: fluidos à base de gás, à base de óleo e à base de água (Li et al., 2016). Estes fluidos apresentam comportamento tixotrópico, ou seja, suas características como viscosidade, mudam à medida que a taxa de cisalhamento aumenta,

que é uma propriedade essencial para otimizar o processo de extração de petróleo em diferentes condições operacionais (Meng et al., 2012).

A perda de circulação em operações de perfuração é controlada por meio do uso de aditivos específicos conhecidos como Materiais de Perda de Circulação (MPC) (Freire et al., 2018). Esses componentes atuam como bloqueadores modificados para minimizar a perda de fluidos para as formações rochosas, promovendo o selamento de fraturas no poço ou suavização da infiltração em formações de alta permeabilidade (Duque et al., 2015).

3.1.3 Tensoativos

Os tensoativos são empregados principalmente para emulsificar e atuar como agentes umectantes de sólidos. Eles estabelecem a tensão interfacial entre a água, que é uma fase dispersa, e o óleo sintético, que é uma fase contínua, estabilizando a emulsão por meio da adsorção nas interfaces entre óleo e água. Em diversas formulações, utiliza-se uma combinação de dois ou mais tensoativos, que podem ser catiônicos, aniônicos ou não iônicos, para produzir um fluido de emulsão invertida estável (Kania et al., 2021).

Tensoativos iônicos formam uma classe de compostos líquidos à temperatura ambiente, são compostos químicos que possuem uma parte hidrofílica (afinidade com a água) carregada eletricamente, e uma parte hidrofóbica (afinidade com óleos e gorduras). Essa estrutura permite que eles atuem como **agentes de interface**, reduzindo a tensão superficial entre líquidos imiscíveis (como óleo e água) e facilitando a formação de emulsões. Eles são caracterizados por sua baixa volatilidade, alta estabilidade térmica e elevada condutividade iônica. Além disso, por serem não tóxicos e não inflamáveis, são considerados mais seguros para o meio ambiente. Essas características exclusivas tornam os tensoativos aniônicos especialmente importantes para uma ampla gama de aplicações, incluindo eletroquímica, dispositivos de armazenamento de energia, catálise, ciência da separação, bem como nas indústrias farmacêuticas e de biotecnologia (Singh et al., 2024).

Altamente versáteis, os tensoativos são específicos de uma classe fundamental de produtos químicos, de grande relevância econômica e com expressiva demanda de mercado. Eles desempenham papéis de destaque em uma ampla variedade de aplicações, que incluem desde o uso doméstico até processos industriais e aplicações médicas, sendo

indispensáveis em muitos setores devido a sua ampla aplicação (Aslam, et al., 2021; Li et al., 2023; Vakh et al., 2023 Xu et al., 2023).

3.1.4 Sustentabilidade

Para que um fluido de perfuração seja capaz de mitigar a perda de circulação, é necessário conter em sua composição partículas sólidas de tamanhos variados, projetados para impedir a invasão do fluido no reservatório (Freire et al., 2018). Entre os materiais comumente utilizados estão mica, grafite, esferas de vidro, celulose nanocristalina, oxalato de urânio, bentonita e biopolímeros, entre outros. Esses aditivos desempenham um papel crucial para selar fraturas e prevenir a perda de fluido para formações rochosas, contribuindo para a eficiência e segurança das operações de perfuração (Abdo et al., 2016; Alsaba et al., 2016; Al-Sabagh et al., 2016; Sabagh et al., 2016; Bourcier et al., 2016; Nasiri et al., 2017; Oort et al., 2016).

A incompatibilidade entre o fluido de perfuração e a formação geológica pode comprometer significativamente a eficiência operacional do poço, resultando em perdas econômicas expressivas e redução da produtividade. Essa incompatibilidade pode causar problemas como instabilidade da formação, danos à zona de produção e redução da permeabilidade da rocha, o que dificulta o escoamento dos hidrocarbonetos (Elkatatny et al., 2019; Byrne & Qutob, 2015; Zhao et al., 2019).

Os fluidos de perfuração podem ser formulados de diversas formas, dentre elas emulsão e microemulsão. Com relação aos fluidos formulados a base de microemulsão eles têm se mostrado uma alternativa viável devido à sua melhor estabilidade termodinâmica e tamanho estrutural em comparação com emulsões, proporcionando maior longevidade a sistemas de misturas óleo/água (Tartaro et al., 2020). Estudos demonstram que os fluidos de microemulsão apresentam vantagens sobre os fluidos aquosos convencionais, tais como: redução da perda por infiltração, aumento das taxas de perfuração, prolongamento da vida útil da broca, melhorando a lubrificação da coluna de perfuração e diminuindo os custos de perfuração (Wanderley et al., 2020).

Conforme Curbelo et al. (2021) observaram, os fluidos de perfuração baseados em sistemas microemulsionados demonstram ser uma opção viável devido à sua alta lubricidade, estabilidade, custo reduzido e à formação de uma torta de filtro fina

cterísticas aprimoradas pela presença da microemulsão. **Hayes et al. (1977)** descrevem que um fluido de perfuração microemulsionado em óleo possui uma ampla faixa de tolerância à salinidade, boa resistência ao gel e baixa perda de filtrado. Outros pesquisadores também têm explorado a viabilidade desses fluidos (**Davies et al., 1997; Garnica et al., 2020; Quintero et al., 2009**).

3.2 Impactos ambientais e microbiológicos

Os fluidos de perfuração à base de óleo ideais devem possuir densidade, especificidade e capacidade necessária para suspender e transportar partículas sólidas, especialmente quando o processo de perfuração for interrompido. Nos fluidos de perfuração formulados com base em microemulsão água em óleo (A/O) ou óleo em água (O/A), juntamente com tensoativo, a água está praticamente inacessível aos microrganismos, sendo essa uma das principais causas da ação antimicrobiana. Há registros na literatura indicando que as microemulsões apresentam atividades na membrana, sendo antimicrobianas e autoconservantes por natureza (**Al-Adham et al., 2000; Kaur & Mehta, 2017**). Isso ocorre porque as bactérias não conseguem sobreviver em gordura ou óleo puros, enquanto a presença de água é essencial para seu crescimento e reprodução (**Al-Adham et al., 2000**).

Recentemente, a pesquisa sobre microemulsões como agentes antimicrobianos em alimentos elevou a discussão sobre a relação entre a estabilidade das microemulsões e suas propriedades antimicrobianas. O conceito de microemulsões, que são dispersões de gotas de óleo em água estabilizadas por surfactantes, sugere que a eficácia antimicrobiana está intimamente ligada às características físico-químicas dessas soluções (Machado et al., 2015). Além disso, Os lipossomos, que são vesículas esféricas compostas por uma ou mais camadas de lipídios, podem se fundir com as membranas bacterianas, resultando na interrupção da integridade da membrana e no aumento da permeabilidade (Gao et al., 2014). Até o momento, estudos que utilizam microemulsões de tensoativos mistos em IPM (óleo lipofílico polar) não foram relatados. Assim, é essencial aprofundar a compreensão da relação entre as propriedades físico-químicas e termodinâmicas das microemulsões e sua atividade antimicrobiana.

Existem também alguns relatos sobre as propriedades antimicrobianas das microemulsões como os de **Al-Adham et al., (2003)** que avaliaram a estabilidade de várias microemulsões, sob o ponto de vista microbiológico, por meio da observação da

cinética de morte e microscopia eletrônica de transmissão das bactérias *Pseudomonas aeruginosa* e *Staphylococcus aureus*. Foi comprovado que o rompimento das membranas foi a principal causa de morte, ocorrendo muito rápido, em pouco menos de 45 segundos, após o contato com os componentes contaminados com bactérias.

Em comparação aos fluidos à base de óleo e à base de água, o fluido de drenagem emulsionado de água em óleo apresenta uma melhor adaptabilidade ambiental, ao mesmo tempo que preserva as vantagens dos fluidos completamente à base de óleo. Devido a essas características, esse tipo de fluido tem sido amplamente explorado na perfuração de poços horizontais em reservatórios de gás de xisto (**Deng et al., 2024**).

Fluidos de perfuração à base de óleo trazem diversos efeitos negativos ao meio ambiente, principalmente devido à presença de compostos tóxicos e hidrocarbonetos que podem causar contaminação do solo, da água subterrânea e dos ecossistemas aquáticos, além de apresentarem baixa biodegradabilidade (**Fadairo et al., 2022; Mahto; Paswan et al., 2022; Sousa et al., 2021**). Esses impactos são particularmente preocupantes em ambientes offshore, onde o descarte inadequado dos cascalhos contaminados pode resultar em bioacumulação e toxicidade crônica para organismos marinhos (**Patin, 1999; Neff, 2002**). Para mitigar esses danos, foram desenvolvidos fluidos de perfuração à base de emulsão, incluindo emulsões inversas e fluidos sintéticos, que oferecem desempenho técnico semelhante, mas com menor impacto ambiental. No entanto, esses ainda apresentam limitações quanto ao custo e ao descarte seguro dos resíduos (**Acharya et al., 2020; Ogolo et al., 2022**).

De modo geral, a maioria das operações de perfuração em todo o mundo utiliza fluidos à base de água, devido ao seu menor impacto ambiental, maior disponibilidade e custos reduzidos em comparação aos fluidos à base de óleo (**Yang et al., 2023**). Apesar de apresentarem menor desempenho em formações complexas, os fluidos à base de água vêm sendo, constantemente, aprimorados com aditivos e polímeros biodegradáveis que aumentam sua eficiência e reduzem os danos à formação e ao meio ambiente (**Huang et al., 2022; Iqbal et al., 2021**).

O fluido de aplicação à base de óleo é um sistema de emulsão no qual a água atua como fase aquosa, enquanto o óleo constitui uma fase contínua (**Pu et al., 2022**). Para sua formulação são adicionados emulsificantes, agentes umectantes, colóides lipofílicos

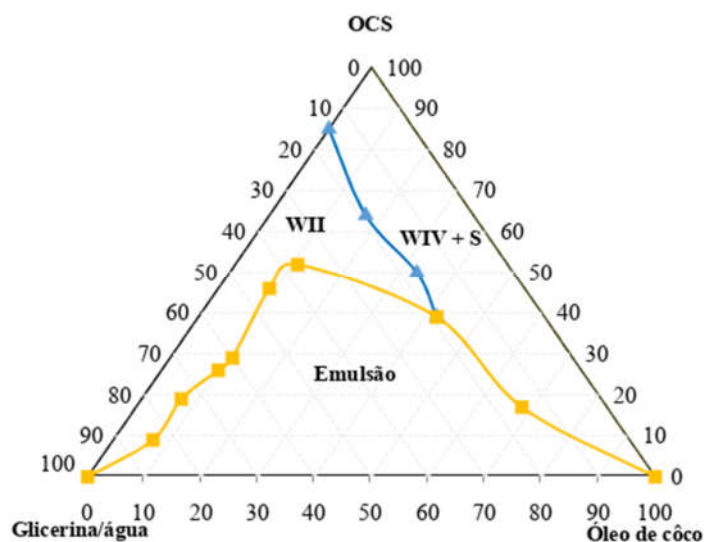
e agentes de ponderação em quantidades específicas. Esses componentes são importantes para a estabilidade e a eficiência do fluido durante a operação, otimizando suas propriedades reológicas e de controle (Pu et al., 2022).

Na indústria de perfuração de poços para exploração de petróleo e gás, são empregados fluidos de perfuração contendo uma variedade de aditivos químicos, os quais são selecionados de acordo com as características específicas de cada poço. Ao selecionar e formular um fluido de perfuração, diversos aspectos devem ser cuidadosamente considerados, tais como preocupações ambientais e de segurança, estabilidade do xisto, zonas de perda de fluido na formação, viabilidade econômica, entre outros (Okoro et al., 2019).

3.3 Diagrama de fases

Para a formulação de fluidos com base de emulsão ou microemulsão é necessário a construção de um diagrama de fase (Figura 3.1). Diagramas de fase são sistemas que combinam elementos com pontos de fusão ou ebulição muito distintos, são especialmente desafiadores de se investigar experimentalmente devido aos diversos obstáculos que surgem durante o processo de atingir o equilíbrio. Esses desafios incluem dificuldades em manter as condições de temperatura e pressão adequadas, além de controlar as interações entre os componentes, o que pode comprometer a obtenção de resultados precisos sobre as fases envolvidas (Gastenauer e Richter, 2024).

Figura 3.1 - Diagrama de fases com composição de fase tensoativo óleo de coco saponificado, fase aquosa solução de glicerol (1:1) e fase oleosa óleo de coco.



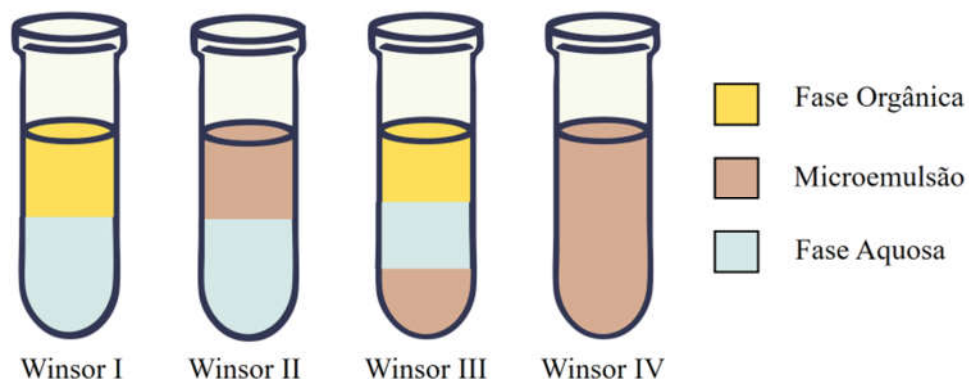
3.3.1 Classificação de Winsor

A classificação de Winsor define quatro tipos principais de microemulsões, conhecidos como Winsor I, Winsor II, Winsor III e Winsor IV. Cada tipo descreve a distribuição das fases (óleo, água e tensoativo) e as condições de equilíbrio entre elas. Essas classificações ajudam a prever como essas fases se organizam dependendo de fatores como a concentração de tensoativo, a temperatura, a pressão e as propriedades das substâncias envolvidas.

- **Winsor I:** Uma fase de óleo em equilíbrio com uma fase emulsificada (óleo e água), é tipicamente uma emulsão óleo-em-água (O/A).
- **Winsor II:** Uma fase aquosa em equilíbrio com uma emulsão, geralmente uma emulsão água-em-óleo (A/O).
- **Winsor III:** Sistema trifásico, onde há uma fase de óleo, uma fase de água e uma fase emulsificada separando-as.
- **Winsor IV:** Sistema monofásico, onde há uma mistura homogênea de óleo, água e tensoativo.

Essa classificação é fundamental para entender as interações e comportamentos dessas microemulsões em sistemas complexos, como mostrado na Figura 3.2.

Figura 3.2 - Classificação de Winsor, representação das interações e comportamentos das microemulsões em sistemas complexos



Fluidos de perfuração à base de óleo são amplamente utilizados em operações de perfuração devido ao seu bom desempenho técnico, mas apresentam diversos efeitos negativos ao meio ambiente, especialmente em regiões sensíveis como áreas costeiras e manguezais. Esses fluidos contêm compostos tóxicos e hidrocarbonetos de baixa biodegradabilidade, que podem contaminar o solo e os corpos d'água, além de causar bioacumulação em organismos marinhos (Fadairo et al., 2022; Mahto; Paswan et al., 2022; Sousa et al., 2021; Neff, 2002; Patin, 1999).

Para mitigar esses impactos, desenvolveram-se fluidos à base de emulsões, como as emulsões inversas e os fluidos sintéticos, que oferecem menor toxicidade, embora ainda apresentem limitações quanto ao custo e à estabilidade em condições ambientais adversas (Acharya et al., 2020; Ogolo et al., 2022). Em ambientes altamente salinos como os manguezais, a estabilidade desses sistemas emulsificados pode ser severamente comprometida pelo fenômeno conhecido como **evento de Winsor**, que descreve a transição entre diferentes estruturas de emulsões (Winsor I, II e III), influenciada por fatores como a concentração de eletrólitos, temperatura, tipo de tensoativo e proporção óleo-água (Kahlweit, 1981; Salager et al., 2000).

A predominância do tipo Winsor II ou III sob alta salinidade pode levar à separação de fases, redução da viscosidade e perda das propriedades reológicas do fluido, comprometendo sua eficácia durante a perfuração e aumentando o risco de colapsos de poço e danos à formação (Kumar et al., 2021; Sousa et al., 2021). Assim, o planejamento

de fluidos de perfuração para regiões de manguezal deve considerar cuidadosamente o comportamento interfacial dos sistemas emulsificados e utilizar aditivos compatíveis que assegurem estabilidade sob condições salinas extremas.

3.4 Impactos dos fluidos de perfuração no solo

A literatura indica que os fluidos de perfuração, possuem como componentes principais resíduos de sais, partículas sólidas e polímeros. Esses resíduos aderem ao solo principalmente por meio de conexões poliméricas, encapsulamento, transporte de sais e partículas sólidas. Segundo **Mansour et al. (2022)**, os fluidos de perfuração à base de óleo tendem a ter mais resíduos em comparação com os fluidos à base de água.

A contaminação do solo por íons pesados, como chumbo, zinco, ferro, manganês e cobre, representa significativos riscos ambientais, incluindo a poluição da água e do solo, podendo perturbar o ecossistema (**Li et al., 2023**). Os fluidos de perfuração deixam resíduos que aderem ao revestimento e as ferramentas usadas na perfuração, após a cimentação (**Zhu et al., 2011**). Essa contaminação leva a problemas como dificuldade da coluna descer pelos tubos e assentamentos prematuros dos obturadores, o que vai impactar de forma significativa o progresso da produção e levar a um aumento dos riscos das operações no subsolo (**Guo et al., 2019**).

Os microrganismos presentes no solo desempenham um papel crucial em diversos processos bioquímicos. Eles são essenciais para a preservação da matéria orgânica, participando da ciclagem de elementos como nitrogênio, fósforo, potássio e cálcio, assim como para a transformação do fósforo no ambiente (**Karolina e Maria 2018; Nannipieri et al., 2003**). A contaminação do solo, pode levar a uma alteração na microbiota natural, causada pelo descarte de cascalhos, ocorrendo derramamentos acidentais de óleo durante as etapas de extração de petróleo (**Aditya e Dong 2019**).

De acordo com as diretrizes estabelecidas pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), a investigação confirmatória de passivo ambiental em solo e água subterrânea é regulamentada pela norma NBR 15515-2 (Passivo ambiental em solo e água subterrânea Parte 2: Investigação confirmatória). Esta norma fornece orientações específicas para essa etapa do processo e informa que a presença de substâncias químicas no ar, água ou solo, resultantes de atividades humanas, em concentrações que limitam a utilização desse recurso ambiental para os usos atuais ou pretendidos, é definida com base

na avaliação de risco para a saúde humana e para os bens a serem protegidos, em um cenário de exposição padronizado ou específico.

Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) estabeleceu a Instrução Normativa nº 16, em 25 de junho de 2018, complementando a Instrução Normativa nº 01, de 2 de janeiro de 2018, que define diretrizes rigorosas para o uso e descarte de fluidos, cascalho e pastas de cimento nas atividades de perfuração marítima. Essa normativa estabelece o Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalho, regulamentando as condições ambientais de uso e descarte, especialmente para fluidos de perfuração e complementares de base aquosa, foco deste estudo.

Os estuários são zonas costeiras especiais (Figura 3.3), localizados na transição entre ecossistemas terrestres e marinhos, onde águas doces, provenientes de rios ou lagos, se misturam com águas salgadas do oceano. Esses ambientes de transição são reconhecidos pela sua elevada produtividade biológica e pela sua importância ecológica. A dinâmica dos estuários é regulada tanto pelas marés oceânicas quanto pelos fluxos de água doce, resultando em um ambiente de salinidade variável, o que torna esses sistemas únicos e complexos.

Figura 3.3 - Encontro entre águas fluviais e marinhas em um estuário



Fonte: Iguiecolgia, disponível em: <https://www.iguiecolgia.com/estuarios/>

As zonas úmidas dos estuários desempenham um papel crucial, sendo influenciadas pela interação entre rios e marés, e regulando processos essenciais como a interceptação de impurezas, a resistência às inundações, a manutenção da biodiversidade e a mitigação das mudanças climáticas (Barbier et al., 2011; Jiang et al., 2020). Além disso, essas zonas úmidas são importantes transportadores de nutrientes nos ciclos biogeoquímicos, controlando o transporte, a acumulação e a regeneração de elementos essenciais para o equilíbrio ecológico (Luo et al., 2019; Telfeyan et al., 2017).

3.5 Caracterização dos fluidos de perfuração

Foram consideradas as características reológicas dos fluidos, volume de filtrado, massa específica, e análise e ajuste de pH, uma vez que o OCS utilizado e formulado no Laboratório de Operações Unitárias da UFPB apresenta excesso de NaOH, o que resulta em um pH não ideal para fluidos de perfuração. A análise reológica e volume do filtrado dos fluidos foi realizada em duplicata para dois tipos de fluido (fluido 1 e fluido 2).

3.5.1 Massa Específica

A massa específica (ou densidade) é definida como a razão entre a massa de uma substância e o seu volume, geralmente expressa em g/cm^3 ou kg/m^3 . No contexto de fluidos de perfuração e completação, essa propriedade é fundamental, pois influencia diretamente o controle de pressão no poço, a estabilidade das formações e a eficiência das operações de perfuração (Caenn, Darley & Gray, 2011).

A determinação precisa da massa específica do fluido é essencial para garantir a segurança operacional. Um fluido com massa específica inadequada pode resultar em problemas como influxos de formação, colapsos da parede do poço ou até blowouts. Assim, ajustar essa propriedade é uma prática comum na engenharia de poços, sendo realizada principalmente por meio da adição de aditivos adensantes (Ayers et al., 2022).

Dentre os aditivos utilizados para esse fim, a barita é um dos mais amplamente empregados, conforme destacado por Leusheva et al. (2022), devido à sua alta densidade ($4,2 - 4,48 \text{ g/cm}^3$), dureza moderada, boa estabilidade, além de ser não magnética e não tóxica. Essas características tornam a barita uma escolha eficaz e segura para ajuste da massa específica do fluido.

No entanto, outros aditivos também são utilizados, cada um com suas vantagens e desvantagens:

- **Hematita (Fe_2O_3):** Possui densidade ainda maior que a barita (cerca de $5,0 - 5,3 \text{ g/cm}^3$), o que permite alcançar massas específicas mais elevadas com menor volume de material. No entanto, sua alta abrasividade pode causar desgaste em equipamentos de bombeio e perfuração, além de apresentar propriedades magnéticas que podem interferir em ferramentas de medição (Growcock et al., 1994; Bourgoyne et al., 1986).
- **Galena (PbS):** Com densidade superior a $7,5 \text{ g/cm}^3$, a galena é extremamente eficiente na elevação da massa específica do fluido. No entanto, seu uso é limitado devido à toxicidade do chumbo, riscos ambientais e custo elevado (Caenn, Darley & Gray, 2011).
- **Carbonato de cálcio (CaCO_3):** Utilizado principalmente em operações de completação e em situações que exigem aditivos solúveis ou com baixa

abrasividade. Sua densidade é menor que a da barita (cerca de $2,7 \text{ g/cm}^3$), o que exige maior volume para alcançar massas específicas elevadas. No entanto, sua solubilidade em ácidos pode ser vantajosa em operações de limpeza ou dissolução controlada (Patel et al., 2007).

- **Microsfers de ferro (ferrosilício ou ferro fundido):** Têm densidades elevadas e podem ser utilizadas para ajustes finos de densidade, mas seu uso é mais comum em aplicações específicas, como fluidos pesados para controle de poços ou cimentação balanceada (Caenn, Darley & Gray, 2011).

A escolha do aditivo adequado depende de fatores como o objetivo do fluido, as características da formação, os limites ambientais, os custos operacionais e as interações com outros componentes da lama.

3.5.2 Reologia

A análise reológica desempenha um papel fundamental, permitindo determinar como o fluido se comportará em diversas condições de temperatura, pressão e taxa de cisalhamento. Isso é crucial, pois pode impactar diretamente a taxa de penetração e os custos, ao aplicar técnicas de otimização hidráulica para maximizar a eficiência da bomba (Guo & Liu, 2011). No campo, as propriedades reológicas de interesse incluem o índice de comportamento de fluxo (n) e o índice de consistência (k), ambos usados para cálculos relativos a perdas de pressão e capacidade de elevação (Moore, 1986); viscosidade aparente e viscosidade plástica, limite de escoamento, utilizado como indicador primário das forças atrativas entre sólidos (Caenn et al., 2011; Liu et al., 2021); e resistência do gel, medida em lbf/ft^2 .

A análise da reologia do fluido de perfuração é fundamental, pois seu desempenho durante a operação de perfuração é influenciado por características como viscosidade, resistência do gel e tixotropia (Elkatatny et al., 2019; Fakoya & Ahmed, 2018). Segundo Power e Zamora (2003), propriedades reológicas como viscosidade plástica (PV), ponto de escoamento (YP) e resistência do gel desempenham um papel crucial nas operações de perfuração de poços.

O impacto de dois diferentes tensoativos não iônicos na composição dos fluidos de perfuração, juntamente com as argilas bentoníticas Brasgel PA e Cloisite, foi investigado por meio de análises reológicas dos fluidos de perfuração formulados. Para

melhorar as propriedades reológicas dos fluidos, são usadas argilas, como bentonita, que é muito utilizada na indústria de exploração de petróleo e gás, possui propriedades exclusivas que se tornam adequadas para diversas aplicações e processos industriais (Wilfred e Akinade, 2016).

A bentonita possui uma ampla capacidade de texturização e devido a isso é amplamente utilizada em diversas indústrias, como a de cosméticos e engenharia civil, bem como o uso na indústria petrolífera na formulação de fluidos de perfuração (Vryzas e Kelessidis, 2017; Yanan et al., 2019; Kok, 2011).

3.5.2 Volume do filtrado

A propriedade de filtração necessária de um fluido de perfuração é obter uma torta de filtrado com permeabilidade adequada (Leal et al., 2022). Se a torta de filtração for excessivamente permeável, pode resultar em uma grande entrada de água do fluido de perfuração para a formação geológica, provocando a perda das propriedades reológicas necessárias e danos à formação (Benna et al., 2001). Além disso, dado que o fluido de perfuração está constantemente em contato com as formações rochosas, ele deve inibir ou retardar o fenômeno de expansão causado pela interação rocha-fluido.

3.3.2.1 Importância dos aditivos para inversão do filtrado

A inversão de filtrado e partículas finas durante as operações de perfuração, juntamente com os danos resultantes desse processo e a formação da torta de filtração, são considerados problemas críticos nos processos de exploração de poços de petróleo (Civan, 2007). Segundo Simpson (1974), essa invasão está intimamente ligada à composição do fluido utilizado. Portanto, um fluido adequado deve formar rapidamente uma torta de filtração fina com baixa permeabilidade e alta resistência. De acordo com Hamida et al., (2010), alguns aditivos utilizados para controle da filtração incluem bentonita, polímeros sintéticos e biopolímeros.

Para melhorar o desempenho do fluido e ter uma menor impermeabilidade no momento da extração, diversos aditivos são incorporados à sua composição (Lin et al., 2024). Entre eles, os redutores de filtrado são amplamente utilizados em fluidos de perfuração à base de água. Sua principal função é reduzir a perda de filtração, contribuindo para a estabilização das paredes do poço e ajudando a manter as

propriedades reológicas do sistema de fluido de perfuração (Li et al., 2020; Li et al., 2015; Vryzas e Kelessidis et al., 2017).

4. METODOLOGIA

Os experimentos foram realizados no Laboratório de Microbiologia Industrial (LAMI), Laboratório de Petróleo (LAPET) e Laboratório de Operações Unitárias (LOU), do Departamento de Engenharia Química, localizados no Centro de Tecnologia da Universidade Federal da Paraíba – UFPB. A pesquisa teve o apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

Todas as análises foram realizadas em duplicata para cada um dos ensaios, a fim de assegurar a reprodutibilidade e a confiabilidade dos resultados.

4.1 Reagentes utilizados para análises e formulações dos fluidos de perfuração

4.1.1 Solução de glicerol

Solução preparada adicionando a glicerina e água destilada em partes iguais 1:1, sendo uma solução aquosa e límpida, preparada em laboratório empregada como fase aquosa na formulação dos fluidos de perfuração.

4.1.2 Óleo de coco

É um óleo vegetal sem sabor embalagem de 3,2L, marca Costa nutre life, que possui propriedades antioxidantes como ácido fenólico e ácidos graxos, podendo ser utilizado na indústria alimentícia, produção de cosméticos, produção de sabão e etc.

4.1.3 Óleo de coco saponificado

O sabão de coco ou óleo de coco saponificado, que é produzido por meio da reação de saponificação do óleo de coco, o procedimento de saponificação foi realizado no laboratório de operações unitárias da UFPB, resultando em sais dos ácidos graxos presentes no óleo, conforme sua composição química (SANTOS et al., 2007).

4.1.4 Bentonita

As bentonitas são um grupo de argilas constituídas por argilominerais da família das Esmectitas. Dentre elas, destaca-se Montmorilonita, um argilomineral. Sua estrutura cristalina é formada por duas camadas de tetraedros de sílica e oxigênio, intercaladas com uma camada de octaedros de hidróxido de alumínio, (Baltar et al., 2010).

4.1.5 Goma Xantana

A goma xantana é um polissacarídeo produzido por bactérias, amplamente desenvolvido pela indústria devido às suas diversas aplicações em setores como alimentício, cosmético, farmacêutico, de tintas, vernizes, entre outros. Suas características como emulsificante, estabilizante e espessante são fundamentais para sua utilização na produção de uma ampla variedade de produtos do cotidiano.

4.1.6 Baritina

A barita é um mineral de grande importância, com inúmeras utilizações práticas. Reconhecida como o mineral de bário mais abundante, suas propriedades distintivas a tornam um recurso essencial em diversos setores, como energia, construção civil, saúde e preservação ambiental.

4.1.7 Pó de concha de molusco

O nácar é uma substância dura e brilhante formada por camadas alternadas de conchiolina, uma escleroproteína complexa composta por queratina, colágeno e elastina secretada pelos moluscos, e por camadas de calcita ou aragonita (cristais de carbonato de cálcio) (Chateigner et al., 2000; Wheeler et al., 1992). Essa estrutura confere elevada dureza e rigidez às conchas. Além do cálcio, outros elementos químicos podem ser incorporados à composição das conchas, com suas proporções variando de acordo com fatores como temperatura, pH, salinidade e concentração desses componentes na água do ambiente. Assim, as conchas de moluscos bivalves podem atuar como bioindicadores, auxiliando na detecção de mudanças na composição da água devido a atividades humanas ou processos naturais, como eventos geológicos (Thorn et al., 1995; Alemida et al., 1998).

4.1.8 Ácido Cítrico

O ácido cítrico ou cítrato de hidrogênio é um ácido orgânico fraco encontrado em plantas e animais, encontrado em frutas cítricas como limão, laranja e maracujá utilizado para correção de pH.

4.1.9 Ágar padrão de contagem

O ágar padrão de contagem (KASVI) é um meio de cultura muito utilizado para a contagem total de bactérias aeróbicas e anaeróbicas heterotróficas, em diversos tipos de amostras, como água, líquidos, produtos alimentícios etc.

4.1.10 Água peptonada

A água peptonada é uma solução aquosa utilizada principalmente em microbiologia como meio de cultivo para microrganismos. A composição básica da água peptonada inclui peptona (uma fonte de nitrogênio e carbono derivada da digestão enzimática de proteínas) e cloreto de sódio, que ajuda a manter o equilíbrio osmótico. Na concentração de 0,1%, é utilizada como diluente em análises microbiológicas de alimentos e água, pois preserva a viabilidade dos microrganismos sem estimular seu crescimento, sendo adequada para diluições seriadas, homogeneização e transporte da microbiota.

4.2 Preparo de fluidos de perfuração

Para a formulação do fluido de perfuração (Tabela 1), foi selecionado um ponto de emulsão no diagrama de fases, Figura 1, seção 3.1.2, com composições de 42% de solução de glicerol (1:1), 52% de óleo de coco e 6% de óleo de coco saponificado. A base de cálculo das porcentagens utilizadas para o preparo do fluido foi de 250 g de emulsão. A seleção desses componentes considerou melhor a interação, buscando minimizar a quantidade de tensoativo que é o componente mais dispendioso.

Nas formulações, foram empregadas argilas bentoníticas, nomeadamente a Brasgel PA e a Cloisite 20A, fornecidas pelo Laboratório de Engenharia de Materiais da UFPB e adquiridas pela Southern Clay Products. As partículas apresentavam um diâmetro médio de 0,075 mm. Conforme destacado por **Caenn e Chillingar (1996)**, a bentonita é a argila comercial mais comumente utilizada em fluidos de perfuração à base de água, desempenhando diversas funções, como aprimorar a capacidade de limpeza do poço e formar uma torta de filtração com baixa permeabilidade.

Tabela 4.1 - Composição dos fluidos de perfuração formulados com uso de OCS e PCM

Aditivos	Função	F1	F2
----------	--------	----	----

Solução de glicerol	Fase aquosa	105g	105g
Óleo de coco	Fase oleosa	130g	130g
Óleo de coco saponificado	Tensoativo	15g	15g
Bentonita	Viscosificante	5g	5g
Goma xantana	Viscosificante	2g	2g
Baritina	Adensante	100g	100g
Água	Dispersante	215mL	215mL
PCM	Obturante	15g	25g

F1: Fluido 01

F2: Fluido 02

4.2.1 Procedimento experimental

Com todos os componentes descritos na Tabela 1 devidamente pesados e organizados, o preparo dos fluidos de perfuração foi realizado conforme os seguintes procedimentos:

1. **Hidratação da goma xantana:** 100 mL de água destilada foram adicionados a um béquer contendo goma xantana. A mistura foi deixada em repouso por 10 minutos para permitir a hidratação completa do polímero.
2. **Preparação da solução de OCS:** Em um segundo béquer, foram adicionados 15 g de óleo de coco saponificado (OCS) a 115 mL de água destilada. A mistura foi aquecida em uma chapa a 80 °C até completa solubilização do OCS.
3. **Adição do óleo de coco:** Após a solubilização do OCS, foi adicionado o óleo de coco à solução aquecida, homogeneizando-se a mistura.
4. **Incorporação dos sólidos sob agitação:** A solução resultante foi transferida para um sistema de agitação mecânica. Sob agitação a 1500 rpm, foram adicionados gradualmente os sólidos: bentonita e barita.
5. **Adição da fase viscosificante e PCM:** Após 2 min de agitação, foram incorporados 105 g da solução de glicerol e goma xantana hidratada, juntamente com o pó de concha de molusco (PCM), na proporção de 15 g para o Fluido 1 e 25 g para o Fluido 2.

6. **Agitação final:** Com todos os componentes adicionados, a mistura foi mantida sob agitação contínua a 800 rpm por 10 min, garantindo a homogeneização completa do fluido.

4.3 Parâmetros físico químicos analisados no fluidos de perfuração

4.3.1 Potencial hidrogeniônico

A análise de pH foi feita com uso do pHmetro de bancada, modelo Testo 206 PH2, que é ideal para medir o valor de pH de meios semissólidos e possui uma medição de temperatura com sensor integrado como mostrado na figura 4.1.

Figura 4.1 – pHmetro testo 206 PH2



Após a formulação do fluido de perfuração, realizou-se o ajuste do pH para a faixa ideal de 8,0 a 8,5. Inicialmente, o fluido apresentou um pH elevado, com valor de 10,53, atribuído à presença de óleo de coco saponificado (OCS) em sua composição, o qual contém excesso de hidróxido de sódio (NaOH) proveniente do processo de saponificação. Para a correção do pH, foi necessária a adição de 50 mL de solução de ácido cítrico a 5%. A escolha do ácido cítrico justificou-se por sua compatibilidade com a goma xantana utilizada como agente viscosificante na formulação, uma vez que o ácido já se encontra presente em sua composição. Dessa forma, evitou-se qualquer risco de degradação ou interferência na estabilidade dos fluidos.

4.3.2 Massa específica

A medição de massa específica dos fluidos de perfuração foi feita com a balança de lama, modelo 140 Fann (Figura 4.2), que é um método prático e fácil para determinação precisa da densidade de fluidos devido a sua sensibilidade.

Figura 4.2 - Balança de Lama 140 (MUD BALANCE 140) - FAN



Fonte: Sabre offshore, disponível em: <https://www.sabreoffshore.com.br/produto/fann-balanca-de-lama-140/>

4.4 Ensaios Reológicos

Os ensaios reológicos de viscosidade foram realizados em duplicata, utilizando-se um viscosímetro modelo 35A/SR 12 da marca Fann (Figura 4.3), amplamente empregado na análise de fluidos de perfuração. Esse equipamento permite a determinação de parâmetros reológicos essenciais, como Viscosidade Aparente (VA), Viscosidade Plástica (VP), Limite de Escoamento (LE), Gel Inicial (G_0) e Gel Final (G_f), cujos resultados estão apresentados na Tabela 4.2.

Figura 4.3 - Viscosímetro 35 A/ SR 12 Fann



Fonte: SCRIBD, 2024. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/291590060/Model-35-Viscometer-Manual>

Tabela 4.2 - Propriedades reológicas obtidas pelo viscosímetro Fann 35 - A

Propriedade	Descrição	API (unidade)	Sistema Internacional (unidade)
Viscosidade aparente (VA)	$L_{600}/2$	cP	1 cP = 1 mPa s
Viscosidade plástica (VP)	$L_{600} - L_{300}$	cP	
Gel inicial (G_0)	L_3 depois 10 s	Lbf/100 ft ²	1 Lbf/100 ft ² = 0,48 Pa
Gel final (G_f)	L_3 depois 10 min	Lbf/100 ft ²	
Limite de escoamento (LE)	$L_{300} - PV$	Lbf/100 ft ²	

Lx = Leitura em x rpm

O modelo reológico dos fluidos foi determinado por meio de regressão não linear utilizando o método dos mínimos quadrados. Conforme recomendado por **Saasen e Løklingholm (2002)**, para aumentar a precisão dos modelos de viscosidade, todas as medições de tensão de cisalhamento foram ajustadas por mínimos quadrados, considerando suas respectivas taxas de cisalhamento.

Quanto aos coeficientes do modelo Herschel-Bulkley, considerado o mais adequado para investigar a reologia dos fluidos de perfuração conforme **Zamora e Power (2002)**, foi proposto um modelo. Este método envolveu uma regressão não linear utilizando uma função potencial de dois termos, empregando o algoritmo Trust-Region. O ajuste do modelo foi avaliado por meio dos indicadores coeficientes de determinação (R^2), Root Mean Square Error (RMSE) e Sum of Squares for Error (SSE), garantindo assim a confiabilidade da regressão.

4.4.1 Metodologia de leituras rotacionais

Para a realização dos ensaios reológicos, as amostras foram agitadas por 10 minutos em um agitador mecânico, com uma velocidade de 500 rpm, à temperatura de 26°C. As leituras foram efetuadas para as velocidades rotacionais de 600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm, permanecendo o fluido por 1min em cada velocidade para, em seguida, ser feita a leitura de deflexão.

4.4.2 Determinação das forças géis

A metodologia utilizada para análise dos géis inicial e final seguiu a **Norma API 13 A (2013)**, que estabelece um tempo de repouso de 10 segundos para o gel inicial e 10 minutos para o gel final

● Gel Inicial

A amostra é submetida a uma agitação de 600 rpm no viscosímetro durante 1 min, então muda-se para 3 rpm e desliga-o, após o tempo de repouso de 10s, liga-se o viscosímetro e é feita a leitura.

● Gel Final

A amostra é submetida a uma agitação de 600 rpm no viscosímetro durante 1 min, então muda-se para 3 rpm e desliga-o, após o tempo de repouso de 10 min, liga-se o viscosímetro e é feita a leitura.

4.5 Volume de filtrado

O teste de filtragem é conduzido após a análise reológica, utilizando o método de perda de fluido sob baixa pressão e baixa temperatura (PBT) por meio de filtração estática, com o objetivo de estimar o volume de filtrado. De acordo com **Burgoyne et al, (1988)**, esse teste fornece uma indicação da taxa em que formações permeáveis são seladas pela torta de filtro após serem penetradas pela broca.

Para a realização deste experimento, os fluidos de perfuração foram previamente homogeneizados em agitador mecânico. O ensaio seguiu rigorosamente os padrões estabelecidos pela American Petroleum Institute (API), conforme a Prática Recomendada API 13B-1. Utilizou-se um filtro prensa do tipo API para a determinação da taxa de filtração, empregando papel de filtro Whatman nº 50 como meio filtrante. O fluido foi submetido a uma pressão constante de 100 psi, mantido à temperatura de 28 °C, durante um período de 1800 segundos. Ao final do ensaio, os volumes de filtrado (em mL) foram coletados em microtubos tipo Eppendorf e posteriormente submetidos à análise reológica para determinação da viscosidade.

A espessura da torta de filtração, ϵ (mm), formada após o teste, foi determinada conforme o esquema apresentado na Figura 4.4. Para isso, foram utilizadas duas placas de vidro com espessuras previamente conhecidas. Os papéis de filtro com a torta formada, após o teste de filtração, foram posicionados entre as placas, e a espessura total foi medida com auxílio de um paquímetro. Posteriormente, a espessura das placas foi subtraída para calcular a espessura da torta de filtração (Farias et al., 2006). Foram realizadas duas observações em cada lado das placas de vidro, e a espessura final foi obtida pela média aritmética.

Figura 4.4 - Representação esquemática da medição da espessura da torta de filtração



Fonte: Silva et al., 2022.

4.6 Coleta e contaminação do solo para análise microbiológicas

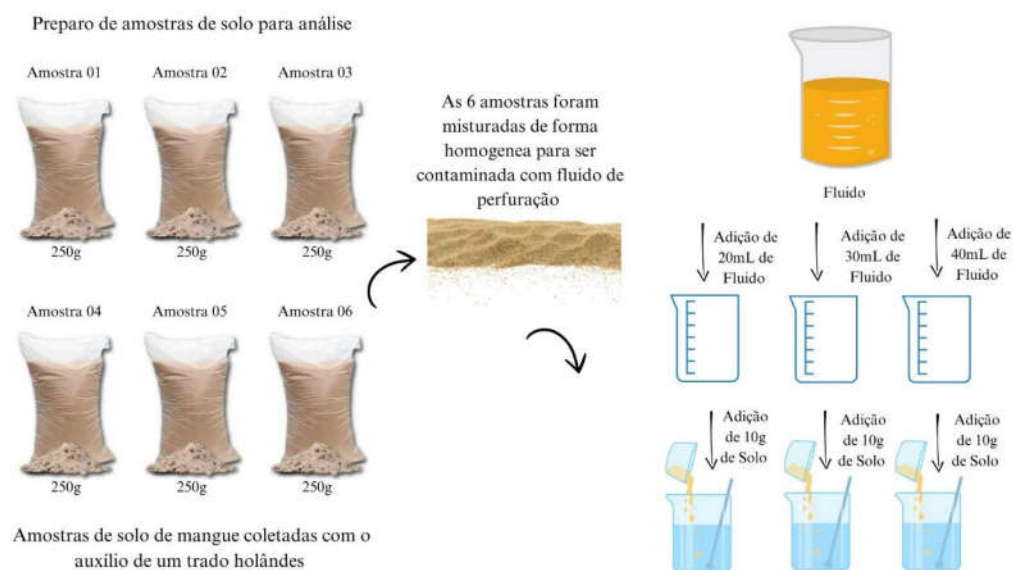
A coleta de amostras de solo foi realizada de acordo com a norma **ABNT NBR 10007:2004**, que estabelece os critérios necessários para a amostragem de resíduos sólidos. Foi realizada a coleta de solo de mangue que está localizado no km 11 da BR-230, no município de Cabedelo, na Paraíba (Figura 4.5). Esta região representa a confluência entre o rio e o mar, fornecendo características de solo típico tanto de ambientes de água salgada quanto de água doce, semelhantes às condições encontradas nas operações de extração de petróleo.

Figura 4.5 - Pontos de coleta de amostra de solo



O preparo da amostra para análise e a contaminação do solo foram realizadas conforme o procedimento experimental representado na Figura 4.6.

Figura 4.6 - Procedimento de preparo de amostra de solo para contaminação com fluido de perfuração.



A coleta e a contaminação do solo foram realizadas conforme o procedimento experimental representado na Figura 4.6. Foram selecionados seis pontos distintos dentro da área total destinada à amostragem, dos quais foram coletados 250 g de solo em sacos estéreis. As amostras foram, posteriormente, transportadas ao laboratório, onde passaram

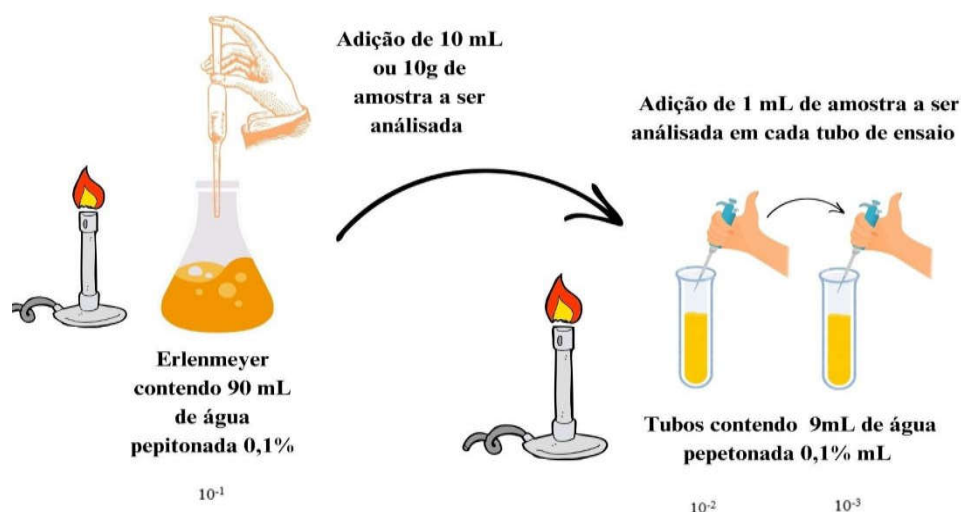
por um processo de homogeneização, resultando em uma amostra composta única. Esta amostra foi armazenada em temperatura ambiente até o momento de sua utilização nas análises subsequentes.

Para a etapa de contaminação, foram aplicadas diferentes concentrações do fluido com o objetivo de avaliar sua atividade antimicrobiana. Utilizaram-se volumes de 20 mL, 30 mL e 40 mL de fluido para cada 10 g de solo, mantidos em contato por um período de oito dias antes da inoculação microbiológica. Adicionalmente, foi analisado um grupo controle, constituído por 10 g de solo não contaminado, com a finalidade de observar o crescimento microbiológico natural e permitir a comparação com as amostras contaminadas.

4.7 Análises microbiológicas

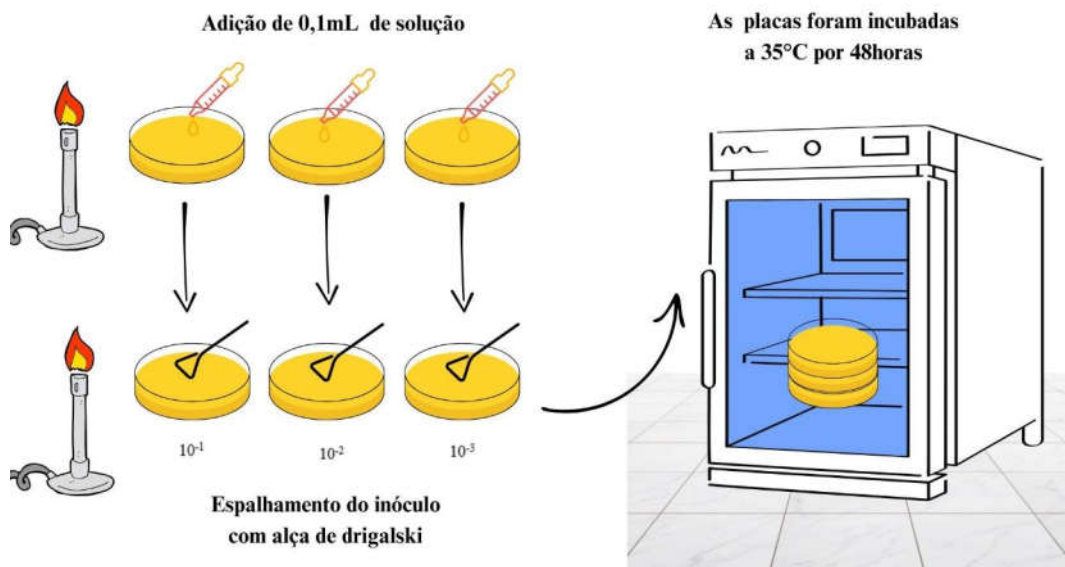
Para esse estudo as amostras foram submetidas à diluição decimal seriada utilizando como diluente a água peptonada 0,1%. Para a primeira diluição (10^{-1}) foram adicionados 10 mL ou 10 g de amostra de em um erlenmeyer contendo 90 mL água peptonada 0,1%, para a segunda diluição (10^{-2}) foi retirada uma alíquota de 1 mL da diluição de 10^{-1} e adicionada em um tubo contendo 9mL do mesmo diluente e, procedendo da mesma maneira até a terceira diluição (10^{-3}), como mostrado na Figura 10, foram analisados os componentes dos fluidos, fluido formulado, solo contaminado com fluido e solo como grupo controle.

Figura 4.7 - Preparo das diluições decimal seriada para análise microbiológica



Em seguida, para determinação dos microrganismos aeróbios mesófilos foi utilizado um plaqueamento em superfície (*spread plate*) em placas de Petri contendo Ágar Padrão para Contagem (PCA). A metodologia tem um limite de detecção de 10 UFC/mL para produtos líquidos (SILVA, et al, 2018). Para inoculação, de cada diluição decimal seriada preparada anteriormente, foi feito o plaqueamento depositando 0,1 mL do inóculo na superfície do meio de cultura. Posteriormente, o inóculo foi espalhado com o auxílio de uma alça de Drigalsky (Figura 4.8). As placas inoculadas foram incubadas a 35 °C por 48 h.

Figura 4.8 - Plaqueamento em superfície (*spread plate*) das amostras em estudo



Após o tempo de incubação, foi realizada a contagem nas placas de Petri contendo de 25 a 250 colônias e a determinação das UFC/g ou mL foi realizada multiplicando o número de colônias pelo fator de diluição. Para correção do valor para g ou mL o resultado foi multiplicado por 10. Para as placas onde não houve crescimento microbiano foi considerado o número de colônias na diluição 10⁻¹ como sendo 1 e o resultado expresso em <10 UFC/g ou mL estimado (est.) (SILVA et al., 2018).

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Resultados físico – químicos dos fluidos de perfuração

Para este estudo, foram preparados dois tipos de fluido de perfuração, ambos em duplicata, diferenciando-se pela concentração de PCM: o Fluido 1 contendo 15 g o Fluido 2 contendo 25 g. A fim de caracterizar os fluidos, foram realizadas análises físico-químicas de pH e massa específica, também em duplicata, conforme apresentado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Resultados de pH e massa específica dos fluidos de perfuração

Amostras	pH	ρ fluido (g/cm^3)
Fluido 1.1	8,32	1,14
Fluido 1.2	8,36	1,12
Fluido 2.1	8,60	1,16
Fluido 2.2	8,90	1,16

Os resultados de pH e massa específica obtidos para os dois fluidos apresentam semelhanças com valores de pH na faixa de 8,32 – 8,90 e massa específica entre 1,12 - 1,16 g/cm^3 , uma vez que ambos possuem a mesma composição, diferenciando-se apenas na quantidade de PCM. Nesse contexto, é importante ressaltar que o pH ideal para fluidos de perfuração deve estar entre 7 e 10, a fim de reduzir a taxa de corrosão dos equipamentos (Thomas, 2001).

Quanto à massa específica, os valores esperados para os fluidos de perfuração situam-se entre 1,0 e 2,0 g/cm^3 , conforme estabelecido pela Norma PETROBRAS N-2604 (1998), devido aos componentes presentes na formulação. Dessa forma, os resultados obtidos para os fluidos analisados estão dentro dos parâmetros esperados, indicando conformidade com as especificações técnicas e operacionais estabelecidas para fluidos de perfuração.

5.2 Estudos reológicos

As partículas finas das formações perfuradas e os aditivos de controle reológico têm influência direta nas propriedades reológicas do fluido de perfuração (Gamal et al, 2019; Løklingholm e Løklingholm, 2002). Os resultados de viscosidade aparente, viscosidade plástica e limite de escoamento estão descritos na Tabela 5.2.

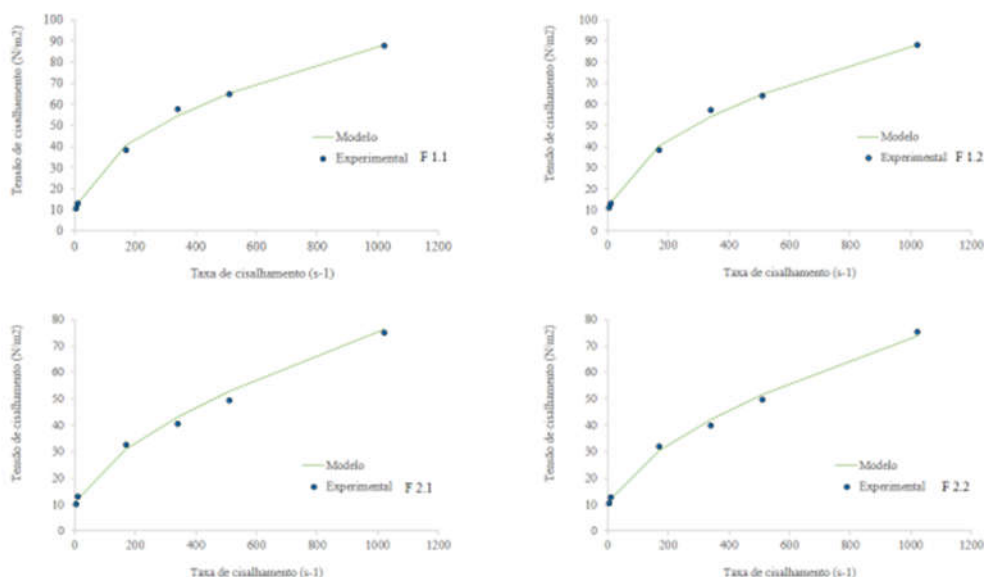
Tabela 5.2 - Resultados reológicos dos fluidos de perfuração

Amostras	Viscosidade aparente (VA) - η_a	Viscosidade plástica (VP) - μ_p	Limite de escoamento (LE) - τ_0
Fluido 1.1	86,0	44,5	83,0
Fluido 1.2	86,3	47,0	78,5
Fluido 2.1	73,5	50,0	47,0
Fluido 2.2	73,8	50,0	47,5

Os tensoativos são utilizados para controlar essas propriedades nos fluidos à base de água, emulsões e fluidos à base de óleo. Essas propriedades, juntamente com outros fatores, são essenciais para o sucesso das operações de perfuração, garantindo que o fluido suspenda e transporte o cascalho de perfuração, limpe o fundo do poço e perfure com segurança e eficiência (Luo et al, 2017; Xu et al, 2018).

O impacto da emulsão e da adição de PCM no comportamento dos fluidos de perfuração formulados foi analisado utilizando um viscosímetro Fann 35A com leituras em seis velocidades diferentes. As curvas de fluxo dos fluidos de perfuração formulados com o tensoativo óleo de coco saponificado estão apresentadas no Figura 5.1.

Figura 5.1 - Resultados Reológicos dos Fluidos 1.1, 1.2, 2.1 e 2.2



O modelo de Herschel-Bulkley é amplamente utilizado para descrever o comportamento reológico de fluidos não newtonianos com limite de escoamento, especialmente em fluidos de perfuração, lamas e suspensões. Ele é definido pela equação:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n$$

Em que: τ é a tensão de cisalhamento; τ_0 é o limite de escoamento; k é o índice de consistência; $\dot{\gamma}$ é a taxa de cisalhamento.

n é o índice de comportamento ($n < 1$: comportamento pseudoplástico)

Os resultados obtidos neste trabalho demonstraram boa concordância com o modelo de Herschel-Bulkley, conforme evidenciado pelo ajuste dos parâmetros reológicos (limite de escoamento, índice de consistência e índice de comportamento) e o baixo erro residual. De forma similar, estudos anteriores apresentam comportamentos análogos para fluidos de perfuração, estudos investigaram fluidos de perfuração à base de bentonita e obtiveram índices de comportamento entre 0,3 e 0,6, caracterizando um comportamento pseudoplástico com limite de escoamento significativo, compatível com os parâmetros encontrados neste estudo (AZEVEDO et al., 2015).

Silva et al. (2018) (b) também reportaram que lamas de perfuração contendo polímeros modificados seguiram o modelo de Herschel-Bulkley com índice de consistência variando conforme a concentração de aditivos, confirmando a influência destes sobre as propriedades reológicas.

Em um estudo sobre fluidos reológicos em processos industriais, Costa e Oliveira (2020) observaram que o modelo de Herschel-Bulkley proporcionou melhores ajustes em comparação com modelos de Bingham e Power-Law, principalmente pela capacidade de representar tanto o limite de escoamento quanto a variação da viscosidade com a taxa de cisalhamento. Essas comparações indicam que o comportamento reológico dos fluidos estudados está de acordo com o padrão observado na literatura para sistemas complexos, confirmando a adequação do modelo de Herschel-Bulkley na descrição do sistema experimental.

5.3 Volume de filtrado

A perda de filtrado e a espessura da torta de filtração são parâmetros fundamentais para a avaliação de uma formulação de fluido (Murtaza et al., 2020). A invasão de filtrado em zonas permeáveis das formações pode gerar problemas como a explosão de rochas suscetíveis à hidratação (Van Oort, 2003; Gholami et al., 2021). Quando essa invasão ocorre no reservatório, a saturação de água nas áreas próximas ao poço aumenta, o que, por sua vez, reduz a saturação de óleo nessas regiões. Como consequência, a permeabilidade efetiva da formação diminui (Windarto et al., 2011).

Na Tabela 5.3 são mostrados os resultados obtidos para as análises de perda de filtrado e espessura da torta para o fluido 1 e 2, e suas respectivas duplicatas, os resultados são significativos pois apresentam uma baixa permeabilidade, ou seja, uma menor infiltração no momento da perfuração de petróleo.

Tabela 5.3 - Resultados de espessura da torta e volume de filtração dos fluidos de perfuração

Amostras	Espessura (mm)	Volume de filtrado (mL)
Fluido 1.1	1,27	1,0
Fluido 1.2	1,57	1,0
Fluido 2.1	0,98	2,0
Fluido 2.2	0,99	2,0

Os resultados obtidos na comparação entre os dois fluidos de perfuração analisados indicam que ambos apresentam elevada eficácia em aplicações realizadas em formações geológicas de baixa permeabilidade. Tal constatação é indicada pelos baixos volumes de filtrado observados, os quais ficaram abaixo de 4,0 em ambos os casos, um indicativo de bom desempenho no controle de filtrado, conforme os critérios estabelecidos na literatura técnica (PETROBRAS, 1998).

Os resultados mostram que tanto o Fluido 1 quanto o Fluido 2 possuem elevada capacidade de selar formações rochosas porosas, minimizando a infiltração do fluido durante as operações de perfuração. A baixa taxa de filtrado é fundamental neste tipo de operação, pois implica em menor perda de fluido para a formação, o que contribui para

uma melhor estabilização do poço, redução dos danos à formação produtora e mitigação dos impactos ambientais (**DARLEY; GRAY, 1988**).

Os resultados estão em concordância com estudos como o de **Costa e Oliveira et al. (2020)**, que analisaram fluidos à base de amido modificado e observaram volumes de filtrado da ordem de 3,5 mL, destacando a eficácia do aditivo no controle de perdas em formações de baixa permeabilidade. De maneira semelhante, **Lima et al. (2019)** relataram que a adição de carboximetilcelulose (CMC) a fluidos de base aquosa reduziu significativamente o volume de filtrado, com valores inferiores a 2,0 mL em formulações otimizadas.

Dessa forma, os resultados do presente estudo corroboram com os dados encontrados na literatura, evidenciando que formulações bem projetadas, com o uso adequado de aditivos selantes, podem promover um excelente controle de filtrado, favorecendo a estabilidade da perfuração e reduzindo potenciais prejuízos ao meio ambiente e ao reservatório.

5.3 Resultados de análises microbiológicas

Microrganismos aeróbios mesófilos precisam de oxigênio para seu metabolismo e apresentam crescimento em temperaturas moderadas, geralmente entre 20 °C e 45 °C (**Franco & Landgraf, 2008**). Eles são amplamente distribuídos na natureza, estando presentes em ambientes como solo, água, alimentos e até mesmo no corpo humano (Silva et al., 2010).

A maioria dos microrganismos aeróbios mesófilos inclui bactérias e fungos, que desempenham papéis essenciais nos ecossistemas, especialmente na decomposição e reciclagem da matéria orgânica (**Hartlieb et al., 2001**). Esse processo é crucial para a manutenção dos ciclos biogeoquímicos, como o do carbono e do nitrogênio.

Além de sua relevância ecológica, esses microrganismos têm importância prática na indústria de alimentos, onde são usados como indicadores de qualidade microbiológica. A contagem de microrganismos aeróbios mesófilos é um dos parâmetros mais utilizados para avaliar as condições sanitárias de alimentos, servindo como um indicador da carga microbiana total (**Silva et al., 2010; Vieira et al., 2015**).

No caso dos fluidos à base de tensoativo com propriedades antibacterianas, a contagem total de microrganismos aeróbios mesófilos foi realizada nos aditivos separadamente e no fluido formulado, no solo de mangue e no solo contaminado com fluido, conforme demonstrado na Tabela 5.4 e Figura 5.2.

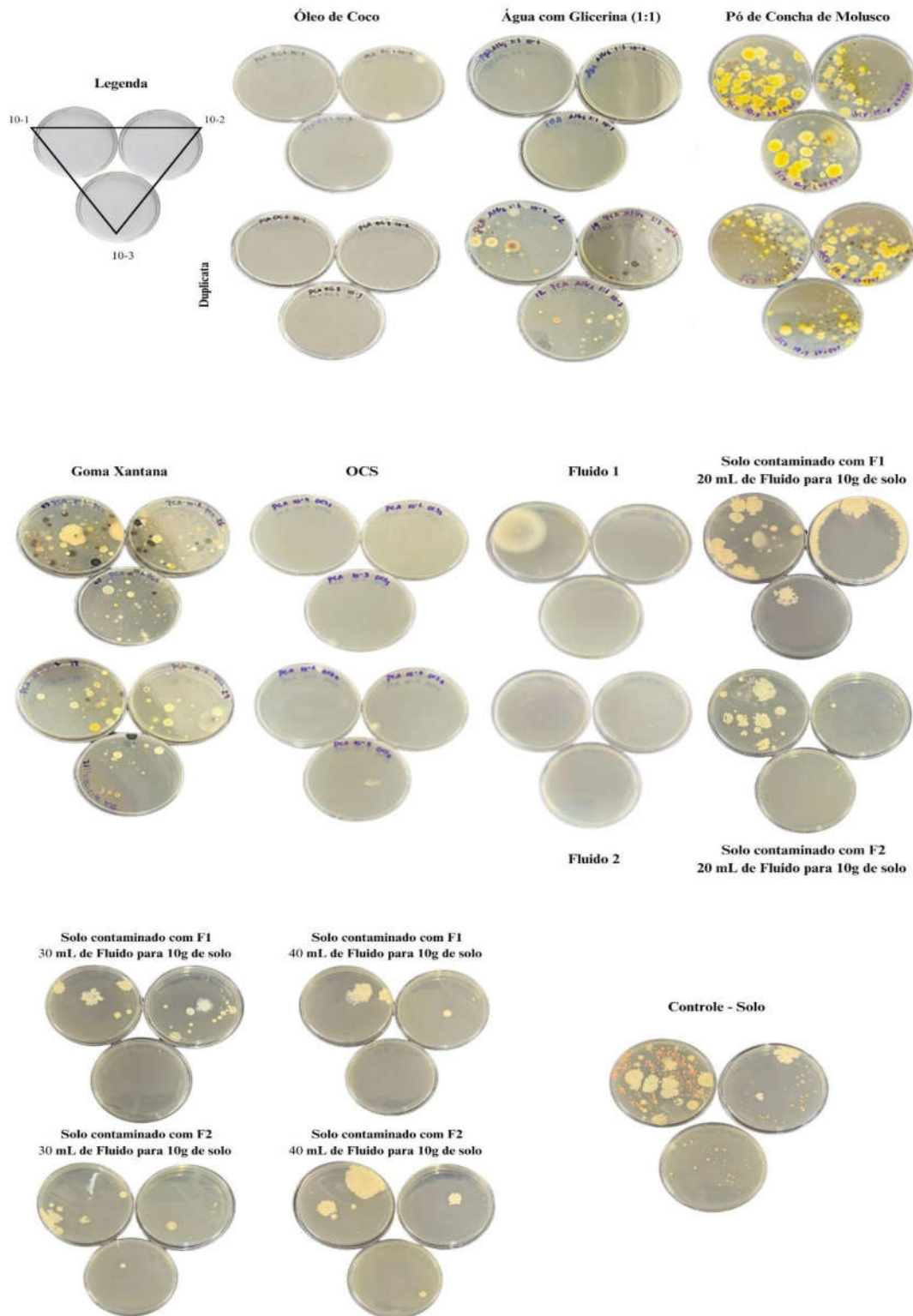
Tabela 5.4 - Contagem de microrganismo aeróbios mesófilos

Amostras	Contagem de microrganismos aeróbios mesófilos (¹ UFC/mL)
Óleo de Coco	2,00 x 10 ¹
Solução de Glicerol (1:1)	2,20 x 10 ³
Pó de concha de molusco	5,50 x 10 ²
Goma Xantana	1,31 x 10 ⁵
Óleo de Coco Saponificado	<10 est ²
Fluido 01 (F1)	<10 est ²
Fluido 02 (F2)	<10 est ²
Solo com 20 mL do fluido F1	1,50 x 10 ²
Solo com 30 mL de fluido F1	1,70 x 10 ²
Solo com 40 mL de fluido F1	2,00 x 10 ¹
Solo com 20 mL de fluido F2	1,50 x 10 ²
Solo com 30 mL de fluido F2	6,00 x10 ¹
Solo com 40 mL de fluido F2	4,00 x 10 ¹
Solo (Controle)	5,60 x 10 ²

¹ UFC: unidade formadora de colônias
² est: Estimado

As amostras analisadas mostraram que os componentes do fluido que mais indicaram contaminação microbiológica foram a goma xantana 1,31x10⁵ UFC/mL, pó da concha de molusco com 5,50x10² UFC/mL e a solução aquosa de glicerina com 2,20x10³ UFC/mL, conforme mostra como mostrado na Tabela 6. É importante ressaltar que, não se pode desconsiderar o resultado da solução de glicerol, porque se trata de uma quantidade elevada de crescimento microbiano Figura 5.2.

Figura 5.2 - Resultados de análises microbiológicas dos componentes dos fluidos de perfuração e do experimento realizado contaminando o solo com o fluido de perfuração.



Os resultados deste estudo demonstraram que os fluidos formulados à base de óleo de coco saponificado apresentaram ação antimicrobiana eficaz nos aditivos utilizados,

promovendo a inativação de microrganismos presentes nestes componentes. Tal comportamento está de acordo com o observado por **Franco & Landgraf (2008)**, que relatam a atividade antimicrobiana de ácidos graxos livres e monoglicerídeos presentes em óleos vegetais, responsáveis pela desestabilização das membranas celulares microbianas.

Quando os fluidos foram aplicados ao solo tanto em amostras provenientes de manguezal quanto em solo previamente contaminado com fluido foi observado a **manutenção da viabilidade da microbiota aeróbia mesófila**, evidenciada pelo crescimento microbiano em todas as placas de diluição analisadas (Tabela 5.1 e Figura 5.2). Esse resultado indica que, embora o óleo de coco saponificado (OCS) possui propriedades bactericidas em sistemas isolados, sua aplicação em solos não provocou efeitos deletérios sobre os microrganismos nativos. A resistência observada pode ser atribuída à complexidade e diversidade da microbiota do solo, especialmente em ecossistemas ricos em matéria orgânica, como os manguezais.

Essa resistência microbiológica está de acordo com os achados de **Hartlieb et al. (2001)**, que demonstraram a capacidade de comunidades bacterianas adaptadas ao solo em metabolizar compostos orgânicos exógenos, preservando sua estrutura ecológica mesmo diante da introdução de agentes potencialmente tóxicos. Isso reforça a ideia de que a microbiota do solo apresenta mecanismos naturais de tolerância e adaptação.

A metodologia empregada neste trabalho seguiu os procedimentos descritos por **Silva et al. (2010)**, utilizando a contagem de microrganismos aeróbios mesófilos como parâmetro confiável para avaliação da carga microbiana total e da segurança microbiológica associada à introdução de compostos no ambiente. A ausência de inibição microbiana reforça a baixa toxicidade ecológica testada.

Conforme **Vieira et al. (2015)**, a estabilidade da população microbiana frente a agentes químicos indica compatibilidade ambiental, essencial para tecnologias de menor impacto ecológico. Assim, os resultados sugerem que, embora eficazes como antimicrobianos em sistemas controlados, os tensoativos não comprometem a microbiota nativa do solo, evidenciando bom desempenho microbiológico e ambiental.

6. CONCLUSÃO

O presente estudo teve como objetivos específicos a produção de fluidos de perfuração homogeneamente estáveis utilizando pó de conchas de moluscos (PCM) e óleo de coco saponificado (OCS); a realização de análise microbiológica dos componentes da formulação, dos fluidos formulados e do solo contaminado com os fluidos, visando

determinar os impactos na microbiota existente; e a avaliação da ação antimicrobiana do OCS frente aos microrganismos presentes no solo de mangue.

Os fluidos formulados mostraram-se estáveis e homogêneos, apresentando pH e massa específica adequados aos padrões esperados para fluidos de perfuração de petróleo. A análise reológica, baseada no modelo de Herschel-Bulkley, evidenciou que as propriedades dos fluidos 1 e 2, assim como suas duplicatas, estavam dentro dos parâmetros esperados, com valores satisfatórios de coeficiente de determinação (R^2), Erro Quadrático Médio (RMSE) e Soma dos Quadrados dos Erros (SSE), o que garante a confiabilidade dos resultados. Além disso, os fluidos apresentaram baixo volume de filtrado e formação de torta com baixa permeabilidade, indicando eficiência na retenção e controle de filtrado, aspectos cruciais para a aplicação na extração de petróleo.

As análises microbiológicas revelaram que os principais contaminantes microbianos estavam presentes nos componentes isolados da formulação, destacando-se a goma xantana e o pó de conchas de moluscos, enquanto a solução de glicerol apresentou baixa contaminação. Os fluidos formulados exibiram atividade antibacteriana significativa em contato com os aditivos, porém, quando aplicados ao solo, mesmo em diferentes concentrações, não causaram redução significativa da microbiota nativa, especialmente dos microrganismos aeróbios mesófilos. A manutenção da viabilidade microbiana no solo contaminado, em níveis semelhantes ao solo controle, demonstra que a formulação é microbiologicamente compatível e não compromete a saúde do ecossistema, atendendo aos requisitos ambientais estabelecidos pela **normativa do IBAMA**.

Foi comprovado que o óleo de coco saponificado possui ação antimicrobiana efetiva em sistemas isolados, porém não exerce efeito letal sobre os microrganismos nativos do solo de mangue. Essa seletividade é positiva, pois indica que o OCS pode ser utilizado como um componente antimicrobiano em fluidos de perfuração sem causar danos à microbiota essencial para o equilíbrio ecológico do solo. Tal característica reforça o potencial do OCS como alternativa sustentável na formulação de fluidos, contribuindo para a minimização dos impactos ambientais negativos associados à indústria petrolífera.

Assim, os resultados do estudo indicam que a combinação de PCM e OCS em fluidos de perfuração proporciona um produto com estabilidade física, eficiência

funcional e compatibilidade microbiológica, concluindo assim sua viabilidade técnica e ambiental. Esta abordagem inovadora contribui para a adoção de práticas mais sustentáveis na exploração de petróleo, alinhando-se às diretrizes regulatórias e promovendo a economia circular por meio do reaproveitamento de resíduos naturais. Dessa forma, a pesquisa destaca a importância do desenvolvimento contínuo de soluções ecológicas que conciliam desempenho industrial e preservação ambiental.

REFERÊNCIAS

ABNT NBR 15515-2 (2011). Passivo Ambiental em Solo e Água Subterrânea: Investigação Confirmatória. **Associação Brasileira de Normas Técnicas**, Rio de Janeiro, 19 pp. Disponível em: [link](#). Acesso em: 26 de maio de 2024.

ABNT. (2014). NBR 15515-2: Passivo Ambiental em Solo e Água Subterrânea - Parte 2: Investigação Confirmatória. Rio de Janeiro: **Associação Brasileira de Normas Técnicas**.

Acharya, H., Shah, S. N., & Subhash, R. (2020). Environmental aspects and performance evaluation of synthetic-based drilling fluids. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 195, 107630. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107630>

AGH Mansour, T., Gamadi, H., Emadi, H., et al. (2022). Um estudo experimental sobre o exame do resultado da inclusão de surfactante no projeto do espaçador de cimento na eficiência de remoção de lama e na ligação do cimento com a formação. *Português Journal of Petroleum Science and Engineering*, p. 213. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110364>

Al-Sabagh, A. M., El-Awamri, A. A., Abdou, M. I., Hussien, H. A., Abd El Fatah, H. M., & Rasmy, W. E. (2016). Diatomita egípcia como pasta de compressão de alta perda de fluido na vedação de fraturas e formação altamente permeável, Egito. **Journal of Petroleum**, 25, 409–421.

Almeida, M. J., Moura, G., Pinheiro, T., Machado, J., & Coimbra, J. (1998). Modifications in *Crassostrea gigas* shell composition exposed to high concentrations of lead. **Aquatic Toxicology**, 40(4), 323–334. [https://doi.org/10.1016/S0166-445X\(97\)00062-3](https://doi.org/10.1016/S0166-445X(97)00062-3)

Andréia Silveira Freire Soares, M. R. C., Calçada, L. A., Borges Filho, M. N., & Petkowicz, C. L. O. (2018). Interaction of blockers on drilling fluids rheology and its effects on sealing of fractures and prevention of filtrate invasion. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 171, 260–270. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.053>

AT Burgoyne Jr., K. K., Millheim, M. E., Chenevert, F. S., & Young, F. S. (1988). **Engenharia de Perfuração Aplicada**(Vol. 2). Sociedade de Engenheiros de Petróleo, Richardson, Texas, EUA. Série de livros didáticos SPE.

Ayers, W. B., Jenkins, D. L., & Meador, D. (2022). **Drilling Engineering**. Society of Petroleum Engineers.

Azevedo, J. R., et al. (2015). Rheological behavior of bentonite-based drilling fluids. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 130, 70–76.

Fadairo, A. F., Adeyemi, G., Ogunkunle, T., Ling, K., Rasouli, V., Effiong, E., & Ayo, J. (2022). Estudo da adequação do óleo de semente de nim para formulação de fluido de

perfuração à base de óleo ecologicamente correto. **Pesquisa de Animais de Estimação**, 6, 283–290.

Fadairo, A. A., et al. (2022). Investigation of emulsion-based drilling fluids for improved environmental performance. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 215, 110704.

Franco, B. D. G. M., & Landgraf, M. (2008). **Microbiologia dos Alimentos**. São Paulo: Atheneu.

GAO, W., et al. (2014). Hydrogel containing nanoparticle-stabilized liposomes for topical antimicrobial delivery. **ACS Nano**, 8(3), 2900–2907.

G. Jiang, J. Sun, Y. He, K. Cui, T. Dong, L. Yang, X. Yang, X. Wan. (2022). Novel water-based drilling and completion fluid technology to improve wellbore quality during drilling and protect unconventional reservoirs. **Engineering**, 18, 129–142.

G. Yanan, et al. (2019). Um experimento sobre a lei do fluxo multifásico em poço durante a destruição de poços offshore não convencionais. **Acta Pet. Sin.**, 40(S2), 123.

Growcock, F. B., Harvey, T. J., & Stopher, M. A. (1994). Performance of Hematite and Barite Fluids. **SPE Drilling & Completion**, 9(2), 110–115.

Guangbin Yang, Junhua Zhao, Xue Wang, Miao Guo, Shengmao Zhang, Yujuan Zhang, Ningning Song, Laigui Yu, Pingyu Zhang. (2023). Temperature-sensitive amphiphilic nanohybrid as rheological modifier of water-in-oil emulsion drilling fluid: Preparation and performance analysis. **Geoenergy Science and Engineering**, 228, 211934.

Guimarães, I. B., & Rossi, L. F. S. (2007). Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. **4º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás**, Campinas.

Gurpreet Kaur, S. K., & Mehta, S. K. (2017). Developments of Polysorbate (Tween) based microemulsions: Preclinical drug delivery, toxicity and antimicrobial applications. **International Journal of Pharmaceutics**, 529(1–2), 134–160.
<https://doi.org/10.1016/j.ijpharm.2017.06.059>

Caenn, R., Darley, H. C. H., & Gray, G. R. (2011). **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids** (6th ed.). Gulf Professional Publishing.

Caenn, R., Darley, H. C. H., & Gray, G. R. (2017). **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. Gulf Professional Publishing.

Chateigner, D., Hedegaard, C., & Wenk, H. R. (2000). **J. Struct. Geol.**, 22, 1723.

Constâncio, K. F. S. (1993). Contaminação microbiológica de produtos cosméticos. **Rev. Racine**, 11, 13–14.

Costa, L. F., & Oliveira, R. S. (2020). Comparative analysis of rheological models for industrial fluids. **Rheologica Acta**, 59(2), 123–134.

D. Bourcier, JP Féraud, D. Colson, K. Mandrick, D. Ode, E. Brackx, F. Puel (2016). Influência do tamanho e das propriedades da forma das partículas na resistência e compressibilidade do bolo durante a filtração sob pressão. **Química, Engenharia, Ciências**, 144, 176–187.

Daniel Garstenauer, Klaus W. Richter (2024). A revision of the Ni-Zn phase diagram based on vapor-solid diffusion experiments. **Journal of Alloys and Metallurgical Systems**, 8, 100116. <https://doi.org/10.1016/j.jalmes.2024.100116>

Darley, H. C. H., & Gray, G. R. (1988). **Composition and properties of drilling and completion fluids** (5th ed.). Houston: Gulf Publishing Company.

Denney, D. (2011). Improving Compatibility of Drilling Fluid, Completion Fluid, and Other Well-Treatment Fluids for Deepwater Wells. **Journal of Petroleum Technology**, 63(11), 65–66. <https://doi.org/10.2118/1111-0065-JPT>

Dina Kania, Robiah Yunus, Rozita Omar, Suraya Abdul Rashid, Badrul Mohamed Jan (2021). Rheological investigation of synthetic-based drilling fluid containing non-ionic surfactant pentaerythritol ester using full factorial design. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, 625, 126700. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2021.126700>

E. Leusheva, N. Alikhanov, V. Morenov (2022). Lamas sem barita para perfuração em formações com pressão anormalmente alta. **Fluids**, 7(8), 268. <https://doi.org/10.3390/fluids7080268>

EE Okoro, AO Alaba, SE Sanni, EB Ekeinde, A. Dosunmu (2019). Desenvolvimento de uma ferramenta automatizada de seleção de fluidos de perfuração utilizando parâmetros

geométricos integrais para operações de perfuração eficazes. **Heliyon**, 5, e01713. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e01713>

Elkatatny, S., Jafarkhanly, T., Al-majed, A., Mahmoud, M. (2019). Formation Damage Avoidance by Reducing Invasion with Sodium Silicate-Modified Water-Based Drilling Fluid. **Energies**, 12, 1485. <https://doi.org/10.3390/en12081485>

Especificação API (2006). **Especificação para materiais de fluidos de perfuração** (Décima sétima ed.). American Petroleum Institute.

EV Oort, L. Yang, A. Hale (2016). Análise automatizada de fluidos de perfuração usando analisadores avançados de tamanho de partículas. **Conferência e Exposição de Perfuração IADC/SPE**, Universidade do Texas em Austin, pp. 1–3.

F. Karolina, G. Maria (2018). Atividade e variedade de microrganismos do solo dependendo da diversidade do sistema de preparo do solo. **Intech Open**.

Franco, B. D. G. M., & Landgraf, M. (2008). **Microbiologia dos Alimentos**. São Paulo: Atheneu.

GAO, Weiwei, et al. (2014). Hydrogel containing nanoparticle-stabilized liposomes for topical antimicrobial delivery. **ACS Nano**, 8(3), 2900–2907.

G. Jiang, J. Sun, Y. He, K. Cui, T. Dong, L. Yang, X. Yang, X. Wan (2022). Novel water-based drilling and completion fluid technology to improve wellbore quality during drilling and protect unconventional reservoirs. **Engineering**, 18, 129–142.

G. Yanan, et al. (2019). Um experimento sobre a lei do fluxo multifásico em poço durante a destruição de poços offshore não convencionais. **Acta Pet. Sin.**, 40(S2), 123.

Growcock, F. B., Harvey, T. J., & Stopher, M. A. (1994). Performance of Hematite and Barite Fluids. **SPE Drilling & Completion**, 9(2), 110–115.

Guangbin Yang, Junhua Zhao, Xue Wang, Miao Guo, Shengmao Zhang, Yujuan Zhang, Ningning Song, Laigui Yu, Pingyu Zhang (2023). Temperature-sensitive amphiphilic nanohybrid as rheological modifier of water-in-oil emulsion drilling fluid: Preparation and performance analysis. **Geoenergy Science and Engineering**, 228, 211934.

Guimarães, I. B., & Rossi, L. F. S. (2007). Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. 4º **Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás**, Campinas.

Gurpreet Kaur, S. K., & Mehta, S. K. (2017). Developments of Polysorbate (Tween) based microemulsions: Preclinical drug delivery, toxicity and antimicrobial applications. **International Journal of Pharmaceutics**, 529(1–2), 134–160. <https://doi.org/10.1016/j.ijpharm.2017.06.05>

H. Gamal, S. Elkatatny, S. Basfar, A. Al-Majed (2019). Efeito do pH nas propriedades reológicas e de filtração de fluido de perfuração à base de água à base de bentonita. **Sustainability**, 11(23), 6714. <https://doi.org/10.3390/su11236714>

H. Li, J. Wu, Z. Jiang, J. Ma, V. M. Zavala, C. R. Landis, M. Mavrikakis, G. W. Huber (2023). Hidroformilação de óleos de pirólise em aldeídos e álcoois a partir de resíduos. **Science**, 381(6658), 660–666. <https://doi.org/10.1126/science.adh1853>

H. M. Ahmad, M. S. Kamal, M. A. Al-Harthi (2018). Rheological and filtration properties of clay-polymer systems: impact of polymer structure. **Applied Clay Science**, 160, 226–237.

Hartlieb, A. M., et al. (2001). Caracterização das comunidades de bactérias responsáveis pela biodegradação de resíduos orgânicos no processo de compostagem. **Universidade Federal de Lavras**. Disponível em: <https://repositorio.ufla.br>

Henderson, B. (2023). O negócio do petróleo offshore está crescendo novamente. **Wall Street Journal**. <https://www.wsj.com/articles/the-offshore-oil-business-is-gushing-again-11674277212>

Huang, Y., Sun, H., & Zhao, X. (2022). Recent advances in environmentally friendly water-based drilling fluids. **Journal of Cleaner Production**, 361, 132158.

International Association of Oil & Gas Producers – OGP (2003). **Environmental Aspects of the Use of Oil-Based Drilling Fluids**. Report No. 342.

Iqbal, M., Khan, M. A., & Jan, B. (2021). Biodegradable polymers in drilling fluids: performance and environmental considerations. **Environmental Technology & Innovation**, 22, 101425.

ISI Al-Adham, E., Khalil, N. D., Al-Hmoud, M., Kierans, P. J., Collier, P. J. (2000). Microemulsões são sistemas autoconservantes, ativos em membrana e antimicrobianos. **J. Appl. Microbiol.**, 89, 32–39.

Hermoso, J., Jofre, B. D., Martínez-Boza, F. J., Gallegos, C. (2012). High pressure mixing rheology of drilling fluids [Reologia de mistura de alta pressão de fluidos de perfuração]. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, 51(47), 14399–14407.

J. Ma, J. Xu, S. Pang, W. Zhou, B. Xia, Y. Na (2021). Novel environmentally friendly lubricants for drilling fluids applied in Shale formation. **Energy Fuels**, 35, 8153–8162.

J., H. Abdo, H. Al-Sharji, E. Hassan (2016). Efeitos da nano-sepiolita nas propriedades reológicas e perdas por filtração de fluidos de perfuração à base de água. **Surface & Interface Analysis**, 48, 522–526.

Kahlweit, M. (1981). Microemulsions. **Angewandte Chemie International Edition in English**, 20(9), 711–730.

Kaur, G., & Mehta, S. K. (2017). Developments of Polysorbate (Tween) based microemulsions: Preclinical drug delivery, toxicity and antimicrobial applications. **International Journal of Pharmaceutics**, 529(1–2), 134–160.
<https://doi.org/10.1016/j.ijpharm.2017.06.059>

Khodja, M., Canselier, J., Bergaya, F., Fourar, K., Khodja, M., Cohaut, N., Benmounah, A. (2010). Shale problems and water-based drilling fluid optimization in the Hassi Messaoud Algerian oil field. **Applied Clay Science**, 49, 383–393.
<https://doi.org/10.1016/j.clay.2010.06.008>

Knox, D., & Jiang, P. (2005). Drilling Further with Water-Based Fluids – Selecting the Right Lubricant. In **SPE International Symposium on Oilfield Chemistry**, The Woodlands, Texas. <https://doi.org/10.2118/92002-MS>

Kumar, P., Sharma, M., & Pandey, R. (2021). Stability analysis of oil-in-water emulsions under varying salinity: implications for drilling fluids. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, 608, 125574.

KV Farias, L. V. Amorim, H. C. Ferreira, E. Pereira (2006). Estudo da reologia e espessura do bolo de filtro de fluidos de perfuração: influência de dispersantes aniônicos

e surfactantes. **Cerâmica**, 52, 307–314. <https://doi.org/10.1590/S0366-69132006000400015>

Leal, G. L. R., Garnica, A. I. C., Silva, R. R., Viana, L. R., Bezerra Júnior, A. C., Freitas, J. C. O., & Curbelo, F. D. S. (2022). Formulação de novos fluidos de perfuração à base de microemulsão ecologicamente corretos para melhorar as características reológicas e de filtração. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 215(Parte A), 110562. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110562>

Lei Pu, Peng Xu, Mingbiao Xu, Jianjian Song, Miao He, Mingda Wei (2022). Enhanced stability of low oil-to-water ratio water-in-oil emulsions (oil-based drilling fluids): Synergistic effect of nano-SiO₂ and emulsifiers. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 219, 111053. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111053>

Leusheva, A., Zakharov, A., Zamaliev, R., & Sharafutdinov, R. (2022). Rheological and Colloidal-Chemical Properties of Barite-Based Drilling Muds. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 209, 109896.

Lima, F. B., Silva, A. M., & Costa, R. P. (2019). Análise da performance de fluidos de perfuração com adição de CMC na redução do volume de filtrado. **Revista Brasileira de Engenharia de Petróleo**, 13(2), 89–97.

Machado, T. F. et al. (2015). Atividade antimicrobiana do óleo essencial do capim limão (*Cymbopogon citratus*) e sua interação com os componentes dos alimentos. **B CEPPA**, 33(1), 30–38.

M. Alsaba, R. Nygaard, A. Saasen, O. Nes (2016). Investigação experimental das limitações da largura de fratura dos tratamentos de perda de circulação granular. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, 6, 593–603.

M. Lei, W. Huang, Y. Tong, J. Sun, Z. Jin, X. Li, W. Chen (2022). Synthesis and characterization of chitosan-based graft copolymers with temperature-switchable and self-adaptive plugging performance for drilling in microporous formation. **Journal of Molecular Liquids**, 366, 120246.

M. Li, W. Qinglin, S. Kunlin, F. H. Corneils, L. Sunyoung, Q. Yan, W. Yiqiang. **Nanocristais de celulose e celulose polianiónica como aditivos em fluidos de**

perfuração à base de água bentonítica: modelagem reológica e mecanismos de filtração.

M.-C. Li, Q. Wu, K. Song, S. Lee, C. Jin, S. Ren, et al. (2015). Isolado de proteína de soja como aditivo para perda de fluidos em fluidos de perfuração à base de água e bentonita. **ACS Applied Materials & Interfaces**, 7(44), 24799–24809. <https://doi.org/10.1021/acsami.5b07883>

Ma, Y. N., & Harrad, S. (2015). Análise espaçotemporal e avaliação da exposição humana a hidrocarbonetos aromáticos policíclicos no ar interno, poeira doméstica sedimentada e dieta: uma revisão. **Environmental International**, 84, 7–16. <https://doi.org/10.1016/j.envint.2015.06.003>

Medição em tempo real das propriedades reológicas do fluido de perfuração: uma revisão. **Sensors**, 21(11), 2021.

M. V. Kok (2011). A aplicação da tecnologia de inundação de água para diferentes campos de petróleo. **Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects**, 33(5), 377–382.

N. Alvarado, E. Manrique (2010). Enhanced oil recovery: An update review. **Energies**, 3(9), 1529–1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>

N. Jiang, Y. Liu, X. Wang, J. Zhao, Y. Xu (2021). Novel nanocomposite drilling fluid for shale gas formations: rheology and filtration performance. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 90, 103991. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103991>

Neves, C. A., Silva, M. R., & Oliveira, F. C. (2018). Impacto ambiental de fluidos de perfuração à base de óleo e estratégias de mitigação. **Revista Brasileira de Engenharia de Petróleo**, 12(3), 45–53.

O. P. Sharma, R. Singh, S. K. Sharma (2020). Water-based drilling fluids: current status and future perspectives. **Petroleum Science**, 17, 1449–1465. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00466-2>

P. C. Mishra, A. K. Sahu, S. R. Mohanty (2017). Microemulsions as efficient oil recovery agents: synthesis, characterization, and applications. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, 529, 97–110.

- P. K. Sharma, V. Kumar, R. Gupta (2019). Rheology and filtration behavior of water-based drilling muds with nano-clay additives. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 178, 344–353. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.041>
- R. Al-Hajri, M. Al-Marri, A. Al-Kaabi (2016). Study of filtration loss and rheological properties of water-based drilling fluids in high-temperature conditions. **SPE Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition**. <https://doi.org/10.2118/179073-MS>
- R. K. Singh, P. N. Sharma (2018). Additives for water-based drilling fluids: a review. **Applied Clay Science**, 152, 65–79. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2017.12.026>
- R. Verma, S. Singh, N. Tiwari (2021). Recent advances in environmentally friendly drilling fluids: polymers, nanoparticles, and green additives. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 203, 108631. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108631>
- S. J. Lee, H. J. Kim, Y. H. Park (2015). Development of high-performance water-based drilling fluids using biopolymers. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 129, 106–112.
- S. Li, X. Zhang, W. Wang (2022). Advances in nanomaterials for oilfield applications: drilling fluids and enhanced oil recovery. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 213, 110456. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110456>
- T. F. Machado, A. C. Bezerra Júnior, J. C. O. Freitas (2015). Atividade antimicrobiana de óleos essenciais em fluidos de perfuração. **B CEPPA**, 33(1), 30–38.
- V. S. K. Rao, P. S. Reddy, M. R. Rao (2020). Application of environmentally friendly additives in water-based drilling fluids: a review. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 189, 106935. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106935>
- W. Huang, Y. Tong, M. Lei, J. Sun (2021). Water-in-oil emulsions for high-temperature drilling: formulation and evaluation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 199, 108281. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108281>
- W. Li, X. Chen, Y. Liu (2019). Rheological and filtration properties of bentonite-based drilling fluids with polymer additives. **Applied Clay Science**, 175, 12–21. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2019.02.007>

- X. Zhang, Y. Li, J. Ma, Q. Zhao (2022). Nanoparticle-enhanced drilling fluids for shale formations: mechanism and application. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 209, 109834. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.109834>
- Y. N. Ma, S. Harrad (2015). Spatiotemporal analysis of human exposure to PAHs in indoor environments. **Environmental International**, 84, 7–16. <https://doi.org/10.1016/j.envint.2015.06.003>
- Y. Pu, P. Xu, M. Xu, J. Song, M. He, M. Wei (2022). Enhanced stability of low oil-to-water ratio water-in-oil emulsions: synergistic effect of nano-SiO₂ and emulsifiers. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 219, 111053. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111053>
- Z. Li, W. Zhang, H. Sun, J. Liu (2020). Evaluation of water-based drilling fluids with environmentally friendly lubricants. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 186, 106692. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106692>