

ANÁLISE DA CORROSIVIDADE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO EM  
AÇO AISI 316L UTILIZADOS NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

PEDRO HENRIQUE AL JAWABRA RIBEIRO

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE  
LABORATÓRIO DE ENGENHARIA E EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO  
DE PETRÓLEO - LENEP

MACAÉ - RJ  
DEZEMBRO - 2025

# ANÁLISE DA CORROSIVIDADE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO EM AÇO AISI 316L UTILIZADOS NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

PEDRO HENRIQUE AL JAWABRA RIBEIRO

Monografia apresentada ao Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Engenheiro de Exploração e Produção de Petróleo.

Orientadora: Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Georgiana Feitosa da Cruz

Coorientador: Dr. Cleysson Castro Côrrea

MACAÉ - RJ  
DEZEMBRO - 2025

---

# ANÁLISE DA CORROSIVIDADE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO EM AÇO AISI 316L UTILIZADOS NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

PEDRO HENRIQUE AL JAWABRA RIBEIRO

Monografia apresentada ao Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de Engenheiro de Exploração e Produção de Petróleo.

Aprovada em 05 de dezembro de 2025.

Comissão Examinadora:

---

Prof. Dr. Bruno José Vicente – LENEP/UENF

---

Dr<sup>a</sup> Sofia da Luz Bueno Ayusso - FACC

---

Dr. Cleysson Castro Corrêa (Coorientador) – LENEP/UENF

---

Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup>. Georgiana Feitosa da Cruz (Orientadora) – LENEP/UENF

Aos meus familiares e amigos.

Em primeiro lugar, agradeço a Deus, pois sem ele nada seria possível, e certamente eu não teria chegado até aqui. Agradecimentos

Agradeço profundamente a minha mãe, Ibtissam, que abriu mão de tantas coisas ao longo da vida para que eu e minha irmã pudéssemos construir a nossa com segurança. A conclusão desta etapa tem muito do seu apoio inabalável.

Ao meu pai, Arnaud, que foi fonte de inspiração para e incentivo para carreira na engenharia.

Aos amigos da UENF, deixo meu reconhecimento. Obrigado pelas revisões pré-prova, pelos exercícios resolvidos, pelos almoços e por todas as boas lembranças e bons momentos vividos que tornaram a jornada mais leve.

À minha orientadora, Georgiana Feitosa, deixo um agradecimento especial. Obrigado por acreditar no potencial do trabalho e na minha capacidade, mesmo diante das dificuldades. Sua didática, humildade, sensibilidade e dedicação foram fundamentais para o desenvolvimento desta pesquisa.

Ao meu coorientador, Cleysson Corrêa, deixo também um agradecimento especial. Obrigado por todas as conversas, conselhos, disponibilidade e dedicação total na fase experimental do trabalho, não medindo esforços e tempo para que tudo ocorresse da melhor maneira possível e o conhecimento fosse realmente assimilado. Agradeço por sua trajetória profissional que graças a toda sua dedicação ao projeto pioneiro de Fluidos base glicerina, possibilitou uma grande quantidade de trabalhos derivados.

Ao professor André Bueno, agradecimento especial por todos os ensinamentos e dedicação para resolver os problemas dos alunos de forma rápida e resolutiva.

A todos os demais professores do LENEP, meu profundo agradecimento pelas cobranças que me puxaram a cada dia ser uma pessoa melhor e pelo amor a profissão que é nítido em cada disciplina cursada.

Aos membros da banca, agradeço a disponibilidade para avaliar este trabalho e pelas contribuições destinadas a aprimorá-lo.

*"Se a educação sozinha não transforma a sociedade, sem ela tampouco a sociedade muda" (Paulo Freire)*

# ***Sumário***

<b>Lista de Figuras</b>	<b>vii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>ix</b>
<b>Nomenclatura</b>	<b>x</b>
Abreviaturas . . . . .	x
<b>Resumo</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xii</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Escopo do Problema . . . . .	1
1.2 Objetivos . . . . .	3
1.3 Organização do Documento . . . . .	4
<b>2 Revisão Bibliográfica</b>	<b>5</b>
2.1 INDÚSTRIA PETROLÍFERA – Considerações Gerais . . . . .	5
2.2 MECANISMOS DE CORROSÃO NA PERFURAÇÃO . . . . .	17
2.3 CORROSÃO QUÍMICA . . . . .	22
2.4 PROTEÇÃO CONTRA CORROSÃO NA PERFURAÇÃO . . . . .	24
2.5 AVALIAÇÃO DA CORROSÃO . . . . .	25
<b>3 Metodologia</b>	<b>28</b>
3.1 PREPARAÇÃO DOS CUPONS DE AÇO . . . . .	29
3.2 PREPARAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO . . . . .	31



3.3	AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES DOS FLUIDOS FORMULADOS . .	32
3.4	TESTE DE CORROSÃO . . . . .	33
3.5	AVALIAÇÃO DA TAXA DE CORROSÃO . . . . .	34
3.6	MICROSCOPIA ÓPTICA CONFOCAL . . . . .	34
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>36</b>
4.1	AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO . . . . .	36
4.2	AVALIAÇÃO DO POTENCIAL CORROSIVO DOS FLUIDOS NO AÇO .	41
4.3	RELAÇÃO ENTRE REOLOGIA, COMPOSIÇÃO QUÍMICA E CORRO- SÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO . . . . .	44
4.4	AVALIAÇÃO DA SUPERFÍCIE DOS CUPONS DE AÇO POR INSPE- ÇÃO VISUAL . . . . .	46
4.5	AVALIAÇÃO DA SUPERFÍCIE DOS CUPONS DE AÇO POR MICROS- COPIA ÓPTICA CONFOCAL . . . . .	47
<b>5</b>	<b>Conclusões</b>	<b>50</b>
5.1	Conclusões . . . . .	50
5.2	Sugestões Para Trabalhos Futuros . . . . .	52
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>53</b>
	<b>Referências</b>	<b>54</b>
	<b>Apêndice A - Anexos</b>	<b>62</b>

# ***Lista de Figuras***

1	Etapas do ciclo de exploração e produção de petróleo. São quatro etapas essenciais que compõem o ciclo de vida de qualquer projeto de E&P: (1) Encontrar a reserva, (2) construir a infraestrutura para extração, (3) extrair o petróleo e (4) desativar e desmobilizar a infraestrutura . . . . .	7
2	Ilustração esquemática mostrando o sistema de perfuração com a trajetória do fluido de perfuração . . . . .	11
3	A) Representação esquemática de uma situação normal de perfuração; (B) representação esquemática do aprisionamento de coluna por prisão diferencial e (C) influência da área de contato na prisão da coluna . . .	14
4	Ilustração esquemática do processo de perfuração e formação do reboco . . . . .	15
5	Ilustração mostrando alguns tipos de corrosão comuns em operações de perfuração de poços de petróleo: (a) corrosão uniforme, (b) corrosão por pites, (c) corrosão por frestas e (d) corrosão galvânica . . . . .	19
6	Imagem mostrando a diferença entre (a) corrosão por pite e (b) corrosão por fresta . . . . .	22
7	(a) Ilustração de inibidor orgânico adsorvido na superfície metálica, formando uma barreira; (b) mecanismo para inibição anódica e (c) inibição catódica . . . . .	25
8	Fluxograma das etapas do procedimento experimental adotado para avaliação da corrosão de fluidos a base de água e glicerina . . . . .	29
9	Etapas do procedimento experimental adotado para o teste de corrosão utilizando fluidos de perfuração como meios corrosivos . . . . .	34
10	Etapas do procedimento experimental para análise da superfície dos cupons por microscopia óptica confocal . . . . .	35

11	Variação da viscosidade versus taxa de cisalhamento para os quatro fluidos testados antes e após o envelhecimento . . . . .	38
12	Variação da tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento para os fluidos 100% base água (a) e para os fluidos base glicerina (b) testados antes e após o envelhecimento . . . . .	39
13	Visualização gráfica da taxa de corrosão de cupons de aço inoxidável imersos nos respectivos fluidos . . . . .	43
14	Comparação visual dos cupons de aço submetidos às diferentes formulações de fluidos de perfuração . . . . .	46
15	Micrografias dos cupons de aço obtidas por microscopia óptica confocal em dois pontos distintos . . . . .	48

## ***Lista de Tabelas***

1	Possíveis fontes de contaminantes corrosivos na perfuração de petróleo e gás . . . . .	16
2	Classificação das taxas de corrosão uniforme e por pites . . . . .	27
3	Imagem representativa e composição química do aço inoxidável AISI 316L	30
4	Dimensões e massas iniciais dos cupons metálicos de aço inoxidável AISI 316L utilizados neste estudo . . . . .	30
5	Descrição dos componentes e quantidades utilizadas para formulação dos fluidos de perfuração à base de água e glicerina . . . . .	32
6	Propriedades reológicas obtidas para os fluidos de perfuração aquosos e base glicerina formulados . . . . .	37
7	Perda de massa dos cupons de aço submetidas aos fluidos base glicerina e água . . . . .	42
8	Taxa de corrosão obtida para cada cupom submetido aos diferentes fluidos de perfuração durante 7 dias . . . . .	42
9	ANEXO I – PROPRIEDADES REOLÓGICAS E FILTRADO APÓS CONTAMINAÇÃO COM SALMOURAS DO FLUIDO AQUOSO . . . . .	62

# ***Nomenclatura***

## **Abreviaturas**

AE	Antes do Envelhecimento
<i>AISI</i>	<i>American Iron and Steel Institute</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
<i>API</i>	<i>American Petroleum Institute</i>
<i>ASTM</i>	<i>American Society for Testing and Materials</i>
DE	Depois do Envelhecimento
<i>E&amp;P</i>	<i>Exploração e Produção</i>
FBA1	Fluido a Base de Água (1)
FBA2	Fluido a Base de Água (2)
FBG1	Fluido a Base de Glicerina (1)
FBG2	Fluido a Base de Glicerina (2)
IC	Inibidor de Corrosão
ISO	International Organization for Standardization
MPY	Mils Per Year
PST	Pó de Semente de Tâmara
ROP	Rate of Penetration
SBM	Synthetic-Based Mud
VP	Viscosidade Plástica
WBM	Water Based Mud

# ANÁLISE DA CORROSIVIDADE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO EM EM AÇO AISI 316L UTILIZADOS NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

## *Resumo*

Este trabalho teve como objetivo analisar a corrosividade de fluidos de perfuração aquoso à base de glicerina e fluidos à base de água em aço inoxidável AISI 316L, o qual é amplamente utilizado na indústria de petróleo e gás devido à sua resistência à corrosão. O trabalho foi conduzido por meio de experimentos laboratoriais que simularam condições térmicas de um poço petrolífero, expondo corpos de prova a diferentes formulações dos fluidos avaliados durante sete dias a 94 °C. Foram realizadas avaliações quantitativas da perda de massa e cálculo da taxa de corrosão, além de inspeções visuais e microscópicas da superfície metálica dos aços utilizados nos experimentos. Os resultados demonstraram que o fluido FBA1, à base de água e sem inibidor, foi o mais agressivo, em comparação ao FBA2, o qual apresentou significativa redução da corrosão devido à presença de um aditivo inibidor. Os fluidos à base de glicerina, por sua vez, apresentaram comportamento intermediário, com destaque para o FBG1, o qual demonstrou maior estabilidade térmica e menor taxa de corrosão em comparação aos demais fluidos testados. Por outro lado, o FBG2, o qual apresenta maior teor de cloretos e sólidos, foi o que apresentou maior taxa de corrosão em comparação aos demais. Com base nos resultados obtidos, notou-se que a composição química do fluido, especialmente a presença de sais e inibidores, é determinante para a corrosividade do sistema, sendo essencial considerar esses fatores na escolha de fluidos que prolonguem a vida útil de materiais metálicos empregados na indústria petrolífera, especialmente em ambientes agressivos com altas temperaturas e presença de substâncias químicas corrosivas.

**Palavras chave:** Corrosão; Fluidos de perfuração; Aço inoxidável; Petróleo.

## ***Abstract***

This work aimed to analyze the corrosivity of aqueous fluid based on glycerin drilling fluids and water-based fluids on AISI 316L stainless steel, which is widely used in the oil and gas industry due to its corrosion resistance. The work was conducted through laboratory experiments that simulated the thermal conditions of an oil well, exposing test specimens to different formulations of the evaluated fluids for seven days at 94 °C. Quantitative evaluations of mass loss and corrosion rate calculation were performed, in addition to visual and microscopic inspections of the metallic surface of the steels used in the experiments. The results demonstrated that the WBF1 fluid (Water-Based Fluid 1), water-based and without an inhibitor, was the most aggressive, compared to WBF2, which showed a significant reduction in corrosion due to the presence of an inhibiting additive. The glycerin-based fluids, in turn, presented intermediate behavior, with emphasis on the GBF1 fluid (Glycerin-Based Fluid 1), which demonstrated greater thermal stability and a lower corrosion rate compared to the other fluids tested. On the other hand, FBG2, which has a higher chloride and solids content, showed the highest corrosion rate compared to the others. Based on the obtained results, it was noted that the chemical composition of the fluid, especially the presence of salts and inhibitors, is determinant for the system's corrosivity, making it essential to consider these factors when choosing fluids that prolong the lifespan of metallic materials employed in the oil industry, especially in aggressive environments with high temperatures and the presence of corrosive chemical substances.

**Keywords:** Corrosion; Drilling fluids; Stainless steel; Petroleum.

# 1 *Introdução*

O fluido de perfuração, como um produto químico essencial na indústria petrolífera, é amplamente aplicado em todas as operações de perfuração. Apesar dos incidentes incessantes de falhas em equipamentos de perfuração em serviço, a avaliação da corrosão do fluido de perfuração tem sido negligenciada. Portanto, falta correlação entre sua composição química, propriedades e efeito da corrosão. Diante desse cenário, os efeitos da corrosão de dois fluidos de perfuração (à base de glicerina e à base de água) no aço inoxidável AISI 316L, o qual é amplamente utilizado na indústria de petróleo e gás devido à sua resistência à corrosão, foram investigados neste trabalho de conclusão de curso.

## 1.1 **Escopo do Problema**

A indústria do petróleo e gás é composta por três setores principais que englobam todas as etapas da cadeia produtiva. O primeiro deles é o setor upstream, responsável pelas atividades de exploração e produção, que envolvem a localização e extração de petróleo bruto e gás natural, tanto em áreas terrestres (onshore) quanto marítimas (offshore). Esse segmento está fortemente associado ao desenvolvimento e à aplicação de tecnologias de perfuração e produção. Em segundo lugar, o setor midstream atua como uma ponte entre as operações upstream e downstream, sendo responsável pelo transporte, processamento, armazenamento e comercialização do petróleo bruto e do gás natural. Por fim, o setor downstream compreende as refinarias e plantas petroquímicas, nas quais o petróleo bruto é processado, separado e refinado (SAFIAN *et al.*, 2024). Em todos esses segmentos, a prevenção da corrosão constitui um fator crítico para garantir a segurança operacional e a continuidade da produção. Embora cada setor enfrente desafios específicos relacionados à corrosão, o setor upstream, especialmente nas operações de perfuração offshore, apresenta problemas mais significativos devido ao contato direto com a água do mar e às condições ambientais severas (SAFIAN *et al.*, 2024). A corrosão é uma ameaça global crescente à integridade



das instalações de petróleo e gás, cujo principal componente é o aço, com seus consequentes desperdícios econômicos e riscos ambientais associados (SAMANT, 2008). Essas instalações incluem, por exemplo, oleodutos, plataformas e embarcações (tanques de armazenamento) (IYASARA *et al.*, 2015). Além disso, a corrosão em componentes de fundo de poço, como revestimentos, tubulações, colares de perfuração, colunas de perfuração ou brocas, pode impedir o processo de perfuração, levando a paradas devido a preocupações com a segurança (de acordo com as normas NORSOK D-010 e ISO 16530) (ASKARI *et al.*, 2021). Os desperdícios econômicos incluem, entre outros, paradas, perdas de produção, contaminação e falhas de equipamentos; enquanto os riscos ambientais incluem poluição, derramamento, destruição da flora e da fauna, incêndios e outras fatalidades (OVRI, 2004). Reconhecendo a alta probabilidade de ocorrência de corrosão em atividades de perfuração, as indústrias de petróleo e gás investem bilhões em tecnologias preventivas, como o uso de inibidores de corrosão (SAFIAN *et al.*, 2024). Um componente indispensável nessa etapa da operação de perfuração de poços é a formulação dos fluidos (ou lamas) de perfuração, que desempenha um papel crítico na lubrificação da broca e facilidade na remoção eficiente de cascalhos (SAFIAN *et al.*, 2024). Além disso, o fluido de perfuração deve ser seguro tanto para o pessoal que o manuseia quanto para o meio ambiente e, portanto, não deve corroer ou causar desgaste excessivo dos equipamentos de perfuração (SHOKOYA *et al.*, 1996). Os fluidos de perfuração podem ser classificados em i) fluidos à base de água (Water Based Mud), onde a água salgada, água doce ou salmoura é a fase contínua; ii) fluidos à base de óleo (Oil Based Mud, OBM), onde seu meio de dispersão é de derivados do petróleo como diesel. Tem-se ainda os fluidos de perfuração sintéticos (Synthetic Based Mud, SBM) propostos por (GROWCOCK *et al.*, 1996a; GROWCOCK *et al.*, 1996b), os quais possuem a eficiência dos fluidos base óleo, porém, apresentam menor toxicidade e/ou maior biodegradabilidade; iii) fluidos à base de ar ou gás natural, os quais normalmente limitam-se a perfurações de formações de baixa permeabilidade ou formações com rochas muito duras (IYASARA *et al.*, 2015; BERRY, 2008). Mais recentemente, (CORRÊA *et al.*, 2017) formularam fluidos de perfuração aquoso à base de glicerina que são ecologicamente corretos, de baixa toxicidade e com performance técnica semelhante aos fluidos sintéticos conhecidos (MALGARESI *et al.*, 2018). Cada fluido de perfuração possui características físico-químicas distintas, que podem afetar de maneira diferente os materiais metálicos em contato durante a operação. Por exemplo, os fluidos OBM são menos corrosivos que os WBM por não serem eletricamente condutores (DARLEY; GRAY, 1988). Por outro lado, (CRUZ *et al.*, 2019) mostrou que fluidos à base de glicerina são mais corrosivos que fluidos à base de olefina em amostras de ferro fundido niquelado. A corrosividade dos flui-

dos, portanto, torna-se um fator determinante para a escolha do tipo mais adequado, levando-se em consideração as condições operacionais do poço, como temperatura, pressão e composição química do meio (SHOKOYA *et al.*, 1996). Apesar dos avanços em tecnologias anticorrosivas e na formulação de fluidos mais estáveis, ainda existem lacunas no conhecimento sobre o comportamento comparativo dos diferentes tipos de fluidos sob condições semelhantes de operação. Considerando que a temperatura é um fator agravante da corrosão, simular as condições térmicas de um poço real é uma estratégia eficaz para entender a agressividade dos fluidos em contato com os aços normalmente utilizados na indústria petrolífera (AL-YASIRI *et al.*, 2017). Diante disso, surge o seguinte problema que motivou este trabalho de conclusão de curso: qual dos tipos de fluidos de perfuração – fluidos à base de glicerina ou à base de água – apresenta menor potencial de corrosão em aço inoxidável AISI 316L quando submetido a condições térmicas simuladas de um poço de petróleo? A realização deste estudo se justifica pela relevância técnica e econômica da corrosão na indústria do petróleo, sendo essencial para apoiar decisões mais assertivas na escolha de fluidos de perfuração que prolonguem a vida útil dos equipamentos metálicos. Além disso, contribui para a redução de custos operacionais, aumenta a segurança das operações e minimiza os riscos de impactos ambientais associados a falhas estruturais. A análise comparativa proposta poderá subsidiar futuros trabalhos de pesquisa e desenvolvimento de novas formulações de fluidos com menor impacto corrosivo.

## 1.2 Objetivos

Os objetivos deste trabalho são:

- Objetivo geral:
  - O presente trabalho teve como objetivo geral investigar o comportamento corrosivo de fluidos de perfuração aquoso à base de glicerina e à base de água em contato com o aço inoxidável AISI 316L, sob condições térmicas simuladas de um ambiente de poço petrolífero, visando compreender os efeitos dessas formulações sobre a integridade do material.
- Objetivos específicos:
  - Avaliar o comportamento corrosivo de fluidos de perfuração à base de glicerina e de água, em contato com amostras de aço inoxidável AISI 316L;

- Identificar as características físico-químicas dos fluidos de perfuração que influenciam o processo corrosivo;
- Determinar a taxa de corrosão dos corpos de prova por meio de ensaios de perda de massa;
- Analisar a superfície das amostras após a exposição aos fluidos, utilizando técnicas de microscopia óptica confocal, a fim de caracterizar produtos de corrosão e mecanismos predominantes;
- Estabelecer parâmetros comparativos entre os tipos de fluido com base nos danos morfológicos e nas alterações superficiais observadas nas amostras metálicas após os ensaios;
- Correlacionar os resultados de corrosão com as propriedades físico-químicas dos fluidos analisados, identificando os fatores mais críticos sob as condições simuladas;
- Comparar o desempenho dos fluidos em termos de eficiência anticorrosiva e estabilidade térmica, visando indicar o sistema mais adequado às condições operacionais simuladas.

### **1.3 Organização do Documento**

Este trabalho está organizado em cinco capítulos. No capítulo 1, apresenta-se a introdução, com a contextualização do tema, a justificativa, a motivação, a delimitação do problema e os objetivos da pesquisa. O capítulo 2 é destinado à revisão bibliográfica, onde são abordados os conceitos fundamentais sobre corrosão, tipos de fluidos de perfuração, propriedades dos aços utilizados na indústria petrolífera e estudos anteriores relevantes ao tema. No capítulo 3, descreve-se a metodologia adotada, detalhando a abordagem da pesquisa, os procedimentos experimentais e os critérios de análise. O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos por meio do estudo de caso, com a exposição das condições experimentais e a análise dos dados referentes à corrosão das amostras metálicas. No capítulo 5, apresenta-se as conclusões da pesquisa, destacando os principais resultados e sugestões para trabalhos futuro. Por fim, tem-se as referências do trabalho.

## **2      *Revisão Bibliográfica***

Esse capítulo reúne os principais conceitos e fundamentos técnicos que sustentam a análise proposta neste trabalho de conclusão de curso. Por meio da revisão bibliográfica, busca-se contextualizar os elementos essenciais para a compreensão da corrosividade dos fluidos de perfuração sobre aços aplicados na indústria do petróleo, com base em publicações científicas, normas técnicas e literatura especializada. Inicialmente, tem-se um panorama geral sobre a indústria petrolífera, destacando suas principais operações e a importância da perfuração de poços. Em seguida, uma abordagem do papel dos fluidos de perfuração, suas classificações, composições e funções operacionais. Por fim, discute-se os mecanismos de corrosão em ambientes de perfuração e os fatores que influenciam a degradação dos aços em contato com diferentes tipos de fluidos, estabelecendo a base teórica para a análise comparativa desenvolvida nos capítulos seguintes.

### **2.1    INDÚSTRIA PETROLÍFERA – Considerações Gerais**

O petróleo consolidou-se ao longo do tempo como um dos recursos mais estratégicos do mundo moderno, não apenas por seu elevado potencial energético, mas também pela forte influência que exerce sobre as dinâmicas políticas e econômicas globais. Seja em países produtores ou importadores, sua presença impacta diretamente decisões geopolíticas, acordos comerciais e o posicionamento internacional das nações. Desde as primeiras descobertas de reservas e o início da exploração em larga escala, o petróleo ganhou destaque na matriz energética mundial. Esse protagonismo ficou ainda mais evidente nas décadas de 1970 e 1980, quando chegou a representar cerca da metade de toda a energia consumida globalmente, refletindo a profunda dependência da sociedade em relação a esse recurso não renovável (CANDIDO *et al.*, 2021). Na configuração atual da sociedade e do setor produtivo, o petróleo representa um recurso estratégico, tanto pelo seu valor energético quanto pela ampla gama de aplicações industriais. Além de ser uma das principais fontes de energia utili-

zadas globalmente, seus derivados são amplamente empregados como matéria-prima na fabricação de insumos e produtos essenciais, como combustíveis, lubrificantes, polímeros, solventes e fertilizantes. Essa versatilidade faz com que o petróleo tenha um papel estruturante na economia e na engenharia moderna, integrando cadeias produtivas complexas e contribuindo diretamente para o desenvolvimento de diversas tecnologias e processos industriais (IEA, 2023). O cenário da produção de petróleo no Brasil em 2023 reforça o papel estratégico do país no setor energético global. Com uma média diária superior a 3,4 milhões de barris, a produção nacional cresceu mais de 12% em relação ao ano anterior, ultrapassando a marca de 1,2 bilhão de barris ao longo do ano. Esse crescimento foi impulsionado principalmente pelo avanço do pré-sal, que respondeu por mais de três quartos da produção total e atingiu uma média de 949 milhões de barris por ano. A atividade offshore continua sendo predominante, representando quase toda a produção nacional, com destaque absoluto para o estado do Rio de Janeiro, que sozinho foi responsável por mais de 85% do total. São Paulo e Espírito Santo completam a lista dos maiores produtores, demonstrando a concentração da atividade em algumas regiões costeiras específicas (ANP, 2024). A extração do petróleo envolve um conjunto de operações complexas que se inicia com a perfuração do solo até a rocha reservatório, onde o hidrocarboneto se encontra armazenado (LIU *et al.*, 2022). A perfuração e o desenvolvimento de recursos em formações profundas são, portanto, importantes direções de pesquisa em engenharia de petróleo, tanto no presente quanto no futuro (LI *et al.*, 2016; VEDACHALAM *et al.*, 2016). Reservatórios com profundidade superior a 4,5 km são frequentemente chamados de reservatórios profundos (YANG *et al.*, 2019). Atualmente, os reservatórios mais profundos encontrados têm aproximadamente 9 km, e a temperatura do fundo do poço excede 180 °C (AF-TAB *et al.*, 2017). Durante o processo de perfuração, o fluido de perfuração atua como agente de transporte para material de ponderação e cascalhos, equilibra a pressão da formação, transmite informações sobre a formação e lubrifica as ferramentas de perfuração (BENAYADA *et al.*, 2003; BALTOIU *et al.*, 2006). O desempenho do fluido de perfuração é, portanto, fundamental para a extração eficaz de recursos em reservatórios profundos (LIU *et al.*, 2022). No Brasil, a propriedade do subsolo e dos recursos minerais, incluindo o petróleo e o gás natural, é da União. No entanto, a exploração dessas riquezas pode ser delegada a empresas públicas ou privadas por meio de processos licitatórios organizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Esses processos ocorrem sob regimes jurídicos específicos, como concessão, partilha de produção ou cessão de direitos contratuais. Cabe à ANP a responsabilidade de conduzir estudos geológicos e geofísicos para mapear o potencial energético do território nacional, estruturar e gerir o banco de dados técnicos

dessas pesquisas, propor ao governo as áreas com viabilidade exploratória e operacionalizar as rodadas de licitação. Além disso, a agência formaliza os contratos em nome da União, garantindo a legalidade e a transparência nas atividades do setor de óleo e gás (ANP, 2020). A Figura 1 ilustra as etapas do ciclo de exploração e produção de petróleo.

Figura 1: Etapas do ciclo de exploração e produção de petróleo. São quatro etapas essenciais que compõem o ciclo de vida de qualquer projeto de E&P: (1) Encontrar a reserva, (2) construir a infraestrutura para extração, (3) extrair o petróleo e (4) desativar e desmobilizar a infraestrutura



Nos países com grandes reservas petrolíferas, como o Brasil, a exploração em ambiente marítimo é uma prática consolidada e estratégica. A extração de petróleo no mar, especialmente em águas profundas e ultra profundas, demanda tecnologias mais sofisticadas e uma infraestrutura específica, como plataformas fixas, autolaváveis, semi-submersíveis e navios-sonda. Esses sistemas são projetados para suportar as condições extremas do ambiente oceânico e realizar a perfuração com precisão em grandes profundidades. O destaque do Brasil nesse cenário se deve, principalmente, à província do pré-sal, considerada uma das maiores reservas mundiais de petróleo. A exploração dessas jazidas impulsionou o desenvolvimento tecnológico da indústria nacional, consolidando o país como um dos principais exportadores globais e atraindo expressivos investimentos no setor de óleo e gás (BRUHN *et al.*, 2017). Considerando esse ciclo de exploração e produção de petróleo, uma das fases mais críticas é a perfuração dos poços. A perfuração é uma tecnologia de engenharia que constrói um canal da superfície até o subsolo. Ela não é apenas o método mais essencial para a obtenção de recursos subterrâneos, incluindo petróleo bruto, gás natural, água e calor

terrestre, mas também indispensável para a aquisição de informações geológicas que impulsionam a pesquisa em geociências (HANSON, 2003; HOU *et al.*, 2018).

### **2.1.1 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO – DEFINIÇÃO, CLASSIFICAÇÃO E FUNÇÕES**

O fluido de perfuração é um fluido complexo composto por diversos aditivos com múltiplas funções, incluindo a suspensão e o transporte de detritos de rocha, a prevenção do colapso do poço, o equilíbrio da pressão da formação, a proteção de reservatórios de petróleo e gás, o resfriamento e a lubrificação dos equipamentos de perfuração e a transmissão da potência hidráulica (GROWCOCK; HARVEY, 2005). O fluido de perfuração influencia diretamente o avanço da perfuração e determina o sucesso da construção do poço. Desde que a água limpa passou a ser usada como fluido de perfuração na década de 1880, a tecnologia de fluidos de perfuração evoluiu ao longo de mais de um século. Centenas de aditivos e dezenas de sistemas de fluidos de perfuração foram desenvolvidos, desempenhando um papel insubstituível na exploração e desenvolvimento de recursos de petróleo e gás (HE *et al.*, 2023). Para garantir uma perfuração eficiente e segura, a escolha do fluido de perfuração deve considerar uma série de propriedades fundamentais. É essencial que o fluido possua estabilidade química e mecânica, especialmente nas paredes do poço, de modo a evitar colapsos e interferências na operação. Além disso, deve permitir a separação eficiente dos cascalhos na superfície, facilitando o controle do material removido. Outro ponto crucial é que o fluido não cause danos às formações geológicas atravessadas, mantendo sua integridade. Também é necessário que seja de fácil tratamento físico e químico, e que tenha baixo potencial corrosivo e abrasivo sobre os equipamentos metálicos utilizados. Por fim, o fluido deve contribuir para a correta interpretação das características das rochas perfuradas, auxiliando na análise geológica da formação (CAENN *et al.*, 2011; ZHAO *et al.*, 2019). De acordo com o tipo de meio de dispersão, o fluido de perfuração pode ser classificado em fluido de perfuração à base de água, fluido de perfuração à base de óleo e fluido de perfuração à base de gás. O fluido de perfuração à base de água é o tipo mais utilizado e sempre ocupa o lugar dominante. O fluido de perfuração polimérico (FAP) é um tipo essencial de fluido de perfuração à base de água. Em um sentido amplo, o fluido de perfuração à base de água que utiliza um polímero como principal aditivo é considerado um FAP. Apresentando vantagens como baixo teor de sólidos, alta taxa de penetração (rate of penetration, ROP), propriedades reológicas fáceis de controlar e baixo custo, o FAP tornou-se um tipo de fluido de

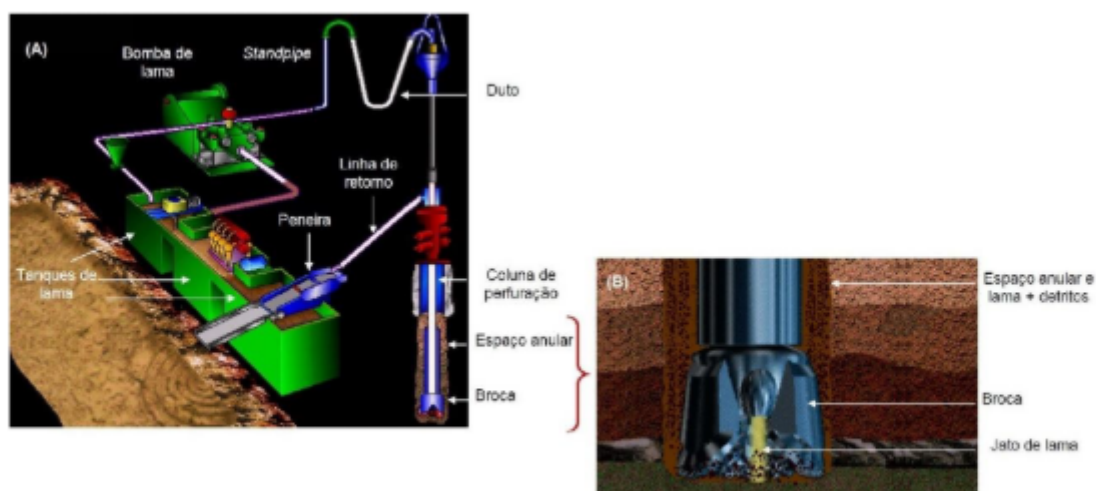
perfuração com o desenvolvimento mais rápido e expressivo e a mais ampla aplicação (GROWCOCK; HARVEY, 2005). Desde a invenção do fluido de perfuração não disperso com baixo teor de sólidos na década de 1960 (FIELD, 1968; PARIZAD *et al.*, 2018), o fluido de perfuração entrou na fase de desenvolvimento científico. Diversos aditivos poliméricos funcionais e sistemas de fluido de perfuração foram inventados, solucionando muitos problemas de perfuração, apoiando fortemente o desenvolvimento de recursos de petróleo e gás e impulsionando significativamente o desenvolvimento da tecnologia de fluidos de perfuração (HE *et al.*, 2023). Fluidos de perfuração à base de água são amplamente utilizados na indústria do petróleo, especialmente em campos de baixa pressão e baixa temperatura. Esses fluidos são baratos, ecologicamente corretos, não tóxicos e biodegradáveis. No entanto, sua aplicação é significativamente restrita em áreas de alta pressão e alta temperatura (HPHT), em rochas com alto teor de argila e em poços de geometria complexa (GANDELMAN *et al.*, 2007). Nesses casos, são utilizados fluidos sintéticos à base de óleo. Contudo, esses fluidos são tóxicos, tem baixa biodegradabilidade e são significativamente mais caros do que os fluidos à base de água. A modelagem matemática e laboratorial permite avaliar a eficiência tecnológica dos fluidos de perfuração, levando ao desenvolvimento de novas composições de fluidos. O principal problema da perfuração com sobrepressão é o dano à formação, induzido pela invasão do fluido de perfuração ao redor do poço e pela torta de filtração externa irremovível. A permeabilidade da formação próxima ao poço diminui devido à invasão do fluido de perfuração com partículas (JIAO; SHARMA, 1994; GANDELMAN *et al.*, 2007; YOU *et al.*, 2015). Partículas de ponderação e polímeros são adicionados ao fluido de perfuração para reduzir a invasão, minimizar os danos próximos ao poço e formar uma camada fina e pouco permeável na parede do poço (SHARMA *et al.*, 2012; MARTINS *et al.*, 2004). Além disso, a toxicidade do fluido e outras exigências ambientais restringem as aplicações convencionais de fluidos de perfuração. Portanto, inúmeras formulações de fluidos de perfuração têm sido testadas para tentar atender às políticas ambientais e prevenir, mitigar ou remover os danos à formação (BEDRIKOVETSKY *et al.*, 2001; MARTINS *et al.*, 2004). Diversas tentativas de criar fluidos de perfuração ambientalmente amigáveis e de baixa toxicidade foram apresentadas na literatura. Li *et al.*, (2015), propuseram um fluido de perfuração de emulsão inversa à base de biodiesel (BBDF) produzido a partir de óleo de cozinha usado. Essa formulação de perfuração apresentou rápida degradação e valores de lubricidade, parâmetros reológicos e API aceitáveis para perfuração. No entanto, o óleo de cozinha usado, utilizado no fluido de perfuração, precisa ser processado por meio de reação de transesterificação, um processo tecnológico complexo. (AMANULLAH *et al.*, 2016), desenvolveram um material ecológico avançado para ser utilizado como aditivo para controle de perda de fluido.



O pó de semente de tâmara (PST), um resíduo agrícola, foi utilizado como aditivo para fluido de perfuração à base de água doce e salgada. Observou-se que a adição de uma pequena quantidade de PST (6 g) ao fluido convencional à base de água causava uma diminuição significativa na perda de filtrado API, e essa adição não afetava os parâmetros reológicos. No entanto, a nova formulação do fluido de perfuração ainda não está pronta para aplicações industriais. As interações entre esse fluido de perfuração e a formação potencial não foram estudadas. O trabalho não relatou os danos que o PST pode causar à permeabilidade do reservatório. (YANG *et al.*, 2019), desenvolveram um fluido de perfuração à base de água salgada utilizando nanopartículas de sílica e materiais ecologicamente corretos para formação de gás de xisto. Os fluidos de perfuração, denominados NPBMs (fluido salino à base de nano-sílica e aditivos Pure-bore), apresentaram alto desempenho em resistência térmica, parâmetros reológicos e lubrificação. Entretanto, a formulação inclui alguns materiais caros para evitar o inchamento do xisto, como o material Pure-bore. Além disso, foram relatados problemas de agregação de nanopartículas no fluido de perfuração. (CORRÊA *et al.*, 2017) desenvolveu fluidos aquoso base glicerina, os quais apresentam características de fluidos base água, especialmente em relação às questões ambientais. Quanto à performance técnica, os fluidos são semelhantes aos fluidos sintéticos. De acordo com (CORRÊA *et al.*, 2017) o fluido glicerina pode ser considerado um sistema multiuso de fluido que pode ser utilizado para perfurar desde reservatórios de gás de baixa permeabilidade, formação com folhelhos reativos, reservatórios carbonáticos do pré-sal até zonas que atravessam o sal sem provocar sua dissolução. (BUENO, 2018) avaliou a estabilidade térmica e dinâmica ao longo do tempo de envelhecimento de fluidos de perfuração base glicerina contendo diferentes concentrações de sal e aditivos com polímeros goma xantana e CMC e observou que os fluidos que continha maior teor de sal apresentaram maior instabilidade no parâmetro reológico de viscosidade plástica e maior viscosidade versus taxa de cisalhamento, se comparada aos fluidos de menor teor de sal. Além disso, os fluidos formulados com glicerina com adição de diferentes concentrações de NaCl contendo goma xantana e CMC demonstraram boa estabilidade até 112 h de envelhecimento no que se refere à viscosidade através do tempo, confirmando seu bom desempenho sob temperatura constante de 200 °F e cisalhamento a cada 16 h de envelhecimento. Durante a perfuração de um poço, o fluido desempenha diversas funções essenciais para garantir a segurança e a eficiência da operação. Uma de suas principais responsabilidades é a remoção dos cascalhos gerados pela broca, transportando-os até a superfície por meio de suspensão (Figura 2). Além disso, o fluido deve exercer uma pressão hidrostática suficiente para superar a pressão interna das formações geológicas, evitando assim o risco de

kick — influxo inesperado de fluidos — e prevenindo acidentes mais graves, como o blowout. Outro papel fundamental é o de selar as formações porosas, como arenitos e carbonatos, utilizando partículas sólidas que formam um revestimento protetor nas paredes do poço. Esse reboco impede a penetração do fluido nas rochas, protegendo o meio ambiente e mantendo a estabilidade estrutural do poço (THOMAS, 2004; DARLEY; GRAY, 1988)

Figura 2: Ilustração esquemática mostrando o sistema de perfuração com a trajetória do fluido de perfuração



Fonte: modificado de LIMA, 2001.

A avaliação das propriedades do fluido de perfuração é um fator essencial para garantir o bom desempenho das atividades no poço. A realização de testes-piloto durante a operação permite monitorar e ajustar o comportamento do fluido em tempo real, assegurando que ele esteja apto a cumprir suas funções de forma eficiente. Esses testes orientam os tratamentos necessários, que são fundamentais para manter a estabilidade e a funcionalidade do fluido ao longo da perfuração. As propriedades dos fluidos, podem ser divididas em duas categorias principais: físicas e químicas. As propriedades físicas são características mensuráveis em qualquer tipo de fluido, como densidade, viscosidade e pressão, enquanto as propriedades químicas são utilizadas para distinguir entre diferentes formulações, sendo determinantes na seleção do fluido mais adequado para cada tipo de formação geológica (THOMAS, 2004; DARLEY; GRAY, 1988)

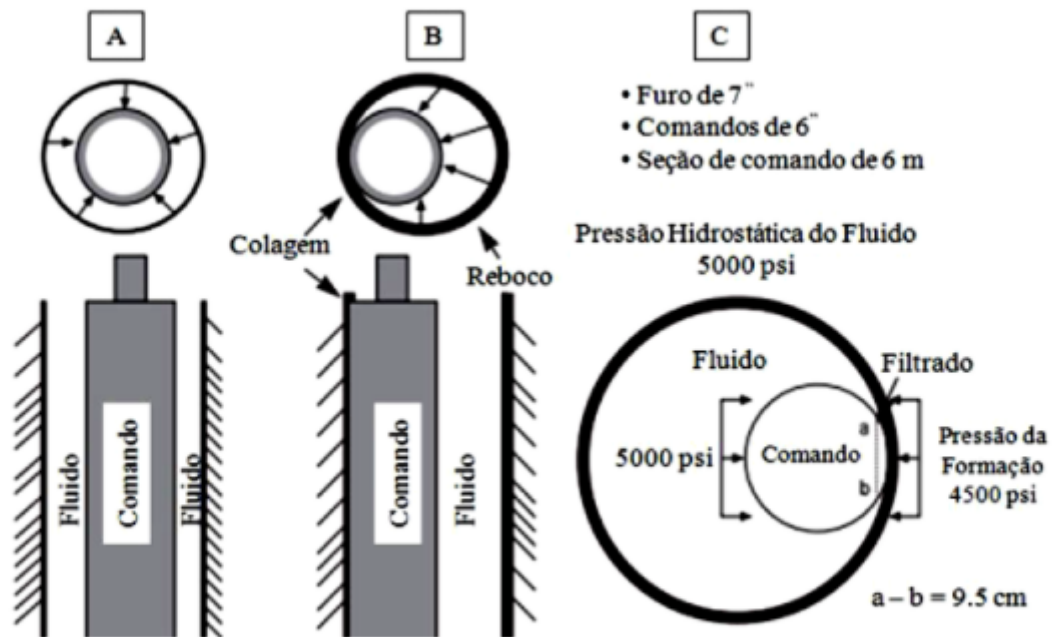
## 2.1.2 PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Independente da base utilizada considera-se a reologia, as forças géis (inicial e final), a densidade, os parâmetros de filtração e a reatividade de folhelhos como as quatro propriedades básicas para definir um bom desempenho para um fluido de perfuração. Estas propriedades devem ser monitoradas durante a operação de perfuração de poços seguindo os testes padronizados pelo API, 1991. Cada poço tem uma característica específica e, por isso, é necessário o controle das propriedades físicas e químicas dos fluidos de perfuração (THOMAS, 2004). O fenômeno tixotrópico tem papel essencial no desempenho dos fluidos de perfuração, pois evita a sedimentação dos cascalhos gerados durante a perfuração e garante a estabilidade quando há interrupção na circulação (TEHRANI A. POPPLESTONE, 2009). Para alcançar o comportamento reológico não-Newtoniano desejado, são empregados modificadores reológicos, como ácidos graxos, poliamidas e argilas organofílicas em fluidos de base oleosa sintética (BERGANE; HAMMADI, 2020), enquanto a goma xantana se destaca como principal aditivo nos fluidos de base aquosa. Nesses casos, o fluido tende a se gelificar em repouso, e as estruturas moleculares formadas pelos aditivos reológicos mantêm os sólidos suspensos. Quando o fluido volta a ser movimentado, essas estruturas se rompem devido ao cisalhamento, reduzindo a viscosidade e quebrando o gel formado. Esse processo, denominado sol-gel, é característico dos fluidos não-Newtonianos: em baixas taxas de cisalhamento apresentam maior viscosidade, enquanto em altas taxas a viscosidade se reduz. A força de gel, parâmetro reológico de grande relevância, quantifica esse comportamento, sendo expressa como força inicial (GEL10' ou  $G_o$ , em  $\text{lb}/100 \text{ ft}^2$ ) e força final (GEL10'' ou  $G_f$ , em  $\text{lb}/100 \text{ ft}^2$ ). A diferença entre esses valores reflete o grau de tixotropia do sistema (YOUNG *et al.*, 2012; MACHADO, 2002). O fluxo de um fluido de perfuração é descrito por parâmetros reológicos como a viscosidade plástica (cP) e o limite de escoamento ( $\text{lb}/100 \text{ ft}^2$ ), que influenciam diretamente no cálculo das perdas de carga no interior da coluna e na eficiência do transporte de cascalhos (FRIGAARD *et al.*, 2017). Entretanto, valores excessivos desses parâmetros podem provocar erosão nas paredes do poço devido à elevada capacidade de carregamento. A viscosidade plástica representa a resistência interna do fluido ao escoamento e está associada à concentração e ao grau de interação entre as partículas sólidas suspensas. Quanto maior a quantidade de sólidos, maior tende a ser a viscosidade plástica. Além disso, a diminuição do tamanho das partículas também contribui para o aumento da viscosidade, em virtude da ampliação da área superficial disponível para interação (FRIGAARD *et al.*, 2017). O limite de escoamento, por sua vez, indica a tensão mínima necessária para iniciar o movimento do fluido e reflete as forças de atração entre

partículas. Esse parâmetro funciona como um indicador do desvio em relação ao comportamento de um fluido Newtoniano. O limite de escoamento pode ser reduzido pelo controle da afinidade entre partículas ou pela diminuição do teor de sólidos. Contudo, fatores como a fragmentação das partículas, a introdução de contaminantes, formulações químicas inadequadas e instabilidades térmicas tendem a aumentar esse valor (MAJIDI *et al.*, 2010). Dessa forma, o controle adequado das propriedades reológicas torna-se fundamental para o sucesso das operações de perfuração. Esses parâmetros influenciam diretamente na limpeza do poço, na suspensão e transporte de sólidos e no desgaste das bombas, devido ao aumento das perdas de carga (GREEN *et al.*, 2001; YOUNG *et al.*, 2012). Outro aspecto crítico é a invasão de filtrado para a formação perfurada, fenômeno que pode comprometer a produtividade do poço e gerar sérios problemas caso não seja devidamente controlado (SRIVATSA; ZIAJA, 2011). A intensidade da invasão depende da reologia do fluido, do tempo de contato com a formação, da permeabilidade e porosidade da rocha, bem como de sua composição mineralógica (QUTOB, 2004; REID; SANTOS, 2006). Para mitigar esse efeito, utilizam-se aditivos redutores de filtrado, como amido e carboximetilcelulose (CMC) em fluidos aquosos, e poliacrilatos em fluidos de base sintética oleosa. Em ambos os casos, o carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ) é empregado como auxiliar. Os mecanismos de migração, deposição e mobilização das partículas finas — de natureza inorgânica ou orgânica — estão associados a processos mecânicos, químicos e térmicos que afetam a permoporosidade da formação (CIVAN, 2007; LONG *et al.*, 2012). Na prática, os problemas mais recorrentes em poços perfurados são o estreitamento do furo e a prisão diferencial, muitas vezes resultantes da formulação inadequada do fluido, seja pelo peso, seja pela sua composição. Esses fatores podem ocasionar instabilidade nas paredes, perdas de circulação, obstrução da coluna, aumento do torque e do arraste. Durante perfurações em formações contendo folhelhos reativos e sais, como halita e silvinita, comumente encontrados no pré-sal brasileiro, o risco é intensificado. Isso ocorre devido às deformações plásticas do sal e da argila, à pressão litostática e à interação da água com argilas expansivas (esmetctitas). Para minimizar tais efeitos, torna-se necessário o uso de fluidos altamente inibidores, formulados com polímeros aniônicos de elevado peso molecular e aditivos à base de potássio ou poliméricos. Em alguns cenários, pode ser indispensável o aumento da densidade do fluido ou a aplicação de revestimentos especiais para conter as deformações (DARLEY; GRAY, 1988). Como a maioria dos poços não é completamente vertical, a coluna de perfuração frequentemente entra em contato com as paredes do poço, especialmente durante conexões e manobras. Nessas condições, ocorre o risco de aderência, caracterizando o fenômeno conhecido como prisão diferencial (Figura 3). Esse tipo de problema está diretamente ligado ao uso de

fluidos inadequados, que apresentam elevado teor de sólidos, alta densidade, taxas excessivas de filtrado e formação de rebocos espessos (DARLEY; GRAY, 1988).

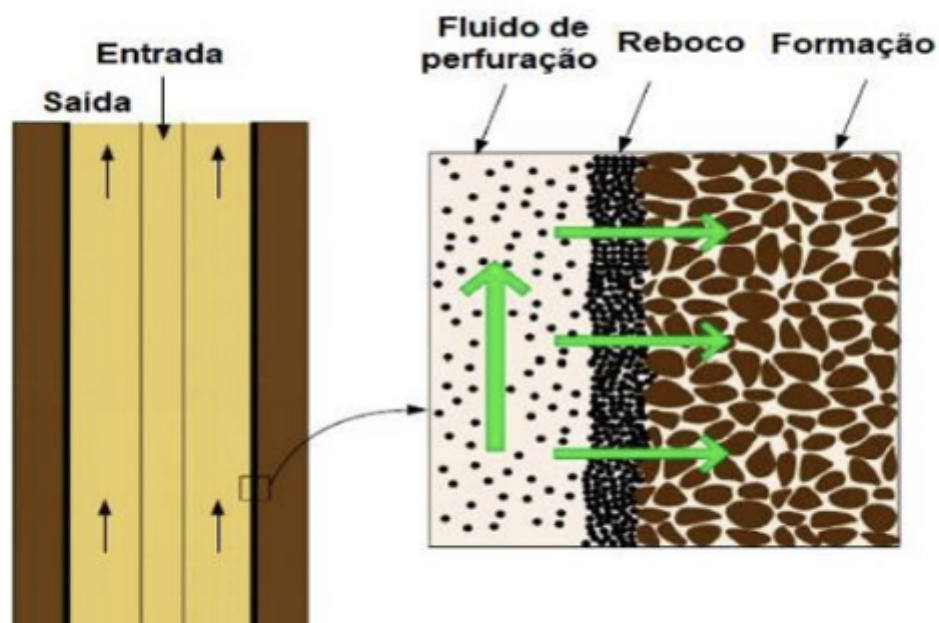
Figura 3: A) Representação esquemática de uma situação normal de perfuração; (B) representação esquemática do aprisionamento de coluna por prisão diferencial e (C) influência da área de contato na prisão da coluna



Fonte: Apolinário et al., 2013.

A prevenção ou redução desses problemas exige o uso de fluidos com baixo teor de sólidos, controle rigoroso de filtrado e de viscosidade, além do monitoramento do peso do fluido ao longo de toda a perfuração. Tais cuidados favorecem a formação de rebocos finos e consistentes, minimizando os riscos de aderência (Figura 4). Além disso, recomenda-se a utilização de estabilizadores distribuídos ao longo da coluna de perfuração, bem como inspeções periódicas de verticalidade e verificação do diâmetro da broca (KULKARNI *et al.*, 2012; DARLEY; GRAY, 1988).

Figura 4: Ilustração esquemática do processo de perfuração e formação do reboco



Fonte: Adaptado de Hashemzadeh et al., 2016.

### 2.1.3 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E CORROSÃO

A corrosão é um processo de deterioração que afeta materiais metálicos, geralmente provocado por reações químicas ou eletroquímicas com o meio ambiente. Essa interação entre o metal e o ambiente pode ocorrer de forma isolada ou associada a esforços mecânicos, resultando em alterações indesejadas e irreversíveis na estrutura do material, como desgastes físicos e mudanças em sua composição química (GENTIL V.; CARVALHO, 2022). À medida que a exploração e o desenvolvimento de petróleo e gás avançam constantemente em direção a formações profundas, a perfuração através de múltiplas formações com diferentes pressões e tipos de rocha, acidentes complexos como influxos de gás e intrusão de gás são frequentemente encontrados no subsolo. A coluna de perfuração de poços de petróleo e gás é uma ferramenta importante para transmitir energia, elevar e abaixar a broca e circular o fluido de perfuração durante as operações de perfuração (SAFIAN *et al.*, 2024). No processo de perfuração, gases ácidos como CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S provenientes da intrusão de gás são facilmente dissolvidos ou dispersos no fluido de perfuração. Ao mesmo tempo, o tempo de resposta a acidentes de perfuração e intrusão de gás é longo, e a coluna de perfuração fica sujeita a cargas subterrâneas complexas, meios corrosivos, temperaturas e acoplamentos de

pressão, o que pode facilmente causar deformação, falha por corrosão e até mesmo perfuração e fratura do corpo e das conexões da coluna de perfuração (LAN *et al.*, 2010; BI; XIAN, 2013). Portanto, é de grande importância prática estudar os danos ao desempenho mecânico das colunas de perfuração em fluidos de perfuração, especialmente contendo CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S para garantir a segurança das colunas de perfuração durante a perfuração profunda de petróleo e gás (SAFIAN *et al.*, 2024). As possíveis fontes que contribuem para a corrosão na perfuração de petróleo estão listadas na Figura 1.

Tabela 1: Possíveis fontes de contaminantes corrosivos na perfuração de petróleo e gás

CONTAMINANTE	FONTE
Oxigênio	Aeração
	Degradação de aditivos do fluido
H <sub>2</sub> S	Petróleo e gás
	Água do mar
	Atividades bacterianas
CO <sub>2</sub>	Aeração
	Água do mar
	Petróleo e gás
	Atividade bacteriana
Ácidos orgânicos	Aditivos do fluido
	Atividades bacterianas
Ácidos minerais	Aditivos do fluido

Fonte: Safian et al., 2024.

O oxigênio é frequentemente associado à corrosão e representa uma fonte pre- valente de corrosão em atividades de perfuração. Ele pode infiltrar-se nos fluidos de perfuração através de poços na superfície do fluido ou telas vibratórias. Curio- samente, o oxigênio é comumente utilizado como aditivo para aumentar as taxas de penetração dos fluidos de perfuração, elevando inadvertidamente a probabilidade de corrosão (PARK *et al.*, 2011). O CO<sub>2</sub> pode entrar no fluido de perfuração através da for- mação, levando à formação de carbonato de ferro por meio de uma reação com o aço e H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> intermediário. Além do oxigênio e do CO<sub>2</sub>, o H<sub>2</sub>S representa um risco signifi- cativo como acelerador de corrosão. A contaminação por H<sub>2</sub>S, originária da formação, pode resultar em incidentes graves de corrosão na plataforma de perfuração, mesmo em pequenas quantidades. O H<sub>2</sub>S também pode estar presente no petróleo bruto, na água e nos aditivos do fluido de perfuração. A formulação do fluido de perfuração fre-

quentemente inclui aditivos como sais solúveis, que podem introduzir contaminantes mais corrosivos do que a água doce. Cloretos e sulfatos, em particular, podem penetrar profundamente na superfície do aço, formando bolhas e gerando pressão interna, o que acaba por causar a deterioração do aço (FUENTE *et al.*, 2007). Estudiosos relevantes têm pesquisado o comportamento de corrosão, o desempenho mecânico e as causas de falha de tubos de perfuração em ambientes ácidos. (BEN-SHENG *et al.*, 2014) investigaram o comportamento de corrosão e o mecanismo de corrosão sob tensão de tubos de perfuração G105 em soluções tampão com diferentes concentrações de íons de hidrogênio por meio de testes de tração com baixa taxa de deformação e testes eletroquímicos. (ZHANG *et al.*, 2014) concluíram que as influências abrangentes de vários fatores, como concentração de tensão e temperaturas sensíveis à corrosão sob tensão (SSCC) de 20 a 40 °C, são a causa da fissuração e fratura por corrosão sob tensão induzida por H<sub>2</sub>S em tubos de perfuração S135 em um poço profundo do campo petrolífero de Tahe. Wang (2016) descobriu, por meio de análise de composição química, análise de estrutura metalográfica, análise da aparência macroscópica de tubos de perfuração, testes de desempenho mecânico, microscopia eletrônica de varredura e análise de espectro de energia, que os furos no corpo do tubo de perfuração de aço S135 foram causados por fadiga por corrosão sob tensão. (HUANG *et al.*, 2010) investigaram o comportamento de fissuração por corrosão sob tensão de tubos de perfuração G105 sob diferentes ambientes de íons cloreto por meio de testes de taxa de tensão lenta e experimentos eletroquímicos. (WAN *et al.*, 2011) investigaram os efeitos da temperatura, velocidade de fluxo, valor de pH e razão de pressão parcial de CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S em fluidos de perfuração poliméricos no comportamento de corrosão de tubos de perfuração de alta resistência S135 e G105. Observa-se que as pesquisas atuais de estudiosos da área se concentram principalmente na corrosão sob tensão e na fadiga por corrosão de tubos de perfuração em ambientes com fluidos de perfuração ácidos contendo H<sub>2</sub>S, enquanto há menos pesquisas sobre o comportamento da base e aditivos utilizados na formulação do fluido de perfuração nos processos corrosivos em aços, como proposto neste trabalho.

## 2.2 MECANISMOS DE CORROSÃO NA PERFURAÇÃO

A corrosão nas indústrias de petróleo e gás, particularmente em operações de perfuração, é influenciada por condições semelhantes aos processos típicos de corrosão. No entanto, as condições de perfuração amplificam a severidade da corrosão. Vários mecanismos contribuem para a corrosão observada na perfuração, enquadrando-se

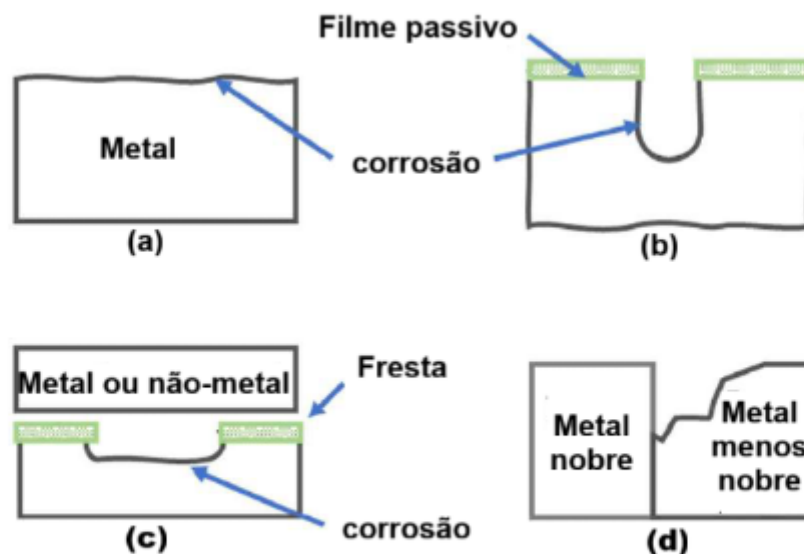


nas categorias de corrosão eletroquímica e corrosão química, que podem ocorrer simultaneamente. Os revestimentos utilizados na perfuração, frequentemente combinados com tubos de produção contendo brocas e tubos de perfuração, encontram reservatórios em formas gasosas, líquidas ou combinadas. Notavelmente, os reservatórios de gás natural tendem a estar em maiores profundidades em comparação com os reservatórios de petróleo bruto. Dado que a temperatura aumenta com a profundidade e desempenha um papel significativo no processo de corrosão, os danos por corrosão tornam-se mais pronunciados com o aumento da profundidade (AMANI *et al.*, 2016). Durante o processo de perfuração, o poço inicialmente começa seco e gradualmente acumula água ao longo do tempo, frequentemente devido à maturação e incrustação do poço. Consequentemente, a corrosão se intensifica com o passar do tempo. À medida que a perfuração avança através de diferentes formações geológicas, os revestimentos são instalados para manter a estrutura do poço. Esse processo introduz sais dissolvidos e oxigênio na água, promovendo ainda mais a corrosão. Portanto, antes de implementar isolantes de corrosão em operações de perfuração, é essencial uma compreensão abrangente dos diversos mecanismos de corrosão envolvidos (SAFIAN *et al.*, 2024).

## 2.2.1 CORROSÃO ELETROQUÍMICA

Em operações de perfuração, a água do mar é frequentemente utilizada como base para o fluido de perfuração à base de água. A água do mar possui salinidade relativamente baixa, contendo apenas 4% em peso de NaCl. No entanto, sua dureza supera a de outros tipos de água devido à abundância de íons de Mg e Ca. Normalmente, a dureza é mitigada pela adição de substâncias como NaOH e carbonato de sódio para precipitar os íons de Mg e Ca, formando  $Mg(OH)_2$  e  $CaCO_3$ , respectivamente (WILLSON *et al.*, 2004). A água do mar, sendo um eletrólito eficaz, contribui para uma taxa de corrosão mais acentuada no poço. Não é surpreendente que a taxa de corrosão exceda 250 mm/ano em toda a superfície (ASRAR, 2010). Apesar das condições únicas na perfuração, a corrosão eletroquímica segue os mesmos mecanismos observados em outros locais. O processo de corrosão cessa se ainda houver elétrons gerados pela reação anódica que não sejam utilizados. Corrosão por pites, corrosão galvânica e corrosão em frestas são típicas da corrosão eletroquímica (Figura 5).

Figura 5: Ilustração mostrando alguns tipos de corrosão comuns em operações de perfuração de poços de petróleo: (a) corrosão uniforme, (b) corrosão por pites, (c) corrosão por frestas e (d) corrosão galvânica



Fonte: Modificado de Safian et al., 2024.

## 2.2.2 CORROSÃO POR PITE

A corrosão por pite é conhecida como corrosão que resulta na formação de pequenos orifícios na superfície do metal. Numerosos aços e ligas utilizados em diversas aplicações possuem uma película passiva – uma fina camada de óxido formada naturalmente na superfície do metal. No entanto, a corrosão por pite tem a capacidade de romper essa camada protetora, levando à ruptura localizada. Esse processo ocorre na superfície exposta, transformando a área afetada em uma zona anódica e acelerando a dissolução do metal. A remoção da película protetora é denominada despassivação. Na perfuração, a despassivação pode ocorrer por diversos mecanismos, incluindo o ataque químico da água do mar aerada à película, arranhões causados por pedras e detritos durante a perfuração ou a extensão da corrosão por fresta durante fases estagnadas no processo de perfuração (CHUDYK *et al.*, 2019). A salinidade da água do mar influencia a taxa de corrosão, visto que estudos indicam que a corrosividade da água aumenta com o aumento da salinidade, mas diminui quando esta ultrapassa 3% em peso (ZAKOWSKI *et al.*, 2014). Esse fenômeno é atribuído ao impacto da salinidade na solubilidade do oxigênio. Quando a concentração de sal excede o valor limite, ocorre a formação de lama saturada de sal ou com alto teor de cloreto, resul-

tando em redução do oxigênio dissolvido. Complicações surgem quando a lama de perfuração fica alojada na coluna de perfuração em frestas. À medida que a lama começa a secar, a lama remanescente desencadeia corrosão devido às variações nos níveis de salinidade, levando à concentração de íons de oxigênio e cloreto. As condições de perfuração podem comprometer as propriedades de resistência à corrosão de certos metais (SAFIAN *et al.*, 2024). Além da concentração de cloreto, a temperatura desempenha um papel significativo na ocorrência de corrosão por pite. Temperaturas operacionais elevadas geralmente enfraquecem a película de óxido e intensificam a corrosão por pite (SAFIAN *et al.*, 2024; ELSAADY *et al.*, 2018) conduziram um estudo sobre a exposição prolongada do aço inoxidável duplex (2205) para examinar sua resistência à corrosão por pite sob diferentes temperaturas. O teste envolveu um eletrólito contendo cloreto férrico, resultando na solidificação na zona de solda com nucleação e crescimento de grãos de ferrita. O experimento demonstrou que o efeito da corrosão por pite aumentou com o aumento da temperatura (ELSAADY *et al.*, 2018).

### 2.2.3 CORROSÃO GALVÂNICA

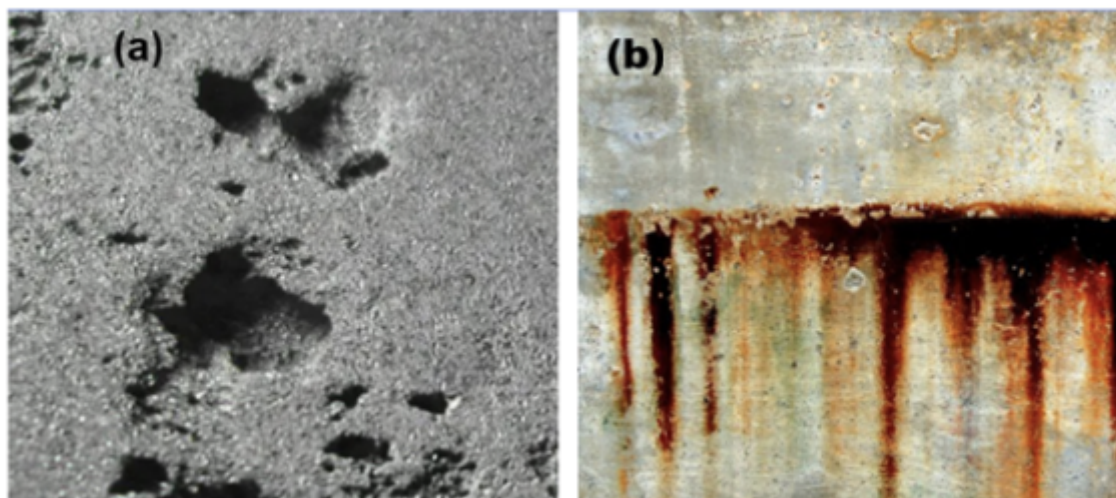
A corrosão galvânica, também conhecida como corrosão bimetálica, é influenciada pela série galvânica dos metais, que varia de acordo com seu potencial de corrosão. Ou seja, os metais posicionados em direção ao potencial de corrosão negativo exibem uma tendência anódica em comparação com aqueles no lado positivo, que se tornam catódicos. No entanto, certos metais podem apresentar faixas de potenciais de corrosão e existir em múltiplas formas, dependendo das condições da água do mar – um estado passivo e um estado ativo (HACK, 2010). Quando dois metais com uma diferença significativa no potencial de corrosão estão em contato, a possibilidade de corrosão galvânica aumenta. Essa corrosão ocorre quando os metais em contato atingem o equilíbrio, envolvendo reações anódicas e catódicas. O posicionamento dos metais desempenha um papel crucial na prevenção da corrosão galvânica em ambientes marinhos. A capacidade da água do mar de distribuir uniformemente a condutividade pela superfície do metal facilita os processos eletroquímicos envolvidos na corrosão galvânica. A presença de íons dissolvidos na água do mar permite a transferência eficiente de elétrons entre as regiões anódica e catódica, contribuindo para as reações de corrosão. Um método comum para neutralizar esse fenômeno é a implementação de proteção catódica local com peças de metal mais eletronegativo. Um estudo conduzido por (NEJNERU *et al.*, 2019) investigou a corrosão galvânica envolvendo o acoplamento de ligas ferrosas e não ferrosas, tipicamente usadas na construção em

ambientes marinhos (NEJNERU *et al.*, 2019). Quando expostas à água do mar, ocorre a transferência de elétrons da liga menos nobre para a liga nobre, resultando em uma maior resistência à corrosão para o metal menos nobre (Figura 5). A escolha de um metal menos nobre como ânodo de sacrifício pode prevenir eficazmente a degradação grave da base devido à corrosão galvânica. Os autores também descobriram que, quando o aço inoxidável e o bronze são acoplados, ambos os metais exibem comportamento nobre, interceptando a corrente galvânica. Consequentemente, não se forma um par galvânico (SAFIAN *et al.*, 2024).

## 2.2.4 CORROSÃO POR FRESTAS

A corrosão por frestas refere-se à corrosão que ocorre em espaços ou frestas entre dois materiais conectados (Figura 5). Na perfuração, essas frestas estão presentes entre os tubos de perfuração, particularmente onde vários suportes ou braçadeiras são fixados. Esses locais são propensos ao acúmulo de lama, depósitos e sujeira. Embora se reconheça que as frestas podem levar à corrosão por frestas, evitá-las na perfuração é impraticável, visto que a instalação da tubulação é necessária para estender o tubo de perfuração. É essencial observar que a corrosão por frestas é geralmente menos severa do que a corrosão por pites, pois as condições necessárias para sua ocorrência são menos exigentes. Ao contrário da corrosão galvânica, a corrosão por frestas pode ocorrer mesmo quando materiais não metálicos estão envolvidos. No entanto, tanto a corrosão metal-metal quanto a corrosão metal-não metal seguem o mesmo mecanismo de corrosão por frestas (Figura 5). Uma vez iniciada a corrosão por frestas, a distribuição da corrosão segue o mecanismo observado na corrosão por pites. Embora existam semelhanças entre a corrosão por pites e a corrosão por frestas, a principal distinção reside no local de ocorrência, conforme ilustrado na Figura 6.

Figura 6: Imagem mostrando a diferença entre (a) corrosão por pite e (b) corrosão por fresta



Fonte: Safian et al., 2024.

Em muitos casos, a corrosão por frestas ocorre durante fases estagnadas, um cenário comum na perfuração. Dentro da região da fresta, as condições diferem do meio circundante, facilitadas pela restrição da difusão de massa (SAFIAN *et al.*, 2024).

## 2.3 CORROSÃO QUÍMICA

Na perfuração, a corrosão química está associada a fatores elementares como causa da corrosão. As condições de perfuração permitem a presença de diversos elementos no meio aquoso, com uma certa porcentagem atribuída ao fluido de perfuração à base de água (WBM) utilizado e o restante originado da sedimentação e formação de incrustações no poço. Além disso, a temperatura desempenha um papel crucial, mesmo em temperaturas operacionais mais baixas ( $<100\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). As flutuações de temperatura impactam a solubilidade do oxigênio e do  $\text{CO}_2$  (ZAKOWSKI *et al.*, 2014). Ademais, o  $\text{CO}_2$  pode influenciar o pH do meio circundante, enquanto o oxigênio pode exacerbar a severidade da corrosão. Em essência, a corrosão na perfuração é induzida principalmente por componentes não-hidrocarbonetos, especificamente compostos inorgânicos (FENG *et al.*, 2017). A presença de inúmeros compostos inorgânicos representa um desafio nas operações de perfuração, sendo os principais o  $\text{H}_2\text{S}$ , o  $\text{CO}_2$  e o oxigênio dissolvido. A degradação do metal pelo  $\text{H}_2\text{S}$  é denominada corrosão ácida na indústria do petróleo, enquanto a corrosão induzida pelo  $\text{CO}_2$  é denominada corrosão doce. Como o  $\text{H}_2\text{S}$  e o  $\text{CO}_2$  estão comumente presentes em condições de

perfuração, a classificação da corrosão como ácida ou doce depende da proporção  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ . Quando essa proporção é inferior a 20, a corrosão é classificada como corrosão ácida e vice-versa para corrosão doce. Além desses dois tipos de corrosão química, a corrosão química por salmoura tem impactos significativos na perfuração de poços.

### 2.3.1 CORROSÃO POR SALMOURA

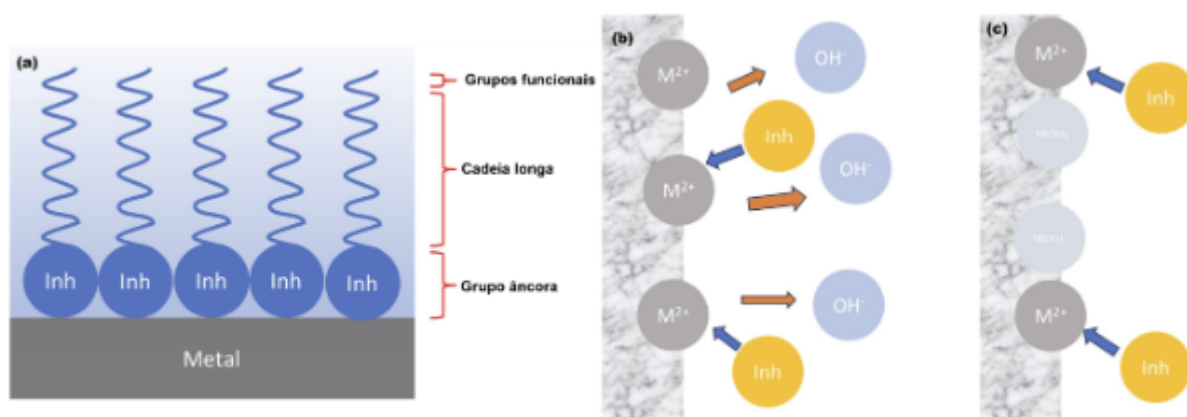
A combinação de alta temperatura e alta concentração de íons cloreto leva à corrosão por salmoura. Tipicamente, a corrosão por salmoura inicia-se a profundidades de 300 - 400 m dentro do poço. Os íons cloreto da solução salina podem se acumular na superfície do metal, atacando a camada protetora (NIELSEN *et al.*, 2000). Esse ataque resulta em uma camada aberta abaixo da camada protetora, onde vários tipos de corrosão podem ocorrer. A interação entre os íons cloreto na solução aquosa (íons hidrogênio e oxigênio) desativa a passividade da película protetora (ou filme passivo, 5). Esse fenômeno leva à formação de pites, semelhante à corrosão por salmoura, devido ao pequeno raio dos íons cloreto e à sua capacidade de penetração. Além disso, produtos de corrosão como  $\text{FeS}$ ,  $\text{FeCO}_3$ , e outros, tornam-se catódicos, pois possuem um potencial elétrico mais alto em comparação com o metal, resultando em um processo de corrosão contínuo. Semelhante a outros tipos de corrosão, uma alta concentração de íons cloreto equivale a um potencial de corrosão severo (SAFIAN *et al.*, 2024). (MAMENG *et al.*, 2014) estudaram sobre as propriedades corrosivas da exposição a íons cloro em diferentes aços inoxidáveis e mostraram que uma alta concentração de íons cloro resulta em maior corrosão (MAMENG *et al.*, 2014). Além disso, os autores relataram que um alto teor de oxigênio permite maior penetração de íons cloro, levando à aceleração da corrosão. Além da corrosão por pite, a corrosão por fresta pode ocorrer na presença de alta concentração de íons cloro (MAMENG *et al.*, 2014). A presença de  $\text{H}_2\text{S}$  e íons cloreto no meio aquoso pode acelerar ainda mais a corrosão. Os íons cloreto aumentam a condutividade da solução circundante, promovendo a formação de íons hidrogênio (SONG *et al.*, 2017). Essa situação leva a uma menor formação de camadas compactas de  $\text{FeS}$  e seus derivados sobre a superfície do metal, aumentando a probabilidade de corrosão (XUE *et al.*, 2019). Os íons cloreto se depositam em sítios defeituosos na superfície e podem dissolver a passivação da película protetora (SAFIAN *et al.*, 2024).

## 2.4 PROTEÇÃO CONTRA CORROSÃO NA PERFURAÇÃO

Na indústria de petróleo e gás, são empregadas diversas estratégias de mitigação da corrosão, reconhecendo-se a corrosão como uma ameaça significativa à estabilidade da produção. Duas das formas comumente utilizadas é a seleção de materiais e o uso de inibidores de corrosão. Na seleção de materiais a escolha deve ser orientada por uma análise criteriosa da corrosividade do sistema, levando em conta parâmetros operacionais como pressão, temperatura, presença de água, profundidade dos poços e localização — seja em ambientes onshore ou offshore. Além disso, fatores como a injeção de aditivos e a presença de contaminantes agressivos, como dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) e sulfeto de hidrogênio ( $\text{H}_2\text{S}$ ), devem ser cuidadosamente avaliados, uma vez que influenciam diretamente o comportamento do material frente à corrosão (GENTIL V.; CARVALHO, 2022). Devido à sua composição, os aços-carbono apresentam baixa resistência à corrosão e ao desgaste, especialmente quando expostos aos ambientes severos característicos da indústria do petróleo e gás. Nessas condições, é comum a ocorrência de fenômenos deteriorantes que comprometem a integridade estrutural dos componentes metálicos. Diante disso, torna-se inevitável a adoção de estratégias de mitigação que visem prolongar a vida útil desses materiais, garantindo maior segurança e desempenho nas operações (WAN *et al.*, 2011). Embora existam materiais com propriedades superiores de resistência mecânica e à corrosão, seu alto custo de produção limita a aplicação em larga escala. Dessa forma, a indústria busca alternativas que possibilitem a utilização dos aços-carbono de maneira mais eficiente e duradoura. Entre as técnicas mais difundidas para mitigar o desgaste desses materiais estão os revestimentos com ligas metálicas resistentes à corrosão, o uso de materiais poliméricos ou compósitos, e a aplicação de tratamentos químicos, que atuam como barreiras protetoras frente aos agentes agressivos presentes no ambiente operacional (GENTIL V.; CARVALHO, 2022), tais como o uso de inibidores de corrosão. Os inibidores de corrosão (ICs) destacam-se como uma importante linha de defesa contra a corrosão. Quando aplicados ao ambiente circundante, os ICs aderem à superfície metálica, formando uma película passiva e mitigando a corrosão de forma eficaz. Além disso, o inibidor introduzido minimiza a perda de metal, reduzindo quaisquer reações indesejadas entre os processos catódico, anódico ou ambos (SAFIAN *et al.*, 2024). Uma vantagem notável dos inibidores é a sua eficácia, sendo necessária apenas uma pequena quantidade para uma prevenção eficaz da corrosão, variando de 1 a 15.000 ppm. Os inibidores podem ser classificados como compostos inorgânicos

ou orgânicos. A estrutura típica dos inibidores orgânicos inclui uma cabeça reativa, uma longa cadeia e grupos funcionais como cauda, conforme ilustrado na Figura 7a. Por outro lado, os inibidores inorgânicos consistem em sais e/ou metais que atuam em reações de corrosão anódica ou catódica. A Figura 7b e 7c ilustra os mecanismos dos inibidores anódicos e catódicos. Resumidamente, os inibidores anódicos reagem com os íons metálicos gerados no ânodo, formando hidróxidos insolúveis que criam uma película impermeável depositada na superfície do metal. Em contrapartida, os inibidores catódicos formam, independentemente, uma barreira de precipitação insolúvel ao reagirem com os íons metálicos, impedindo assim a progressão do processo de corrosão (SAFIAN *et al.*, 2024).

Figura 7: (a) Ilustração de inibidor orgânico adsorvido na superfície metálica, formando uma barreira; (b) mecanismo para inibição anódica e (c) inibição catódica



Fonte: Modificado de Safian *et al.*, 2024.

Ressalta-se que os fluidos de perfuração atuam como veículos para os inibidores de corrosão (ICs) nas operações de perfuração. Aditivos, incluindo ICs, são incorporados às formulações de fluidos de perfuração antes do início da perfuração (SAFIAN *et al.*, 2024).

## 2.5 AVALIAÇÃO DA CORROSÃO

As principais abordagens para o estudo da corrosão são os métodos gravimétricos (método de perda de peso) e eletroquímicos (MALARET, 2022), além de análises visuais da superfície corroída (IDRIS *et al.*, 2015). A análise gravimétrica é um dos métodos mais comuns para quantificar as taxas de corrosão, pois é uma técnica simples que não envolve medições de correntes ou tensões (KUTZ, 2012). Como os testes



de imersão são tão prevalentes tanto na pesquisa acadêmica quanto na industrial, existem muitos procedimentos padronizados que foram desenvolvidos e publicados (MALARET, 2022). De acordo com o “Manual de Testes e Critérios” (United Nations Economic Commission for Europe, 2023), uma substância é considerada corrosiva quando a taxa de corrosão, medida por meio do teste de imersão por pelo menos 1 semana (168 h), excede 6,25 mm por ano a uma temperatura de teste de 55 °C em superfícies de aço ou alumínio. Para quantificar as taxas de corrosão pelo método de perda de massa, também conhecido como teste de imersão, a perda de massa da amostra em estudo (de área superficial conhecida) é determinada pela diferença de peso antes e depois de ser imersa em um meio corrosivo por um período de tempo especificado (TESTING; MATERIALS, 2025). Este é um método simples e bem estabelecido para estudar a corrosão; no entanto, apresenta algumas limitações importantes (KUTZ, 2012):

- Fornece apenas a taxa de corrosão média durante o período do teste de imersão, não permitindo a determinação das diferenças na cinética de oxidação.
- Pode levar a imprecisões na determinação da taxa de corrosão como consequência da remoção inadequada ou excessiva dos produtos de corrosão após a imersão.
- Não fornece informações sobre os mecanismos de corrosão.
- Pode subestimar a taxa de corrosão real se a corrosão localizada for o mecanismo de corrosão dominante.

Diretrizes padrão para o estudo da corrosão, como ISO, ASTM ou NACE TM0169/G31–12a “Guia Padrão para Testes de Corrosão por Imersão em Metais em Laboratório” (TESTING; MATERIALS, 2025), são amplamente utilizadas pela indústria e pela academia. Elas descrevem a metodologia para quantificar as taxas de corrosão por meio de experimentos de imersão. A fórmula apresentada nestas normas para quantificar a taxa de corrosão, que também é amplamente utilizada na literatura acadêmica, é dada pela Equação 2.1:

$$taxa\ de\ corros\tilde{a}o\ (mpy) = \frac{k * m}{a * t * \rho} \quad (2.1)$$

onde k é uma constante  $8,76 \cdot 10^4$  de modo que a taxa esteja em (mm/ano), m é a perda de massa (g) do metal ( $m_0 - m_f$ ) no tempo t (h), A é a área da superfície do material exposto (cm<sup>2</sup>) e  $\rho$  é a densidade do material (g/cm<sup>3</sup>) (TESTING; MATERIALS, 2025; KUTZ, 2012). Adicionalmente, pode-se calcular a taxa de corrosão utilizando a equação 2.2, caso se deseja que a taxa de corrosão seja expressa em mpy (milésimos de polegada por ano), unidade amplamente utilizada para expressar a penetração da corrosão em materiais metálicos (TESTING; MATERIALS, 2025).

$$taxa\ de\ corros\tilde{a}\tilde{o}(mpy) = \frac{534 * m}{a * t * p} \quad (2.2)$$

onde o 534 é um fator que já incorpora todas as conversões de unidades. Para classificação da severidade de corrosão nos testes realizados neste trabalho baseou-se na norma (NACE International, 2005), em termos da taxa de corrosão, seja em mpy, em que 1 mil corresponde à 0,001 in, ou em mm/ano, conforme ilustrado na Tabela 2.

Tabela 2: Classificação das taxas de corrosão uniforme e por pites

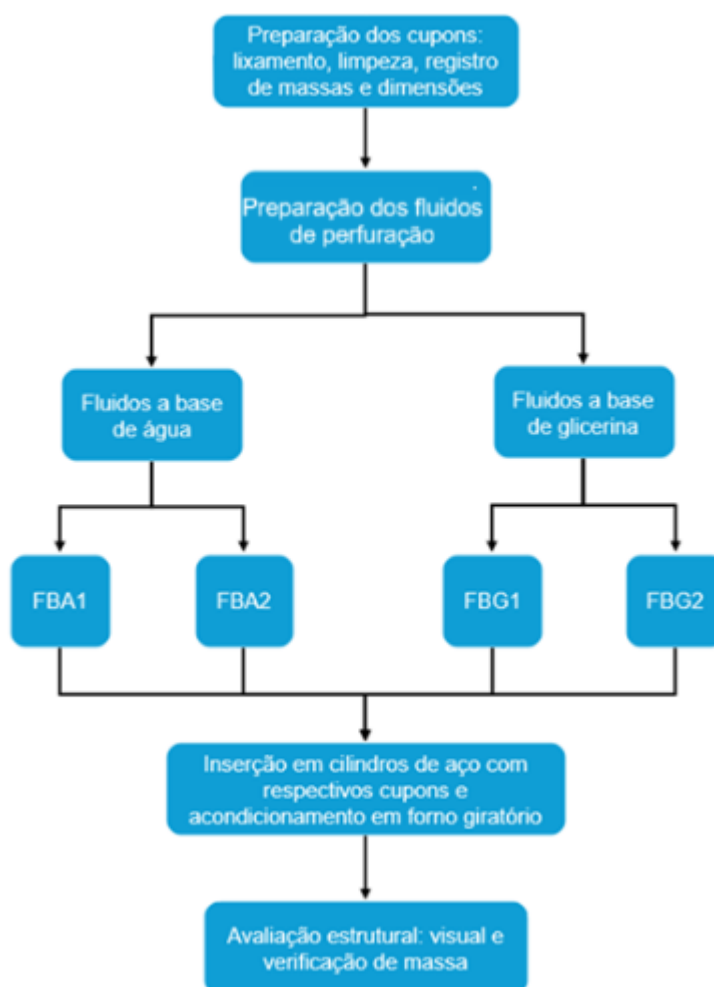
<b>CLASSIFICAÇÃO</b>	<b>CORROSÃO UNIFORME</b>	<b>CORROSÃO POR PITES</b>
<b>Baixa</b>	< 2,0 mpy (< 0,0254 mm/ano)	< 5,0 mpy (< 0,127 mm/ano)
<b>Moderada</b>	1,0 – 4,9 mpy (0,0254 – 0,1246 mm/ano)	5,0 – 7,9 mpy (0,127 – 0,2006 mm/ano)
<b>Alta</b>	5,0 – 10,0 mpy (0,127 – 0,254 mm/ano)	8,0 – 15,0 mpy (0,2032 – 0,381 mm/ano)
<b>Severa</b>	> 10,0 mpy (0,254 mm/ano)	> 15,0 mpy (0,381 mm/ano)

Como a quantificação das taxas de corrosão por testes de imersão se concentra na medição da variação de massa, é importante que haja uma variação de massa significativa (ou mensurável) para minimizar os erros relativos de pesagem, o que normalmente é alcançado com tempos de exposição longos. A norma ASTM destaca que testes realizados por longos períodos são consideravelmente mais realistas do que aqueles conduzidos por curtos períodos (TESTING; MATERIALS, 2025). Além disso, ressalta-se que a corrosão não deve progredir a ponto de reduzir drasticamente o tamanho original da amostra ou a área exposta, ou de perfurar o metal (MALARET, 2022).

### **3      *Metodologia***

A elaboração deste trabalho foi conduzida por meio de uma abordagem metodológica estruturada em duas etapas fundamentais: a pesquisa bibliográfica e a realização de experimentação laboratorial. Essa divisão foi essencial para alinhar o conhecimento teórico com uma análise prática, permitindo compreender de forma mais abrangente os efeitos corrosivos que diferentes fluidos de perfuração exercem sobre materiais metálicos comumente utilizados na indústria petrolífera. Para a pesquisa bibliográfica foram consultados artigos científicos, dissertações, teses, normas técnicas e publicações especializadas, acessadas por meio de plataformas e bases de dados reconhecidas, como Google Acadêmico, Periódicos da CAPES, Scielo e ScienceDirect. A escolha criteriosa dessas fontes buscou consolidar uma base de conhecimento confiável sobre as propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração e os mecanismos de corrosão em ambientes de alta complexidade como os poços petrolíferos. O trabalho experimental, por sua vez, permitiu ensaios que avaliaram o potencial corrosivo de fluidos de perfuração a base de água e sintéticos. A Figura 8 aponta os processos realizados na parte prática do trabalho, desde a preparação dos corpos de prova até a avaliação dos resultados.


Figura 8: Fluxograma das etapas do procedimento experimental adotado para avaliação da corrosão de fluidos a base de água e glicerina



### 3.1 PREPARAÇÃO DOS CUPONS DE AÇO

Para a realização dos ensaios de corrosão, foram utilizados quatro cupons metálicos de aço inoxidável AISI 316L. Este tipo de aço é semelhante ao empregado na indústria de petróleo e gás para diversos fins, como no refino. A Tabela 3 apresenta a imagem e a composição química típica do aço 316L, conforme especificações do fabricante.

Tabela 3: Imagem representativa e composição química do aço inoxidável AISI 316L

Imagem do Cupom	Elementos Químicos	% (em massa)
	C	0,019
	Mn	1,620
	P	0,036
	S	0,003
	Si	0,360
	Cr	16,590
	Ni	10,050
	Mo	2,030
	Cu	0,440
	N	0,050

Fonte: Adaptado de Metal Samples (2025).

Os cupons foram devidamente preparados para garantir a uniformidade das superfícies expostas aos meios corrosivos. O processo de preparação envolveu a limpeza mecânica com lixas 3M de granulações progressivas (100, 220, 400 e 600), seguida de limpeza química com acetona, a fim de remover qualquer resíduo de óleo, sujeira ou partículas metálicas. Após a limpeza, os cupons foram fotografados, identificados por numeração individual e tiveram suas dimensões medidas com auxílio de um Paquímetro digital modelo Marathon de 8 polegadas (200 mm). Após esta etapa os cupons foram pesados em balança analítica para registro das massas iniciais, antes do experimento para avaliar a corrosão. As dimensões e massas iniciais dos cupons selecionados para o estudo estão descritas na Tabela 4.

Tabela 4: Dimensões e massas iniciais dos cupons metálicos de aço inoxidável AISI 316L utilizados neste estudo

ID Cupom	Dimensões (mm)	Massa Inicial (g)
07	43,22 x 17,84 x 2,04	12,216
10	43,20 x 17,84 x 2,04	12,272
06	43,22 x 17,84 x 2,09	12,392
02	43,21 x 17,80 x 2,12	12,638

## 3.2 PREPARAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Foram preparados quatro diferentes fluidos de perfuração, dois (02) à base de água e dois (02) à base de glicerina. A preparação dos fluidos foi realizada com base em formulações laboratoriais controladas, utilizando reagentes em quantidades específicas para garantir a repetibilidade dos ensaios de acordo com as recomendações da API (API, 2009). Desta forma, cada um dos componentes foi adicionado e agitado por 10 minutos, de forma individual, em 350 mL de água industrial, utilizando-se o misturador Hamilton-Beach modelo HMD400, para a completa homogeneização. O primeiro fluido base água, denominado FBA1, foi composto por 350 mL de salmoura preparada na proporção de 340 g de NaCl por litro de água, 2,1 g de goma xantana, 5,5 g de HPA (reductor de filtrado), 17,5 g de NaCl (correspondente a uma concentração de 50.000 ppm) e 9 g de carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ). Já o segundo fluido base água, FBA2, possui a mesma composição do FBA1, tendo como diferencial apenas a adição de 0,5 g de inibidor de corrosão de quaternário de amônia, com o objetivo de avaliar a eficácia desse aditivo na proteção do metal. Os dois fluidos seguintes foram preparados com glicerina como base. O fluido FBG1 foi composto por 175 mL de salmoura, 175 mL de glicerina, 1,45 g de goma xantana, 2 g de HPA, 17,5 g de NaCl (correspondente a uma concentração de 50.000 ppm) e 9 g de  $\text{CaCO}_3$ . Já o fluido FBG2, mais concentrado em sais e sólidos, foi preparado com 175 mL de água, 175 mL de glicerina, 1,45 g de goma xantana, 2 g de HPA, 35 g de NaCl (correspondente a uma concentração de 100.000 ppm) e 50 g de  $\text{CaCO}_3$ . A Tabela 5 mostra essas formulações para os quatro fluidos.

Tabela 5: Descrição dos componentes e quantidades utilizadas para formulação dos fluidos de perfuração à base de água e glicerina

Componentes	Fluidos formulados			
	FBA1	FBA2	<u>FBG1</u>	<u>FBG2</u>
Salmoura (mL)	350	350	175	175
Glicerina (mL)	-	-	175	175
Goma Xantana (g)	2,1	2,1	1,45	1,45
HPA (g)	5,5	5,5	2,0	2,0
NaCl (g)	17,5	17,5	17,5	35
CaCO <sub>3</sub> (g)	9,0	9,0	9,0	50,0
Inibidor de corrosão (g)	-	0,5	-	-

Todos os fluidos de perfuração formulados tiveram suas propriedades avaliadas antes e após o envelhecimento em forno rotativo.

### 3.3 AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES DOS FLUIDOS FORMULADOS

Ao término da formulação dos fluidos, realizou-se as leituras de reologia utilizando um viscosímetro do tipo rotacional FANN 35A e, na sequência, os fluidos foram encaminhados para o processo de envelhecimento em forno rotativo a 94 °C por 7 dias. Após a etapa de envelhecimento, os fluidos foram avaliados quanto ao desempenho de acordo com ensaios padronizados segundo Normas API (API, 2009) para análise reológica.

#### 3.3.1 ANÁLISE REOLÓGICA

Esta análise é importante para aferir a viscosidade do fluido quando submetido a diferentes forças cisalhantes, uma vez que é por meio dela que se calcula o limite de escoamento e a viscosidade plástica do fluido, além de sua capacidade em formar um gel com capacidade para reter os cascalhos produzidos em suspensão quando uma operação de perfuração é interrompida (Caenn et al., 2011). Estas características são de extrema importância para que o fluido apresente bom valor comercial.

A viscosidade plástica foi medida subtraindo-se da leitura a 600 rpm, a leitura a 300 rpm, obtidas no Viscosímetro FANN 35A e o valor expresso em Centipoise (cP), para avaliar a resistência interna do fluxo do fluido, como resultado da interação dos sólidos presentes em um fluido de perfuração. Por outro lado, o limite de escoamento, o qual representa o esforço requerido para iniciar o movimento em um fluido, foi obtido subtraindo-se da leitura a 300 rpm o resultado da viscosidade plástica e expresso em lb/100ft<sup>2</sup>. Estes ensaios reológicos foram realizados a 120 °F (~49 °C) através do Viscosímetro FANN 35 A, antes e após o envelhecimento dos fluidos a 200 °F (~93 °C) em forno rotativo. A leitura de tensão obtida no viscosímetro (em lb/100ft<sup>2</sup>) no modo L600 corresponde a 600 rpm e no modo L300 a 300 rpm. Neste equipamento, mediu-se também os valores de gel inicial (GEL 10 seg) e gel final (GEL 10 min), que se relacionam à velocidade de formação e rigidez dos géis formados com o intuito de caracterizar a capacidade do fluido de sustentar os cascalhos formados. O GEL 10 seg mediu a força do gel após dez segundos de repouso do fluido, e o GEL 10 min após dez minutos.

### **3.4 TESTE DE CORROSÃO**

Para o teste de corrosão, os cupons de aço AISI 316L foram individualmente imersos nos fluidos de perfuração formulados, os quais foram acondicionados em cilindros de aço inoxidável e submetidos a um forno de envelhecimento giratório (Roller Oven – Model 704ES) a 94 °C por um período contínuo de 7 dias. As etapas deste procedimento são apresentadas na Figura 9. Os cupons foram imersos nos fluidos de perfuração considerando o seguinte:

- Cupom 07 – imerso no fluido FBA1;
- Cupom 10 – imerso no fluido FBA2;
- Cupom 06 – imerso no fluido FBG1;
- Cupom 02 – imerso no fluido FBG2.



Figura 9: Etapas do procedimento experimental adotado para o teste de corrosão utilizando fluidos de perfuração como meios corrosivos



Após o período de exposição dos cupons aos diferentes fluidos, os corpos de prova foram cuidadosamente retirados dos cilindros, lavados com água destilada e secos à temperatura ambiente e reservados para posterior avaliação da corrosão.

### 3.5 AVALIAÇÃO DA TAXA DE CORROSÃO

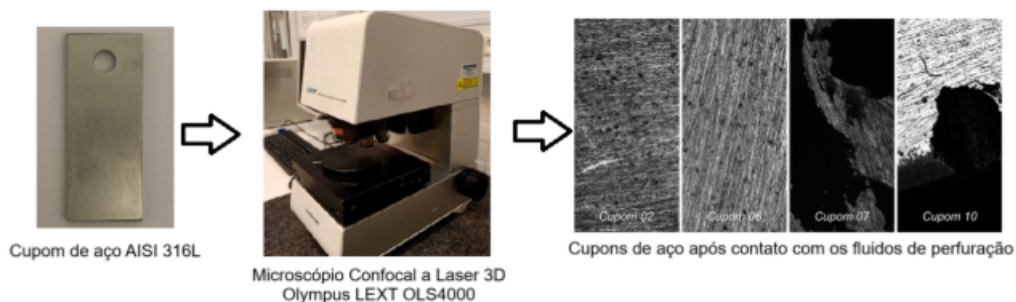
Inicialmente realizou-se uma avaliação visual dos corpos de prova e registro fotográfico. Em seguida, foi realizada a pesagem da massa final de cada cupom utilizando uma balança analítica da marca Ohaus, com o objetivo de determinar a variação de massa em relação ao peso inicial. Essa diferença serviu como base para o cálculo da perda de material e, conseqüentemente, da taxa de corrosão para cada fluido avaliado. A velocidade do desenvolvimento do processo corrosivo, ou taxa de corrosão, é expressa pela variação de massa por unidade de tempo (mm/ano ou mpy). Tal parâmetro é importante ser avaliado, pois por meio dele é possível estimar o tempo de vida útil de determinada estrutura. Neste trabalho, para medição da taxa de corrosão utilizou-se a equação 2 e o resultado foi expresso em milésimos de polegada por ano (mpy).

### 3.6 MICROSCOPIA ÓPTICA CONFOCAL

Com o intuito de fazer uma caracterização detalhada e tridimensional (3D) dos danos causados pela corrosão na superfície dos cupons de aço foi realizado neste trabalho uma análise por microscopia óptica confocal, empregando o equipamento Olympus LEXT OLS4000, conforme visualizado na Figura 10, que possibilita a observação tridimensional da superfície com alta resolução. O Microscópio Confocal a

Laser 3D Olympus LEXT OLS4000 foi projetado para imagens em nível nanométrico, caracterização de superfície 3D e medição de rugosidade. A ampliação varia de 108x a 17.280x. Esta técnica permitiu identificar características morfológicas associadas ao ataque corrosivo, como sulcos, porosidades e profundidade das regiões danificadas, contribuindo para uma análise qualitativa complementar.

Figura 10: Etapas do procedimento experimental para análise da superfície dos cupons por microscopia óptica confocal



Combinando a variação de massa e as imagens obtidas por microscopia, foi possível avaliar de forma mais confiável os efeitos da corrosão em função das diferentes composições dos fluidos testados.

## **4      *RESULTADOS E DISCUSSÕES***

A presente seção apresenta e discute os resultados obtidos por meio dos ensaios laboratoriais realizados com os cupons metálicos submetidos a diferentes formulações de fluidos de perfuração. As análises abrangeram aspectos quantitativos, como a perda de massa dos corpos de prova, e qualitativos, como a inspeção visual e a caracterização morfológica por microscopia confocal. Também foram avaliadas as propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração antes e após o envelhecimento em forno rotativo. A abordagem estabelece comparações entre os fluidos testados, e sua influência na corrosão do aço AISI 316L.

### **4.1    AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO**

A avaliação do comportamento reológico dos fluidos de perfuração antes (AE) e após o envelhecimento térmico (DE) possibilita compreender a estabilidade das formulações ao longo do tempo de exposição às condições simuladas de reservatório (CAENN *et al.*, 2011). Os fluidos FBA1, FBA2, FBG1 e FBG2 foram submetidos à análise reológica antes e depois do envelhecimento (após 7 dias). Os resultados obtidos para estas análises antes e depois do envelhecimento (A.E./D.E), encontram-se na Tabela 6.

Tabela 6: Propriedades reológicas obtidas para os fluidos de perfuração aquosos e base glicerina formulados

Parâmetros avaliados	Fluidos formulados (A.E./D.E.)				Valores de referência
	FBA1	FBA2	FBG1	FBG2	
<b>L600<sup>a</sup></b>	58/44	58/41	63/58	74/70	45/54
<b>L300<sup>b</sup></b>	44/35	44/46	44/39	50/45	28/36
<b>L6<sup>c</sup></b>	10/5	10/5	8/7	8/8	8/12
<b>L3<sup>d</sup></b>	8/4	8/4	6/6	7/6	7/11
<b>Gi (lb/100ft<sup>2</sup>)<sup>e</sup></b>	10/7	9/7	7/7	9/8	10/15
<b>Gf (lb/100ft<sup>2</sup>)<sup>f</sup></b>	14/6	15/6	10/10	16/11	14/20
<b>VP (cP)<sup>g</sup></b>	14/9	14/5	19/19	24/25	17/18
<b>LE (lb/100ft<sup>2</sup>)<sup>h</sup></b>	30/26	30/31	25/20	26/20	11/18

<sup>a</sup>L600 = Leitura a 600 rpm no Viscosímetro Fann 35A; <sup>b</sup>L300 = Leitura a 300 rpm no Viscosímetro Fann 35A; <sup>c</sup>L6 = Leitura a 6 rpm no Viscosímetro Fann 35A; <sup>d</sup>L3 = Leitura a 3 rpm no Viscosímetro Fann 35A; <sup>e</sup>Gi = Gel inicial (10 segundos) no Viscosímetro Fann 35A; <sup>f</sup>Gf = Gel final (10 minutos) no Viscosímetro Fann 35A; <sup>g</sup>VP = viscosidade plástica; <sup>h</sup>LE = limite de escoamento.

Segundo normas API, para fluidos de perfuração aditivados é recomendável que os valores de L3 (reologia a baixas taxas de cisalhamento) sejam elevados para garantir uma boa capacidade de transporte e sustentação dos cascalhos no interior do poço (MOREIRA, 2022). Considerando que durante a perfuração do poço ocorre a incorporação de sólidos ao fluido é importante ressaltar que as propriedades reológicas podem ser alteradas para valores mais elevados. Devido a isso, normalmente inicia-se a perfuração de uma dada fase com baixos valores de L600 e L3 (fluido inicial) e com o progresso da perfuração acompanha-se o contínuo aumento dessas propriedades (MOREIRA, 2022). Por outro lado, valores de gel inicial e final não podem ser nem muito elevados, nem muito abaixo dos valores estipulados pelo API (3-12 lbf/100ft<sup>2</sup> para Gi e 8-20 lbf/100ft<sup>2</sup> para Gf). Se Gi e Gf forem muito elevados, ao reiniciar-se a perfuração após uma parada, uma alta viscosidade exigiria grande esforço mecânico e se forem muito baixo podem ocasionar o entupimento do poço devido a não sustentação dos cascalhos (BARROS ELIZABETH RODITI LACHTER, 2007). Observa-se pela Tabela 6 que os fluidos base aquosa (FBA1 e FBA2) apresentaram valores de L3 e Gf dentro do limite mínimo de referência antes do envelhecimento. Enquanto os fluidos base glicerina (FBG1 e FBG2), cuja diferença está na proporção de sólidos e polímeros apresentaram valores de L3 e Gf próximos aos valores de referência. De forma geral houve uma diminuição de todos os parâmetros reológicos após o envelhecimento em

virtude do tempo de 7 dias que os fluidos ficaram no forno rotativo à 94 ° C. De acordo com (MOREIRA, 2022) pode-se iniciar uma perfuração de uma dada fase com baixos valores de L600 e L3 (fluido inicial) e com o progresso da perfuração acompanha-se o contínuo aumento dessas propriedades. Para uma melhor visualização dos dados relativos à viscosidade plástica e limites de escoamento dos fluidos avaliados, plotou-se os gráficos das Figuras 11(a e b) e 12(a e b). O gráfico apresentado na Figura 11(a e b) ilustra a variação da viscosidade em função da taxa de cisalhamento, permitindo comparar os diferentes fluidos formulados e o gráfico da Figura 12(a e b) apresenta o gráfico da tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento.

Figura 11: Variação da viscosidade versus taxa de cisalhamento para os quatro fluidos testados antes e após o envelhecimento

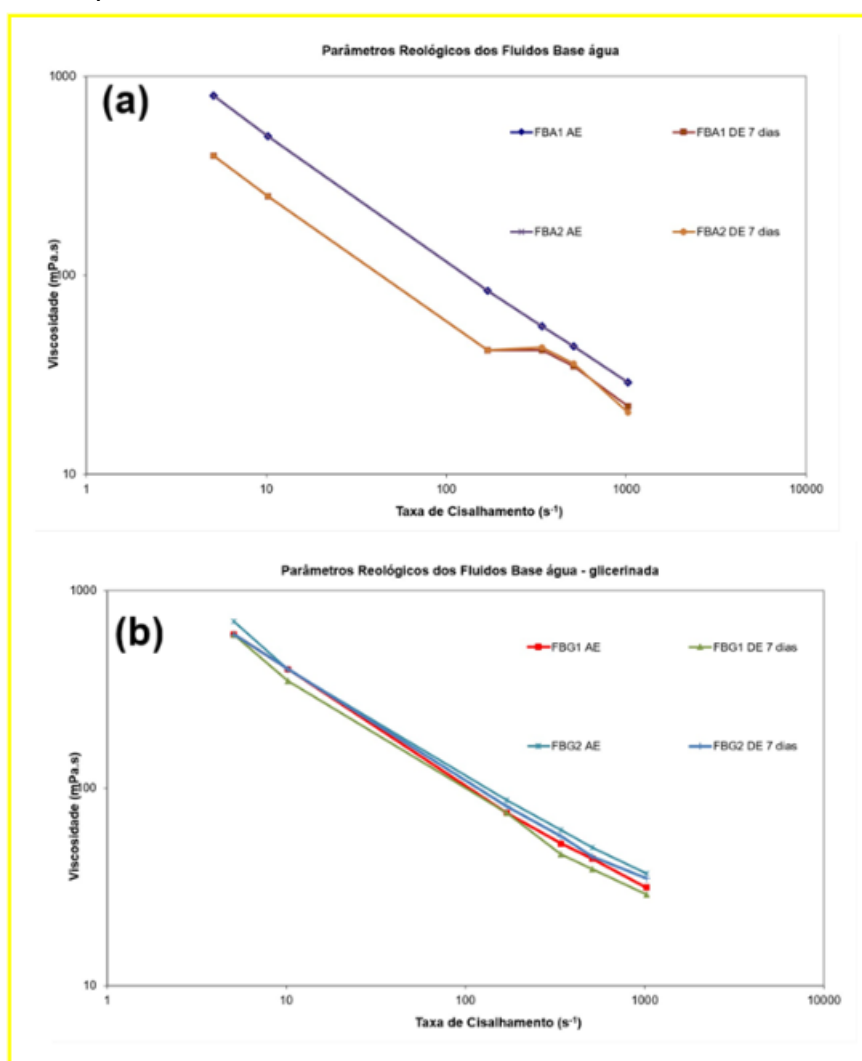
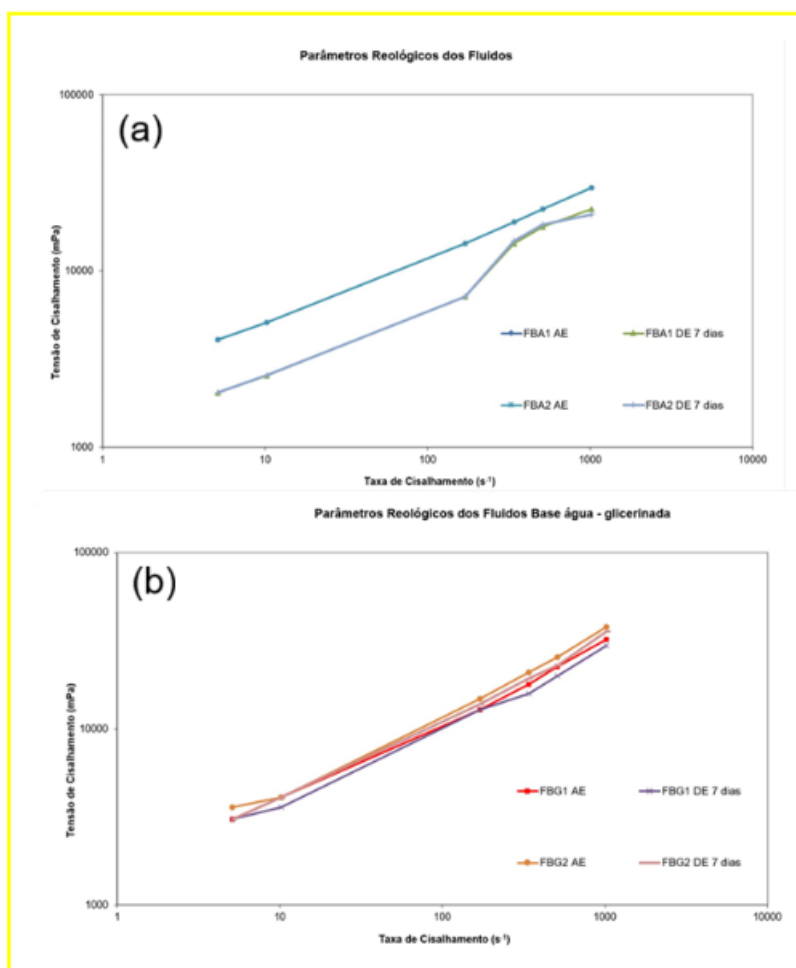


Figura 12: Variação da tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento para os fluidos 100% base água (a) e para os fluidos base glicerina (b) testados antes e após o envelhecimento



A viscosidade plástica é considerada como a medida da resistência interna para fluir um fluido, como resultado da interação dos sólidos que estão presentes em um fluido de perfuração (SAVINS; ROPER, 1954). Valores de VP abaixo de 10 cP não são adequados para fluidos de perfuração e é indicativo de que o LE está muito alto e isso pode levar a um estado de floculação para os sólidos presentes. Por outro lado, valores de VP muito acima de 10 cP (alta viscosidade) pode gerar sobrecarga para o sistema de bombeamento de fluido (PETROBRAS, 1998). Nos gráficos da Figura 11(a e b) (viscosidade em função da taxa de cisalhamento), observa-se que todas as formulações apresentam redução da viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento, o que caracteriza um comportamento pseudoplástico típico. Esse tipo de comportamento é desejável em fluidos de perfuração, pois permite que o fluido escoe facilmente sob altas taxas de cisalhamento (como nas regiões próximas à broca ou nas bombas) e, ao mesmo tempo, mantenha alta viscosidade em baixas taxas de cisalhamento, favorecendo a suspensão dos cascalhos quando o fluido está em repouso (CAENN *et*

*al.*, 2011; THOMAS, 2004). Ao comparar os resultados antes (AE) e após o envelhecimento térmico (DE, 7 dias), nota-se uma redução significativa da viscosidade aparente nos fluidos após envelhecimento, especialmente os fluidos base aquosa (FBA1 e FBA2). Essa diminuição indica uma perda de estabilidade reológica das formulações provavelmente devido a degradação térmica de algum dos aditivos utilizados na formulação. Segundo (DAVOODI *et al.*, 2023), os polímeros empregados em fluidos de perfuração devem oferecer resistência térmica e à salinidade para manter a estabilidade reológica em condições adversas. Quando tais requisitos não são atendidos, pode ocorrer degradação dos aditivos e consequente perda de desempenho do fluido. De modo geral, a redução mais acentuada nas baixas taxas de cisalhamento indica que o envelhecimento (por um período de 7 dias) afetou principalmente a estrutura tridimensional do fluido, responsável pela manutenção dos sólidos em suspensão. Adicionalmente, o gráfico da Figura 12(a e b) (tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento) complementa a análise reológica dos fluidos formulados. As curvas apresentadas indicam um aumento não linear da tensão de cisalhamento com o aumento da taxa de cisalhamento, confirmando o comportamento não-newtoniano pseudoplástico dos fluidos analisados (CAENN *et al.*, 2011). Antes do envelhecimento térmico (AE), os fluidos exibem maiores valores de tensão de cisalhamento em baixas taxas, o que reflete um limite de escoamento mais elevado e, portanto, uma estrutura interna mais coesa. Esse comportamento é desejável, pois está associado à capacidade do fluido de sustentar cascalhos e sólidos perfurados em suspensão quando o escoamento é interrompido (THOMAS, 2004). Após o envelhecimento térmico de 7 dias (DE), observa-se uma redução significativa da tensão de cisalhamento, especialmente nas regiões de baixas taxas de cisalhamento. Essa mudança pode estar associada à degradação térmica dos agentes viscosificantes e tixotrópicos, resultando em redução do limite de escoamento e da força gel. De acordo com (DARLEY; GRAY, 1988), essa diminuição reflete a quebra parcial da rede estrutural do fluido, tornando-o mais suscetível à sedimentação de sólidos e à perda de desempenho sob condições de alta temperatura. Notou-se que os fluidos base glicerina mantiveram curvas mais próximas antes e após o envelhecimento de 7 dias, sugerindo maior estabilidade térmica dos aditivos empregados. Esse comportamento indica que os componentes presentes nessas formulações possuem maior resistência à degradação térmica e química, sendo mais adequados para uso em poços de alta temperatura e pressão (MALGARESI *et al.*, 2018). Outro ponto relevante refere-se à formulação FBG2, que possui maior teor de sólidos e sais dissolvidos. Apesar dessa diferença composicional, o aumento da concentração de sólidos não alterou de forma significativa o perfil reológico quando comparado ao FBG1. Tal resultado evidencia que a presença de glicerina garante

estabilidade ao sistema, minimizando o impacto do teor de sólidos sobre o comportamento viscosimétrico. De forma geral, esta análise confirma que os fluidos à base de glicerina apresentam desempenho superior no que diz respeito à manutenção de suas propriedades reológicas após o envelhecimento, enquanto os fluidos à base de água demonstraram maior sensibilidade térmica e perda de estabilidade ao longo do tempo, conforme demonstrado por (BUENO, 2018).

## **4.2 AVALIAÇÃO DO POTENCIAL CORROSIVO DOS FLUIDOS NO AÇO**

A seleção de fluidos de perfuração apropriados é essencial para o sucesso da operação de perfuração (ABDELSATTAR *et al.*, 2020). Os fluidos de perfuração à base de água (FBA) são os mais adequados de todos os tipos e são amplamente utilizados na indústria por ser significativo e ecologicamente correto (ABDOLLAHI *et al.*, 2018). No entanto, fluidos FBA são considerados corrosivos durante o processo de perfuração, pois podem ser contaminados com aceleradores de corrosão, como O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, sais e ácidos orgânicos (GROWCOCK; HARVEY, 2005; FUENTE *et al.*, 2007; ABDELSATTAR *et al.*, 2020). A avaliação do potencial corrosivo dos fluidos de perfuração avaliados neste trabalho foi realizada por meio da comparação entre a massa inicial e a massa final dos cupons metálicos após o ensaio de imersão (KUTZ, 2012; MALARET, 2022) em cada um dos fluidos de perfuração utilizados como meios corrosivos neste estudo. Os dados obtidos permitiram calcular a perda de massa absoluta de cada amostra, servindo como base para a determinação da taxa de corrosão. Essa medida fornece uma estimativa direta do grau de agressividade de cada fluido sobre o aço inoxidável AISI 316L. A Tabela 7 apresenta as massas inicial e final dos cupons metálicos após sete dias de imersão nos fluidos de perfuração a 94 °C, permitindo o cálculo da perda de massa em gramas. Já a Tabela 8 mostra as respectivas taxas de corrosão expressas em milésimos de polegada por ano (mpy), obtidas com base no tempo de exposição, área superficial e densidade do material, de acordo com a equação 2.2.



Tabela 7: Perda de massa dos cupons de aço submetidas aos fluidos base glicerina e água

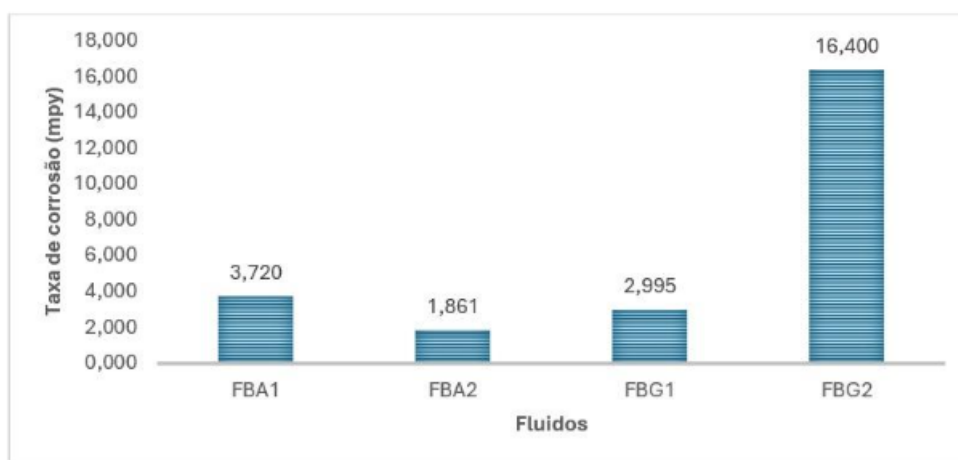
<b>Relação Cupom/Fluido</b>	<b>Massa inicial (g)</b>	<b>Massa final (g)</b>	<b>Perda de massa (g)</b>
Cupom 07 (Imerso no FBA1)	12,216	12,190	0,026
Cupom 10 (Imerso no FBA2)	12,272	12,259	0,013
Cupom 06 (Imerso no <u>FBG1</u> )	12,638	12,617	0,021
Cupom 02 (Imerso no <u>FBG2</u> )	12,392	12,277	0,115

Tabela 8: Taxa de corrosão obtida para cada cupom submetido aos diferentes fluidos de perfuração durante 7 dias

<b>Relação Cupom/Fluido</b>	<b>Taxa de corrosão (mpy)</b>
Cupom 07 - Imerso no FBA1	3,720
Cupom 10 - Imerso no FBA2	1,861
Cupom 06 - Imerso no <u>FBG1</u>	2,995
Cupom 02 - Imerso no <u>FBG2</u>	16,399

A Figura 13 representa graficamente o comportamento da taxa de corrosão em função da formulação dos fluidos de perfuração, facilitando a visualização comparativa entre os diferentes meios.

Figura 13: Visualização gráfica da taxa de corrosão de cupons de aço inoxidável imersos nos respectivos fluidos



De modo geral, observa-se que os cupons imersos nos fluidos FBA1, FBA2 e FBG1 apresentaram baixas perdas de massa (0,013 - 0,026 g) e taxas de corrosão inferiores a 4 mpy, indicando comportamento considerado não severo segundo critérios da (NACE International, 2005) que classifica taxas maiores que 10 mpy como aceitáveis para corrosão uniforme e maiores que 15 mpy no caso de corrosão por pite 2. Considerando apenas os fluidos à base de água, notou-se que o FBA2, o qual contém o inibidor de corrosão, foi o que apresentou menor perda de massa (0,013 g) e menor taxa de corrosão (1,861 mpy). Por outro lado, o cupom imerso no fluido FBG2 apresentou uma perda de massa significativamente maior (0,115 g), resultando em uma taxa de corrosão de 16,399 mpy, valor que representa uma condição de corrosão severa 2. Esse resultado sugere menor eficiência protetiva do sistema fluido-metal, possivelmente associada à composição química deste fluido, o qual contém maior teor de sais, cloretos livres, maior teor de sólidos e sem adição de inibidor de corrosão 5. Já o fluido FBG1 apresentou uma taxa de corrosão menor que o FBA1, mas superior à do FBA2, o que pode ser atribuído à menor condutividade da glicerina em relação à água, mas sem a presença de inibidores. (SANTOS *et al.*, 2019), avaliaram o poder corrosivo de fluidos à base de glicerina e à base de olefina de baixo e alto peso (maior teor de cloreto e sais) em amostras de ferro fundido niquelado. Os resultados do estudo mostraram que o fluido base glicerina de alto peso apresentou taxa de corrosão cerca de onze vezes maior que o fluido base olefina de alto peso, enquanto o fluido base glicerina de baixo peso, apresentou taxa de corrosão cerca de 20% maior que o fluido base olefina de baixo peso, evidenciando o poder corrosivo dos fluidos contendo maior teor de cloreto e sólidos. (IYASARA *et al.*, 2015) também observaram maior perda

de massa (0,052 g em 7 dias de exposição) e maior taxa de corrosão (5,14 mpy) para fluidos aquosos contendo maior teor de sal em comparação com fluidos à base de óleo (0,02 g de perda de massa e 1,98 mpy em 7 dias de exposição). Segundo os autores, a maior perda de peso associada ao fluido à base de água salgada foi resultado da alta concentração de íons cloreto, os quais têm efeitos concomitantes de alta indução de corrosão. Os íons  $\text{Cl}^-$  combinam-se com os íons de ferro (II) ( $\text{Fe}^{2+}$ ) do aço para produzir  $\text{FeCl}_2$  (produto sólido), que reage posteriormente com o oxigênio e a água dissolvidos. Portanto, fluidos à base de água (FBA), especialmente aqueles contendo cloretos, tendem a ser mais agressivos que fluidos à base de óleo (OBM) e fluidos sintéticos, devido à maior condutividade iônica do meio (IYASARA *et al.*, 2015). (MAMENG *et al.*, 2014) estudaram sobre as propriedades corrosivas da exposição a íons cloro em diferentes aços inoxidáveis e mostraram que uma alta concentração de íons cloro resulta em maior corrosão, como ocorreu com o aço em contato com o fluido FBG2 avaliado neste trabalho. Adicionalmente, (AZEER *et al.*, 2022) relatam que o poder inibidor de aditivos poliméricos e surfactantes, tais como CMC, influenciam diretamente a taxa de corrosão, pois tais componentes podem formar filmes protetores na superfície metálica, reduzindo a penetração de espécies corrosivas. De forma semelhante, polissacarídeos aniônicos (como goma xantana) tendem a adsorver na superfície do aço, formando uma camada viscoelástica que pode dificultar o transporte difusivo de espécies corrosivas ( $\text{O}_2$ , íons  $\text{Cl}^-$ ) até o metal, causando um efeito protetor indireto. Quando essa camada se mantém íntegra, reduz a taxa de corrosão (MOBIN; RIZVI, 2016). Isto pode ter contribuído, em adição à presença de inibidor de corrosão, para aumentar o efeito anticorrosivo do fluido de perfuração FBA2.

### 4.3 RELAÇÃO ENTRE REOLOGIA, COMPOSIÇÃO QUÍMICA E CORROSÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A composição dos fluidos de perfuração tem influência direta sobre suas propriedades reológicas e, conseqüentemente, sobre o seu potencial corrosivo (SHOKOYA *et al.*, 1996). Os fluidos formulados (Tabela 5) apresentam variações significativas quanto ao tipo de fase líquida (salmoura ou salmoura glicerizada), concentração de sólidos ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCO}_3$ , outros) e presença de aditivos protetores (inibidor de corrosão), o que explica o desempenho distinto observado nos ensaios reológicos e de corrosão. Os fluidos FBA1 e FBA2, formulados com salmoura como fase contínua e teores elevados de goma xantana (2,1 g) e hidroxipropil amido (HPA, 5,5 g), exibiram alta viscosidade e

limites de escoamento elevados antes e após o envelhecimento térmico. Esses resultados indicam uma estrutura coloidal mais coesa, capaz de sustentar sólidos em suspensão e resistir à degradação térmica. A presença de HPA e goma xantana favorece a formação de uma rede polimérica estável, conferindo comportamento pseudoplástico e tixotrópico típico de fluidos de boa qualidade (CAENN *et al.*, 2011). Além disso, o fluido FBA2 contém 0,5 g de inibidor de corrosão, o que explica sua baixa taxa de corrosão (1,861 mpy), evidenciando que a combinação entre estabilidade reológica e aditivação química anticorrosiva atua sinergicamente na proteção metálica (HUANG *et al.*, 2021). Os fluidos FBG1 e FBG2, em contrapartida, apresentam fase líquida composta por glicerina e salmoura, menor concentração de polímeros e maior fração de sólidos ( $\text{CaCO}_3$ ). A formulação FBG2 contém 35 g de NaCl, responsável por elevar a condutividade elétrica do sistema e, portanto, intensificar os processos corrosivos (IYASARA *et al.*, 2015). O sal também pode promover a desestabilização da goma xantana e a ruptura de ligações hidrogênio, acelerando a degradação térmica e química do fluido (DAVOODI *et al.*, 2023). Além disso, provavelmente a presença de altos teores de  $\text{CaCO}_3$  (50 g) contribua para a abrasividade e formação de depósitos sobre o metal, o que pode intensificar a corrosão localizada. No entanto, esta hipótese não foi avaliada neste trabalho. Essa combinação de fatores justifica o pior desempenho do fluido FBG2, que apresentou a maior taxa de corrosão (16,399 mpy). Quando se faz uma comparação entre fluidos base aquoso e fluidos à base de glicerina avaliados neste trabalho, nota-se que a diferença observada nas taxas de corrosão entre FBA1 (3,720 mpy) e FBG1 (2,995 mpy) pode ser explicada, em primeiro lugar, pelo teor de salmoura: FBA1 contém maior volume de salmoura (350 mL) que FBG1 (175 mL), o que eleva a condutividade do meio e a atividade de  $\text{Cl}^-$ , favorecendo mecanismos de corrosão generalizada e localizada (SAFIAN *et al.*, 2024). Em segundo lugar, a presença de glicerina em FBG1 contribui para a redução da agressividade ao diminuir a atividade da água (NAKAGAWA; OYAMA, 2019), reduzir a solubilidade de oxigênio e aumentar a espessura da camada limite viscosimétrica adjacente ao metal (PALCUT *et al.*, 2023), o que limita o transporte difusivo de espécies corrosivas. De acordo com (NAKAGAWA; OYAMA, 2019), a ligação de hidrogênio na água com o glicerol é forte e o movimento difusivo da água é retardado pela interação com o glicerol. Portanto, essa forte interação da água com o glicerol leva a uma menor atividade da água. Diversos estudos investigaram o efeito do glicerol no comportamento de corrosão de materiais metálicos (CHI-UCÁN *et al.*, 2014; ZUBAIDI *et al.*, 2018; SIVABALAN *et al.*, 2020). Constatou-se que o glicerol pode atuar como um hidrato de gás com dupla função e inibidor de corrosão (SIVABALAN *et al.*, 2020). Uma vantagem do glicerol é sua alta viscosidade. A viscosidade de soluções de água e glicerol aumenta com o aumento da concentra-

ção de glicerol (TAKAMURA *et al.*, 2012) e esse aumento da viscosidade pode diminuir a difusão de íons na solução, reduzindo assim a taxa de corrosão (PALCUT *et al.*, 2023). Assim, a combinação de menor salinidade + efeito físico da glicerina é uma possível explicação para a menor taxa de corrosão observada em FBG1. Importante ressaltar que a maior concentração de polímeros (HPA e goma xantana) em FBA1 não garantiu proteção superior, possivelmente porque a elevada força iônica da salmoura (350 mL) comprometeu a adsorção estável do polímero na superfície metálica (DAVOODI *et al.*, 2023; MOBIN; RIZVI, 2016).

#### 4.4 AVALIAÇÃO DA SUPERFÍCIE DOS CUPONS DE AÇO POR INSPEÇÃO VISUAL

A avaliação visual dos cupons metálicos, mostrada na Figura 14, complementa os resultados quantitativos das taxas de corrosão (Tabela 8 e Figura 13), permitindo identificar diferenças qualitativas no ataque sofrido em função da composição dos fluidos. Em todos os casos, os cupons mantiveram aspecto metálico e homogêneo, indicando corrosão predominantemente uniforme e de baixa intensidade. Entretanto, pequenas diferenças de coloração e pequenas áreas de escurecimento evidenciam variações no grau corrosivo dos meios.

Figura 14: Comparação visual dos cupons de aço submetidos às diferentes formulações de fluidos de perfuração



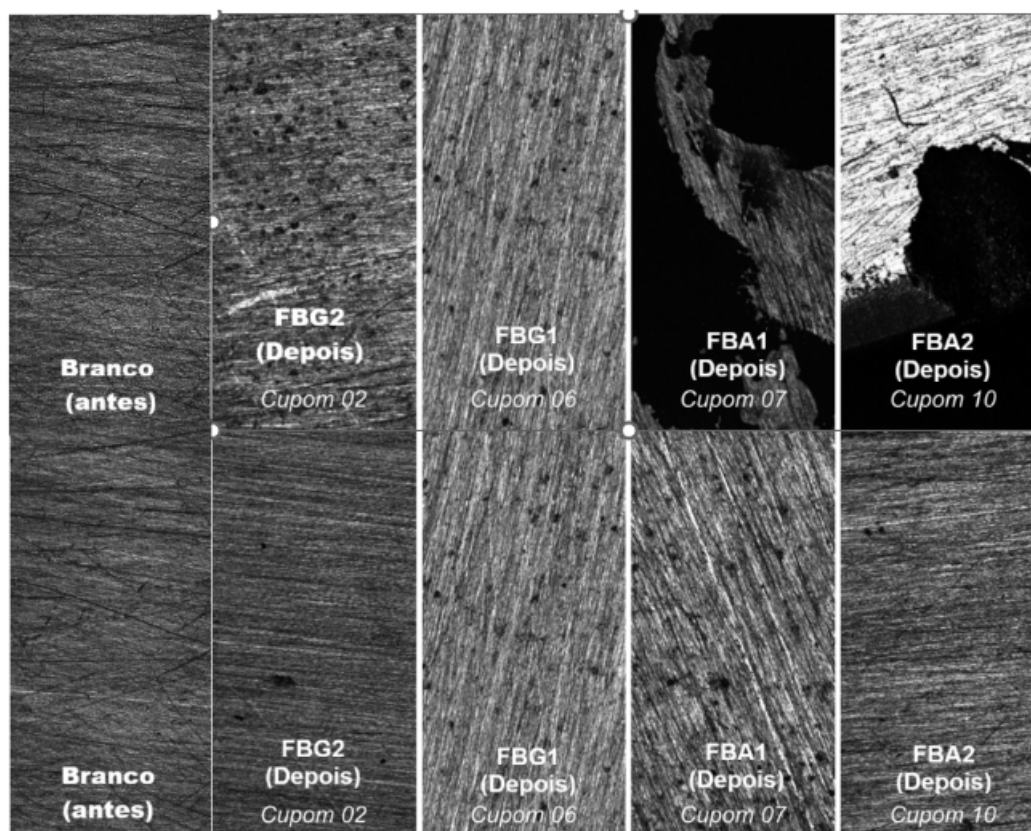
A análise da Figura 14 mostra que o cupom 07 (fluido FBA1) apresentou leve escurecimento e perda de brilho, o que está de acordo com sua taxa de corrosão in-

intermediária (3,720 mpy). Esse comportamento está associado à maior salinidade do fluido, composto por 350 mL de salmoura, que eleva a condutividade eletrolítica e a atividade dos íons  $\text{Cl}^-$ , favorecendo mecanismos de corrosão generalizada (XU *et al.*, 2022). O cupom 10 (fluido FBA2) exibiu a superfície mais uniforme e brilhante entre os fluidos à base aquosa, o que confirma a menor taxa de corrosão (1,861 mpy). Esse desempenho superior é atribuído à presença do inibidor de amônio quaternário, que atua por adsorção catódica e formação de filme protetor estável, reduzindo a transferência de carga entre o metal e o meio corrosivo (GONI *et al.*, 2024). Em relação aos cupons imersos nos fluidos base glicerina, notou-se que o cupom 06 (fluido FBG1) manteve coloração uniforme e sem sinais evidentes de pite, compatível com a taxa de 2,995 mpy. Esse resultado evidencia o efeito mitigador da glicerina, que reduz a atividade da água, a solubilidade do oxigênio e a difusão de espécies agressivas através do aumento da viscosidade (PALCUT *et al.*, 2023). Assim, mesmo com menor teor de polímeros, o meio de menor condutividade e mais viscoso resultou em corrosão controlada. Por outro lado, o cupom 02 (fluido FBG2) apresentou escurecimento acentuado, sugerindo maior ataque superficial, coerente com a taxa de corrosão mais elevada (16,399 mpy). Embora esse fluido contenha glicerina, o teor elevado de  $\text{CaCO}_3$  (50 g) e a adição de NaCl (17,5 g) aumentaram significativamente a condutividade e favoreceram o aparecimento de corrosão localizada (IYASARA *et al.*, 2015). Esses resultados demonstram que a corrosividade dos fluidos é resultado da interação entre composição química, estabilidade reológica e mecanismos de adsorção superficial. Formulações que equilibram viscosidade, baixa salinidade e aditivos anticorrosivos eficazes apresentam desempenho superior (DAVOODI *et al.*, 2023).

## 4.5 AVALIAÇÃO DA SUPERFÍCIE DOS CUPONS DE AÇO POR MICROSCOPIA ÓPTICA CONFOCAL

A Figura 15 apresenta as micrografias obtidas por microscopia confocal dos cupons metálicos antes (branco) e após os ensaios de corrosão. Para cada cupom foram registradas duas imagens, correspondentes a regiões distintas do mesmo cupom, de modo a evidenciar a uniformidade (ou heterogeneidade) do ataque corrosivo ao longo da superfície. Os cupons do branco exibem uma superfície homogênea, caracterizada por marcas paralelas decorrentes do lixamento mecânico realizado antes da análise e ausência de produtos de corrosão. Essa superfície é adotada como referência para fins comparativos.

Figura 15: Micrografias dos cupons de aço obtidas por microscopia óptica confocal em dois pontos distintos



A análise da Figura 15 mostra que após o ensaio são observadas algumas diferenças entre os cupons imersos nos diferentes fluidos de perfuração. Observa-se nos cupons expostos ao fluido FBG2 (Cupom 02), que apresentou a maior taxa de corrosão (16,399 mpy), muitas regiões escuras, aumento da rugosidade e perda evidente de material, em comparação ao branco. A distribuição relativamente difusa desses danos, sem a formação dominante de cavidades profundas e isoladas, indica uma possível corrosão generalizada. Essa morfologia é compatível com meios contendo concentrações elevadas de cloretos, como é o caso do fluido FBG2, nos quais ocorre dissolução uniforme da superfície metálica (JONES, 1996; SAFIAN *et al.*, 2024). Já o cupom 06, imerso no fluido FBG1, apresentou taxa intermediária (2,995 mpy). Suas micrografias mostram preservação parcial das marcas de lixamento, com discretas áreas de ataque distribuídas ao longo da superfície. A ausência de cavidades profundas e a relativa uniformidade da degradação sugerem corrosão uniforme moderada (JONES, 1996; GENTIL V.; CARVALHO, 2022). Para o fluido FBA1 (cupom 07), cuja taxa atingiu 3,720 mpy, a microscopia revelou deslocamentos marcantes e cavidades irregulares, indicando formação de áreas de dissolução preferencial. Essa morfologia, caracterizada por heterogeneidade superficial, é compatível com corrosão localizada,

o que é compatível com este tipo de fluido à base de salmoura (JONES, 1996; SAFIAN *et al.*, 2024). Por fim, o cupom 10, imerso no fluido FBA2, exibiu a menor taxa de corrosão (1,861 mpy). A análise morfológica revela apenas pequenas áreas de desgaste superficial e rugosidade aumentada, sem formação de pites definidos ou regiões de corrosão severa. Esses aspectos indicam corrosão predominantemente uniforme de baixa intensidade, compatível com a presença de um filme inibidor mais estável, capaz de retardar tanto a dissolução anódica quanto a difusão de espécies agressivas, possivelmente devido a presença do inibidor de amônio quaternário (GONI *et al.*, 2024). Assim, a integração entre a taxa de corrosão (perda de massa) e a morfologia superficial observada confirma a coerência dos resultados, o qual pode ser resumido como segue, de acordo com (GENTIL V.; CARVALHO, 2022):

- (i) FBG2 promoveu o ataque mais agressivo, de caráter generalizado;
- (ii) FBG1 resultou em corrosão uniforme moderada;
- (iii) FBA1 apresentou sinais claros de corrosão localizada;
- (iv) FBA2 demonstrou o melhor desempenho anticorrosivo, associado a um ataque uniforme leve.

Essa abordagem integrada é amplamente recomendada na literatura, pois a interpretação dos mecanismos corrosivos depende tanto da cinética de perda de material quanto da textura superficial resultante, permitindo identificar padrões não detectáveis apenas pela análise gravimétrica (JONES, 1996; GENTIL V.; CARVALHO, 2022).



## **5 Conclusões**

Apresenta-se neste tópico as conclusões a partir dos resultados obtidos para cumprimento dos objetivos propostos neste estudo. Além disso, apresenta-se algumas sugestões para trabalhos futuros que se consideram pertinentes para dar seguimento a proposta de projeto apresentada.

### **5.1 Conclusões**

Com o objetivo de investigar o comportamento corrosivo de fluidos de perfuração à base aquosa glicerinada e à base de água em contato com o aço inoxidável AISI 316L, visando compreender os efeitos dessas formulações sobre a integridade do material, por um período de 7 dias a 94 °C, concluiu-se que: (i) Os fluidos formulados apresentaram diferentes perfis de reologia com diminuição dos parâmetros reológicos, de forma geral, após o período de sete dias de envelhecimento; (ii) A determinação das taxas de corrosão por ensaios de perda de massa mostrou diferenças de desempenho entre os fluidos, com valores variando de corrosão leve (1,861 mpy para FBA2) a ataque severo (16,399 mpy para FBG2). (iii) A análise de inspeção visual e a análise morfológica por microscopia confocal confirmou e refinou a interpretação dos dados gravimétricos (perda de massa) e cálculo da taxa de corrosão, permitindo sugerir os mecanismos predominantes de corrosão. Observou-se corrosão generalizada no fluido de maior salinidade (FBG2), corrosão uniforme moderada no fluido FBG1, corrosão localizada no fluido FBA1 e corrosão uniforme leve no fluido FBA2. Essa integração entre perda de massa, taxa de corrosão, composição dos fluidos e morfologia superficial possibilitou estabelecer de forma mais adequada parâmetros comparativos de análise do poder corrosivo dos fluidos de perfuração avaliados. (iv) A partir da integração dos resultados, sugere-se que a composição química dos fluidos em termos de salinidade, composição polimérica, presença de glicerina e presença de inibidor de corrosão foram fatores que influenciaram diretamente o poder corrosivo dos fluidos testados. (v) A correlação entre os resultados demonstrou que a condutividade eletrolítica elevada

(associada a maiores teores de salmoura) e a ausência ou instabilidade de filmes protetores foram os fatores mais críticos para intensificação da corrosão sob as condições avaliadas neste trabalho. Por outro lado, a presença de glicerina, a qual reduz a atividade da água e a solubilidade de oxigênio, e especialmente a adição de inibidor de amônio quaternário mostraram-se determinantes para a mitigação do ataque corrosivo. (vi) Entre todos os fluidos avaliados, o fluido FBA2 apresentou o melhor desempenho anticorrosivo, evidenciado pela menor taxa de corrosão (1,861 mpy) e pela preservação da integridade superficial dos cupons, com morfologia típica de corrosão uniforme leve. Esse desempenho superior é atribuído à presença do inibidor de amônio quaternário, que promove a formação de um filme protetor estável e reduz a transferência de carga entre o metal e o meio corrosivo. Assim, FBA2 destaca-se como o sistema mais adequado para as condições operacionais simuladas. Dentre os fluidos à base de glicerina, o que apresentou melhor desempenho anticorrosivo foi o FBG1 em virtude do menor teor de cloretos e sólidos em comparação com o FBG2. De forma geral este estudo demonstra que a seleção do fluido de perfuração deve considerar não apenas parâmetros operacionais e reológicos, mas também a interação química entre seus constituintes e o material metálico que estará exposto a eles. Os resultados aqui apresentados contribuem para o entendimento dos mecanismos envolvidos e podem subsidiar decisões técnicas em campo visando à mitigação de processos corrosivos em componentes fabricados em aço AISI 316L.

## 5.2 Sugestões Para Trabalhos Futuros

- Fazer avaliação eletroquímica complementar utilizando, por exemplo, a técnica de polarização potenciodinâmica ou espectroscopia de impedância eletroquímica.
- Fazer avaliação do efeito da temperatura e pH do meio para verificar sua influência na ação corrosiva dos fluidos.
- Avaliar o comportamento corrosivo de outros tipos de materiais metálicos.
- Testar outros inibidores de corrosão e fazer esta avaliação para todos os fluidos avaliados. Assim será possível comparar o fluido com e sem inibidor.
- Utilizar outras técnicas microscópicas, como MEV/EDS para avaliar a superfície dos cupons de aço.
- Fazer ensaios de maior duração de envelhecimento dos fluidos para ampliar o contato dos cupons com o meio corrosivo.



## ***Referências***

- ABDELSATTAR, M.; BADAWI, A. E.-F. M.; IBRAHIM, S.; WASFY, A. F.; TANTAWY, A. H.; DARDIR, M. M. Corrosion control of carbon steel in water-based mud by nanosized metallo-cationic surfactant complexes during drilling operations. *American Chemical Society (ACS)*, v. 5, n. 48, p. 30881–30897, 2020. ISSN 2470-1343.
- ABDOLLAHI, M.; POURMAHDI, M.; NASIRI, A. R. Synthesis and characterization of lignosulfonate/acrylamide graft copolymers and their application in environmentally friendly water-based drilling fluid. *Elsevier BV*, v. 171, p. 484–494, 2018. ISSN 0920-4105.
- AFTAB, A.; ISMAIL, A.; IBUPOTO, Z.; AKEIBER, H.; MALGHANI, M. Nanoparticles based drilling muds a solution to drill elevated temperature wells: A review. *Elsevier BV*, v. 76, p. 1301–1313, 2017. ISSN 1364-0321.
- AL-YASIRI, M.; AL-KHATEEB, M.; WEN, D. Examination of drill pipe corrosion in water-based drilling fluids under wellbore conditions. *SAGE Publications*, v. 53, n. 3, p. 183–187, 2017. ISSN 1743-2782.
- AMANI, M.; ABD, A. S.; HARDAN, A. A.; ROUSTAZADEH, A.; YRAC, R. Investigating the effect of high pressures and temperatures on corrosion inhibition for water-based drilling fluids. *OMICS Publishing Group*, v. 7, n. 5, 2016. ISSN 2157-7463.
- AMANULLAH, M.; RAMASAMY, J.; AL-ARFAJ, M. K.; ARAMCO, S. Application of an indigenous eco-friendly raw material as fluid loss additive. *Elsevier BV*, v. 139, p. 191–197, 2016. ISSN 0920-4105.
- ANP. *Como funciona o processo de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil*. 2020. Disponível em: <[https://www.gov.br/anp/pt-br/canais\\_atendimento/imprensa/kits-de-imprensa-1/como-funciona-o-processo-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural-no-brasil](https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/kits-de-imprensa-1/como-funciona-o-processo-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural-no-brasil)>[https://www.gov.br/anp/pt-br/canais\\_atendimento/imprensa/kits-de-imprensa-1/como-funciona-o-processo-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural-no-brasil](https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/kits-de-imprensa-1/como-funciona-o-processo-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural-no-brasil). Acesso em 13 de maio de 2025.
- ANP. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024*. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2024#Se\cc>><https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2024#Se>.
- ASKARI, M.; ALIOFKHAZRAEI, M.; JAFARI, R.; HAMGHALAM, P.; HAJIZADEH, A. Downhole corrosion inhibitors for oil and gas production - a review. *Elsevier BV*, v. 6, p. 100128, 2021. ISSN 2666-5239.

ASRAR, N. Corrosion control of drilling tools through chemical treatments - effectiveness and challenges. In: *SPE International Conference on Oilfield Corrosion*. [S.l.]: SPE, 2010. (100FCS).

AZEEZ, R.; ALRUBAIEY, N.; GAZI, M. Investigation of carboxymethyl cellulose and barite additives on the corrosion characteristics of water-based drilling mud. *University of Technology*, v. 40, n. 3, p. 451–458, 2022. ISSN 2412-0758.

BALTOIU, L. V.; WARREN, B. K.; NATRAS, T. A. State of the art in coalbed methane drilling fluids. In: *SPE/IADC Indian Drilling Technology Conference and Exhibition*. [S.l.]: SPE, 2006. (06IDTC).

BARROS ELIZABETH RODITI LACHTER, R. S. V. N. Alessandro Oliveira de. Estabelecimento de correlações estrutura propriedades de acetais para fluidos de perfuração. 2007.

BEDRIKOVETSKY, P.; MARCHESIN, D.; SHECAIRA, F.; SOUZA, A.; MILANEZ, P.; REZENDE, E. Characterisation of deep bed filtration system from laboratory pressure drop measurements. *Elsevier BV*, v. 32, n. 2?4, p. 167–177, 2001. ISSN 0920-4105.

BEN-SHENG, L. H.; DONG-HUA; TAO, J.; JUN, Z.; YANG-ZHONG, N. Corrosion behavior of g105 drill pipe in solution with different hydrogen ion concentrations. v. 38, n. 9, p. 81–84, 2014.

BENAYADA, B.; HABCHI, K.; KHODJA, M. Stabilisation of clay walls during drilling in southern algeria. *Elsevier BV*, v. 75, n. 1?2, p. 51–59, 2003. ISSN 0306-2619.

BERGANE, C.; HAMMADI, L. Impact of organophilic clay on rheological properties of gasoil-based drilling muds. *Springer Science and Business Media LLC*, v. 10, n. 8, p. 3533–3540, 2020. ISSN 2190-0566.

BERRY, J. B. *Drilling Fluids, Properties and Functions*. 2008.

BI, Z. Y.; XIAN, L. Y. Lcf life prediction model of coiled tubing based on fatigue damage accumulation. *Trans Tech Publications, Ltd.*, v. 699, p. 426–431, 2013. ISSN 1662-8985.

BRUHN, C. H. L.; PINTO, A. C. C.; JOHANN, P. R. S.; BRANCO, C. C. M.; SALOMÃO, M. C.; FREIRE, E. B. Campos and santos basins: 40 years of reservoir characterization and management of shallow- to ultra-deep water, post- and pre-salt reservoirs - historical overview and future challenges. In: *OTC Brasil*. [S.l.]: OTC, 2017. (17OTCB).

BUENO, S. L. *Estudo da estabilidade térmica e dinâmica de fluido de perfuração aquoso base glicerina bruta*. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração)., 2018.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. [S.l.]: Elsevier Science Technology Books, 2011. 720 p. ISBN 9780323165457.

CANDIDO, J. D. C.; WESCHENFELDER, S. E.; FERRAZ, H. C. Água produzida e seu impacto na indústria petrolífera. In: *Anais do(a) Anais do I Web Encontro Nacional de Engenharia Química*. [S.l.]: Even3, 2021. (wendeq2021).

CHI-UCÁN, S. L.; CASTILLO-ATOCHE, A.; BORGES, P. C.; MANZANILLA-CANO, J. A.; GONZÁLEZ-GARCÍA, G.; PATIÑO, R.; DÍAZ-BALLOTE, L. Inhibition effect of glycerol on the corrosion of copper in nacl solutions at different ph values. Wiley, v. 2014, p. 1–10, 2014. ISSN 2090-9071.

CHUDYK, I.; POBEREZHNYY, L.; HRYSANCHUK, A.; POBEREZHNYYA, L. Corrosion of drill pipes in high mineralized produced waters. Elsevier BV, v. 16, p. 260–264, 2019. ISSN 2452-3216.

CIVAN, F. Formation damage mechanisms and their phenomenological modeling - an overview. In: *European Formation Damage Conference*. [S.l.]: SPE, 2007. (07EFDC).

CORRÊA, C. C.; CRUZ, G. F. da; JR., A. S. L. V.; ARAÚJO, B. d. S. A.; SILVA, A. A. da; RODRIGUES, R. A.; LOMBA, R. F. T.; WALDMANN, A. T. d. A. Avaliação do potencial uso de bioglicerina como base para formulação de fluidos de perfuração aquosos para poos de petróleo e gás. Sociedade Brasileira de Química (SBQ), 2017. ISSN 1678-7064.

CRUZ, G. F. D.; LIMA, B. D.; MARTINS, L. L. *Avaliação da corrosividade de fluidos de perfuração sintéticos em amostras de ferro fundido níquelado*. Campos dos Goytacazes, RJ, Brasil: [s.n.], 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo).

DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. (Ed.). *Composition and properties of drilling and completion fluids*. 5th ed.. ed. [S.l.]: Gulf Pub. Co., Book Division, 1988. Revised edition of: *Composition and properties of oil well drilling fluids* / George Gray, H.C.H. Darley, Walter F. Rogers. - Includes bibliographical references and indexes. ISBN 9780585470450.

DAVOODI, S.; AL-SHARGABI, M.; WOOD, D. A.; RUKAVISHNIKOV, V. S.; MINAEV, K. M. Thermally stable and salt-resistant synthetic polymers as drilling fluid additives for deployment in harsh sub-surface conditions: A review. Elsevier BV, v. 371, p. 121117, 2023. ISSN 0167-7322.

ELSAADY, M.; KHALIFA, W.; NABIL, M.; EL-MAHALLAWI, I. Effect of prolonged temperature exposure on pitting corrosion of duplex stainless steel weld joints. Elsevier BV, v. 9, n. 4, p. 1407–1415, 2018. ISSN 2090-4479.

FENG, R.; BECK, J. R.; HALL, D. M.; BUYUKSAGIS, A.; ZIOMEK-MOROZ, M.; LVOV, S. N. Effects of co2 and h2s on corrosion of martensitic steels in brines at low temperature. Association for Materials Protection and Performance (AMPP), v. 74, n. 3, p. 276–287, 2017. ISSN 1938-159X.

FIELD, L. J. Low-solids non-dispersed mud usage in western canada. *Drilling and Production Practice*, American Petroleum Institute, Washington, DC, USA, p. Desconhecido, 1968. Open Access. Disponível em: <onepetro.org>.

FRIGAARD, I. A.; PASO, K. G.; MENDES, P. R. de S. Bingham's model in the oil and gas industry. Springer Science and Business Media LLC, v. 56, n. 3, p. 259–282, 2017. ISSN 1435-1528.

FUENTE, D. de la; BOHM, M.; HOUYOUX, C.; MORCILLO, M.; ROHWERDER, M. Methods for salt contamination of steel corrosion products: A characterization study. Wiley, v. 58, n. 10, p. 781–788, 2007. ISSN 1521-4176.

GANDELMAN, R. A.; LEAL, R. A. F.; GONALVES, J. T.; ARAGÃO, A. F. L.; LOMBA, R. F.; MARTINS, A. L. Study on gelation and freezing phenomena of synthetic drilling fluids in ultradeepwater environments. In: *SPE/IADC Drilling Conference*. [S.l.]: SPE, 2007. (07DC).

GENTIL V.; CARVALHO, L. J. *Corrosão*. [S.l.: s.n.], 2022.

GONI, L. K.; ALI, S. A.; AL-MUALLEM, H. A.; MAZUMDER, M. A. J. Synthesis of a new quaternary ammonium salt for efficient inhibition of mild steel corrosion in 15Å Elsevier BV, v. 10, n. 19, p. e38425, 2024. ISSN 2405-8440.

GREEN, T. C.; HEADLEY, J. A.; SCOTT, P. D.; BRADY, S. D.; HAYNES, L. L.; PARDO, C. W.; DICK, M. Minimizing formation damage with a reversible invert emulsion drill-in fluid. In: *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference*. [S.l.]: SPE, 2001. (01MEDT).

GROWCOCK, F.; HARVEY, T. Drilling fluids. In: \_\_\_\_\_. *Drilling Fluids Processing Handbook*. [S.l.]: Elsevier, 2005. p. 15–68. ISBN 9780750677752.

GROWCOCK, F. B.; ANDREWS, S. L.; FREDERICK, T. P. Physicochemical properties of synthetic drilling fluids. In: *IADC/SPE Drilling Conference*. [S.l.]: SPE, 1996. (94DC).

GROWCOCK, F. B.; SINOR, L. A.; REECE, A. R.; POWERS, J. R. Innovative additives can increase the drilling rates of water-based muds. In: *International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*. [S.l.]: SPE, 1996. (94IPCEM).

HACK, H. Galvanic corrosion. In: \_\_\_\_\_. *Shreir's Corrosion*. [S.l.]: Elsevier, 2010. p. 828–856. ISBN 9780444527875.

HANSON, B. Drilling on the trojan plain. American Association for the Advancement of Science (AAAS), v. 299, n. 5608, p. 783–783, 2003. ISSN 1095-9203.

HE, Y.; JIANG, G.; DONG, T.; WANG, G.; HE, J.; DOU, H.; DU, M. Research progress and development tendency of polymer drilling fluid technology for unconventional gas drilling. *Frontiers Media SA*, v. 10, 2023. ISSN 2296-598X.

HOU, H.-s.; WANG, C.-s.; ZHANG, J.-d.; MA, F.; FU, W.; WANG, P.-j.; HUANG, Y.-j.; ZOU, C.-c.; GAO, Y.-f.; GAO, Y.; ZHANG, L.-m.; YANG, J.; GUO, R. Deep continental scientific drilling engineering project in songliao basin: progress in earth science research. *China Geology*, v. 1, n. 2, p. 173–186, 2018. ISSN 2096-5192.

HUANG, B. S.; JIANG, Z. Y.; FAN, Z. Research of g105 chloride ion stress corrosion cracking. *Trans Tech Publications, Ltd.*, v. 152?153, p. 659–665, 2010. ISSN 1662-8985.

HUANG, D.-C.; XIE, G.; PENG, N.-Y.; ZOU, J.-G.; XU, Y.; DENG, M.-Y.; DU, W.-C.; XIAO, Y.-R.; HUANG, J.-J.; LUO, P.-Y. Synergistic inhibition of polyethylene glycol and potassium chloride in water-based drilling fluids. Elsevier BV, 2021. ISSN 1995-8226.

IDRIS, S. A. B.; JAFAR, F. A.; ABDULLAH, N. Study on corrosion features analysis for visual inspection & monitoring system: An ndt technique. Penerbit UTM Press, v. 77, n. 21, 2015. ISSN 0127-9696.



IEA. *World Energy Outlook 2023*. [S.l.]: OECD, 2023. ISSN 2072-5302. ISBN 9789264647732.

IYASARA, A.; LU, Z.; SCHMIDT, W.; SINCLAIR, D.; REANEY, I. Effects of processing strategies and La + Sm co-doping on the thermoelectric performance of a-site-deficient SrTiO<sub>3</sub> - ceramics. *MDPI AG*, v. 12, n. 11, p. 1622, 2015.

JIAO, D.; SHARMA, M. M. Mechanism of cake buildup in crossflow filtration of colloidal suspensions. *Elsevier BV*, v. 162, n. 2, p. 454–462, 1994. ISSN 0021-9797.

JONES, D. A. *Principles and prevention of corrosion*. 2. ed.. ed. [S.l.]: Prentice Hall, 1996. Previous ed.: 1992. - Includes bibliographical references and index. ISBN 0133599930.

KULKARNI, S.; SAVARI, S.; KUMAR, A.; JAMISON, D. E. Novel rheological tool to determine lost circulation materials (lcm) plugging performance. In: *North Africa Technical Conference and Exhibition*. [S.l.]: SPE, 2012. (12NATC).

KUTZ, M. *Handbook of Environmental Degradation of Materials*. [S.l.]: Elsevier, 2012. ISBN 9781437734553.

LAN, K.; HOU, S.; YAN, G.; LIU, K.; LIU, M. Performance characteristics of aluminum alloy drill pipe and lightweight ultra-high strength steel drill pipe. *Petroleum Machinery*, v. 38, n. 4, p. 77–81, 2010.

LI, X.-S.; XU, C.-G.; ZHANG, Y.; RUAN, X.-K.; LI, G.; WANG, Y. Investigation into gas production from natural gas hydrate: A review. *Elsevier BV*, v. 172, p. 286–322, 2016. ISSN 0306-2619.

LIU, J.-P.; ZHANG, X.-F.; ZHANG, W.-C.; LV, K.-H.; BAI, Y.-R.; WANG, J.-T.; HUANG, X.-B.; JIN, J.-F.; SUN, J.-S. Carbon nanotube enhanced water-based drilling fluid for high temperature and high salinity deep resource development. *Elsevier BV*, v. 19, n. 2, p. 916–926, 2022. ISSN 1995-8226.

LONG, L.; XIANGUANG, X.; JINSHENG, S.; XUBO, Y.; YINGMIN, L. Vital role of nanomaterials in drilling fluid and reservoir protection applications. In: *Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition*. [S.l.]: SPE, 2012. (12ADIPEC).

MACHADO, J. C. V. *Reologia e Escoamento dos Fluidos Ênfase na Industria do Petroleo*. [S.l.: s.n.], 2002.

MAJIDI, R.; MISKA, S. Z.; YU, M.; THOMPSON, L. G.; ZHANG, J. Quantitative analysis of mud losses in naturally fractured reservoirs: The effect of rheology. *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, v. 25, n. 04, p. 509–517, 2010. ISSN 1930-0204.

MALARET, F. Exact calculation of corrosion rates by the weight-loss method. *Cambridge University Press (CUP)*, v. 3, 2022. ISSN 2516-712X.

MALGARESI, G. V.; VAZ, A. S.; CORRÊA, C. C.; CRUZ, G. F.; LOMBA, R. F.; WALDMANN, A. A new crude-glycerin-based drilling fluid. *Elsevier BV*, v. 160, p. 401–411, 2018. ISSN 0920-4105.

MAMENG, S. H.; BERGQUIST, A.; JOHANSSON, E. Corrosion of stainless steel in sodium chloride brine solutions. In: *CORROSION 2014*. [S.l.]: NACE International, 2014. (CONF<sub>MAR</sub>2014), p.1 – –12.

MARTINS, A. L.; WALDMANN, A. T. A.; ARAGÃO, A. F. L.; LOMBA, R. F. T. Predicting and monitoring fluid invasion in exploratory drilling. In: *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. [S.l.]: SPE, 2004. (04FD).

MOBIN, M.; RIZVI, M. Inhibitory effect of xanthan gum and synergistic surfactant additives for mild steel corrosion in 1 m hcl. Elsevier BV, v. 136, p. 384–393, 2016. ISSN 0144-8617.

MOREIRA, G. Causas e consequências do efeito da corrosão em estruturas offshore de petróleo: Estudo de revisão. In: \_\_\_\_\_. *Entre investigações, descobertas, desafios e esperança: Ensinar e Pesquisar Ciências em um Brasil Pós-Pandemia*. [S.l.]: Editora Realize, 2022. ISBN 9786586901443.

NACE International. *RP0775-2005 Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations*. Houston, TX: NACE International, 2005.

NAKAGAWA, H.; OYAMA, T. Molecular basis of water activity in glycerol-water mixtures. *Frontiers Media SA*, v. 7, 2019. ISSN 2296-2646.

NEJNERU, C.; SAVIN, C.; PERJU, M. C.; BURDUHOS-NERGIS, D. D.; COSTEA, M.; BEJINARIU, C. Studies on galvanic corrosion of metallic materials in marine medium. *IOP Publishing*, v. 572, n. 1, p. 012106, 2019. ISSN 1757-899X.

NIELSEN, H.; FRANDSEN, F.; DAM-JOHANSEN, K.; BAXTER, L. The implications of chlorine-associated corrosion on the operation of biomass-fired boilers. Elsevier BV, v. 26, n. 3, p. 283–298, 2000. ISSN 0360-1285.

PALCUT, M.; GERHÁTOVÁ, Z.; SULHÁNEK, P.; GOGOLA, P. Corrosion resistance of steel s355mc in crude glycerol. *MDPI AG*, v. 11, n. 3, p. 69, 2023. ISSN 2227-7080.

PARIZAD, A.; SHAHBAZI, K.; TANHA, A. A. Sio2 nanoparticle and kcl salt effects on filtration and thixotropical behavior of polymeric water based drilling fluid: With zeta potential and size analysis. Elsevier BV, v. 9, p. 1656–1665, 2018. ISSN 2211-3797.

PARK, I.; YOO, Y.; KIM, J.; KWAK, D.; JI, W. Corrosion characteristics of aluminum alloy in bio-ethanol blended gasoline fuel: Part 2. the effects of dissolved oxygen in the fuel. Elsevier BV, v. 90, n. 2, p. 633–639, 2011. ISSN 0016-2361.

PETROBRAS. *Viscosificante para fluido de perfuração base de água na exploração e produção de petróleo*. [S.l.: s.n.], 1998.

QUTOB, H. Underbalanced drilling; remedy for formation damage, lost circulation, & other related conventional drilling problems. In: *Abu Dhabi International Conference and Exhibition*. [S.l.]: SPE, 2004. (04ADIPEC).

REID, P.; SANTOS, H. Ultralow invasion drilling fluids: A practical route to reduced wellbore instability, reduced mud losses, wellbore strengthening, and improved well productivity. In: *SPE/IADC Indian Drilling Technology Conference and Exhibition*. [S.l.]: SPE, 2006. (06IDTC).

SAFIAN, M. T.-u.; PANDIAN, B. R.; IBRAHIM, M. N. M. The importance and evolution of corrosion inhibitors in the drilling fluid for the offshore drilling industry. *Walter de Gruyter GmbH*, v. 42, n. 4, p. 399–433, 2024. ISSN 2191-0316.

SAMANT, A. K. *Corrosion problems in oil industry Need More Attention*. [S.l.], 2008. Internal Report or Presentation Material.

SANTOS, M. V. dos; CRUZ, G. F. D.; LIMA, B. D.; MARTINS, L. L. Avaliação da corrosividade de fluidos de perfuração sintéticos em amostras de ferro fundido niquelado. Graduação em Engenharia de Petróleo. 2019.

SAVINS, J. G.; ROPER, W. F. A direct-indicating viscometer for drilling fluids. *Drilling and Production Practice*, American Petroleum Institute, API, p. 7, 1954. Often cited with identifier API-54-007. Disponível em: <www.onepetro.org>.

SHARMA, M. M.; ZHANG, R.; CHENEVERT, M. E.; JI, L.; GUO, Q.; FRIEDHEIM, J. A new family of nanoparticle based drilling fluids. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S.l.]: SPE, 2012. (12ATCE).

SHOKOYA, O. S.; AL-MARHOUN, M. A.; ASHIRU, O. A. The rheology and corrosivity of water-base drilling fluid under simulated downhole conditions. Wiley, v. 47, n. 6, p. 307–316, 1996. ISSN 1521-4176.

SIVABALAN, V.; WALID; BELKHIR, .; MADEC, Y.; QASIM; RAHANU, B. A. . Corrosion inhibition study on glycerol as simultaneous gas hydrate and corrosion inhibitor in gas pipelines. v. 24, 2020.

SONG, Y.; JIANG, G.; CHEN, Y.; ZHAO, P.; TIAN, Y. Effects of chloride ions on corrosion of ductile iron and carbon steel in soil environments. Springer Science and Business Media LLC, v. 7, n. 1, 2017. ISSN 2045-2322.

SRIVATSA, J. T.; ZIAJA, M. B. An experimental investigation on use of nanoparticles as fluid loss additives in a surfactant - polymer based drilling fluids. In: *International Petroleum Technology Conference*. [S.l.]: IPTC, 2011. (11IPTC).

TAKAMURA, K.; FISCHER, H.; MORROW, N. R. Physical properties of aqueous glycerol solutions. Elsevier BV, v. 98?99, p. 50–60, 2012. ISSN 0920-4105.

TEHRANI A. POPPLESTONE, A. Modelling the gelling properties of water-based drilling fluids. 2009.

TESTING, T. A. S. for; MATERIALS. Standard practice for laboratory immersion corrosion testing of metals? ASTM International, 2025.

THOMAS. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. [S.l.]: Interciência, 2004. ISBN 9788571930995.

United Nations Economic Commission for Europe. *Manual of Tests and Criteria*. Eighth revised. New York and Geneva: United Nations, 2023. ISBN 978-92-1-139219-7. Disponível em: <unece.org>.

VEDACHALAM, N.; RAMESH, S.; SRINIVASALU, S.; RAJENDRAN, G.; RAMADASS, G.; ATMANAND, M. Assessment of methane gas production from indian gas hydrate petroleum systems. Elsevier BV, v. 168, p. 649–660, 2016. ISSN 0306-2619.

WAN, L. P.; MENG, Y. F.; LI, G.; ZHOU, H. Corrosion behavior of drilling pipe steels for high sour gas field. Trans Tech Publications, Ltd., v. 415?417, p. 2292–2297, 2011. ISSN 1662-8985.

WILLSON, S. M.; DRISCOLL, P. M.; JUDZIS, A.; BLACK, A. D.; MARTIN, J. W.; EHGARTNER, B. L.; HINKEBEIN, T. E. Drilling salt formations offshore with seawater can significantly reduce well costs. Society of Petroleum Engineers (SPE), v. 19, n. 03, p. 147–155, 2004. ISSN 1930-0204.

XU, P.; ZHAO, M.; FU, X.; ZHAO, C. Effect of chloride ions on the corrosion behavior of carbon steel in an iron bacteria system. Royal Society of Chemistry (RSC), v. 12, n. 24, p. 15158–15166, 2022. ISSN 2046-2069.

XUE, F.; WEI, X.; DONG, J.; WANG, C.; KE, W. Effect of chloride ion on corrosion behavior of low carbon steel in 0.1 m nahco<sub>3</sub> solution with different dissolved oxygen concentrations. Elsevier BV, v. 35, n. 4, p. 596–603, 2019. ISSN 1005-0302.

YANG, M.; LUO, D.; CHEN, Y.; LI, G.; TANG, D.; MENG, Y. Establishing a practical method to accurately determine and manage wellbore thermal behavior in high-temperature drilling. Elsevier BV, v. 238, p. 1471–1483, 2019. ISSN 0306-2619.

YOU, Z.; BEDRIKOVETSKY, P.; BADALYAN, A.; HAND, M. Particle mobilization in porous media: Temperature effects on competing electrostatic and drag forces. American Geophysical Union (AGU), v. 42, n. 8, p. 2852–2860, 2015. ISSN 1944-8007.

YOUNG, S.; FRIEDHEIM, J.; LEE, J.; PREBENSEN, O. I. A new generation of flat rheology invert drilling fluids. In: *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. [S.l.]: SPE, 2012. (12OGIC).

ZAKOWSKI, K.; NAROZNY, M.; SZOCINSKI, M.; DAROWICKI, K. Influence of water salinity on corrosion risk - the case of the southern baltic sea coast. Springer Science and Business Media LLC, v. 186, n. 8, p. 4871–4879, 2014. ISSN 1573-2959.

ZHANG, L.; HAN, J.; YANG, P.; ZHANG, M. Fracture reason analysis of external thread joint of nc50 drill pipe. IOP Publishing, v. 3129, n. 1, p. 012007, 2014.

ZHAO, X.; QIU, Z.; SUN, B.; LIU, S.; XING, X.; WANG, M. Formation damage mechanisms associated with drilling and completion fluids for deepwater reservoirs. Elsevier BV, v. 173, p. 112–121, 2019. ISSN 0920-4105.

ZUBAIDI, I. A.; JONES, R.; ALZUGHAIBI, M.; ALBAYYADHI, M.; DARZI, F.; IBRAHIM, H. Crude glycerol as an innovative corrosion inhibitor. MDPI AG, v. 1, n. 2, p. 12, 2018. ISSN 2571-5577.

## ***APÊNDICE A - Anexos***

<b>Ensaio</b>	<b>Fluido FA4</b>	<b>Fluido FA4 + 35 mL Salmoura 30000 ppm</b>	<b>Fluido FA4 + 35 mL Salmoura 60000 ppm</b>
<b>Reologia @ 120 oF</b>			
L 600	65/56	56/51	54/50
L 300	51/44	42/39	41/38
L 200	44/37	36/33	35/32
L 100	35/29	28/44	27/25
L 6	15/11	12/8	11/9
L 3	13/9	10/7	10/8
VP Cp	14/12	14/12	13/12
LE lb/100ft <sup>2</sup>	37/32	28/27	28/26
GEL 10' lb/100ft <sup>2</sup>	13/9	10/10	9/9
GEL 10" lb/100ft <sup>2</sup>	15/10	13/12	12/10
Filtrado API mL	3,2	4,2	3,7

Tabela 9: ANEXO I – PROPRIEDADES REOLÓGICAS E FILTRADO APÓS CONTAMINAÇÃO COM SALMOURAS DO FLUIDO AQUOSO