



Influência dos inibidores de corrosão na estabilidade de emulsões na produção de petróleo

Roberta Seravalli Rombolli Brignani

Orientador: Jean Vicente Ferrari

Artigo Sumário referente à disciplina PMI3349 — Trabalho de Conclusão de Curso II

Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP. Template Latex versão 2021v00.

Resumo

Em operações de produção de petróleo, a formação de emulsões água-em-óleo é um fenômeno recorrente, especialmente em campos maduros, estando associada ao aumento da viscosidade do fluido, à elevação da perda de carga e à dificuldade nos processos de separação óleo–água. A estabilidade dessas emulsões depende fortemente da composição do petróleo, do comportamento dos asfaltenos, da salinidade, da temperatura, do regime de escoamento e da presença de surfactantes naturais ou adicionados. Entre os aditivos presentes no sistema, os inibidores de corrosão podem interferir diretamente no comportamento interfacial devido ao seu caráter anfifílico, modificando a formação e a resistência dos filmes interfaciais. Este artigo apresenta um recorte da revisão bibliográfica conduzida no Trabalho de Conclusão de Curso, sintetizando os principais mecanismos pelos quais os inibidores de corrosão influenciam a estabilidade de emulsões água-em-óleo. Os resultados discutidos evidenciam o comportamento dual desses compostos, que podem atuar como estabilizantes ou desestabilizantes de emulsões, dependendo de sua formulação, concentração e das condições operacionais, com implicações diretas na eficiência da separação óleo–água.

Palavras-chave: emulsões; inibidores de corrosão; estabilidade; corrosão; petróleo.

Abstract

In oil production operations, the formation of water-in-oil emulsions is a recurring phenomenon, especially in mature fields, and is associated with increased fluid viscosity, higher pressure drop, and difficulties in oil–water separation processes. The stability of these emulsions strongly depends on crude oil composition, asphaltene behavior, salinity, temperature, flow regime, and the presence of natural or added surfactants. Among the additives present in the system, corrosion inhibitors may directly interfere with interfacial behavior due to their amphiphilic nature, modifying the formation and resistance of interfacial films. This article presents an excerpt of the bibliographic review conducted in the undergraduate thesis, synthesizing the main mechanisms by which corrosion inhibitors influence the stability of water-in-oil emulsions. The discussed results highlight the dual behavior of these compounds, which may act either as emulsion stabilizers or destabilizers depending on their formulation, concentration, and operational conditions, with direct implications for the efficiency of oil–water separation.

Keywords: emulsions; corrosion inhibitors; stability; corrosion; petroleum.

1 Introdução

Em sistemas de produção de petróleo, a presença de água associada ao óleo favorece a formação de emulsões água-em-óleo, cuja estabilidade é fortemente influenciada pela composição química do petróleo, em especial pelas frações polares dos asfaltenos e resinas (Bobra, 1991; Kokal, 2005; Fingas & Fieldhouse, 2003). Esses componentes adsorvem-se na interface óleo–água, formando filmes interfaciais rígidos e viscoelásticos que retardam a coalescência das gotículas e aumentam a dificuldade na etapa de separação (McLean & Kilpatrick, 1997; Schramm,

2005).

Paralelamente, a corrosão interna em dutos, linhas de produção e equipamentos de superfície constitui um problema recorrente na indústria do petróleo, sendo agravada pela presença de água produzida, dióxido de carbono (CO_2), sulfeto de hidrogênio (H_2S) e sólidos (Kermani & Morshed, 2003). O uso de inibidores de corrosão torna-se, portanto, essencial para a preservação da integridade dos sistemas de produção. Entretanto, esses compostos apresentam estrutura anfifílica e, além de sua interação com superfícies metálicas, também possuem afinidade pela interface óleo–água, podendo alterar significativamente o comportamento interfacial do sistema.

A adsorção de inibidores de corrosão na interface água–óleo pode modificar a composição, a resistência e a mobilidade dos filmes interfaciais, influenciando diretamente a estabilidade das emulsões formadas. Dessa forma, compreender como esses aditivos afetam o comportamento interfacial é fundamental para garantir simultaneamente a mitigação da corrosão e a eficiência dos processos de separação água–óleo. O presente artigo sintetiza os principais aspectos dessa interação com base na revisão bibliográfica realizada no Trabalho de Conclusão de Curso.

2 Mecanismos de formação, estabilidade e separação de emulsões

Emulsões são sistemas dispersos formados por duas fases líquidas imiscíveis, nos quais uma fase se encontra distribuída na forma de gotas na outra. Na produção de petróleo, predominam emulsões água-em-óleo (W/O), cuja estabilidade é favorecida pelas propriedades da fase oleosa contínua e pela presença de componentes interfacialmente ativos.

Asfaltenos e resinas desempenham papel central na estabilização de emulsões W/O. Essas frações polares do petróleo adsorvem-se espontaneamente na interface óleo–água, formando filmes interfaciais rígidos e viscoelásticos ao redor das gotas de água, o que dificulta a drenagem do filme interfacial e retarda a coalescência (Bobra, 1991; McLean & Kilpatrick, 1997; Schramm, 2005). A Figura 1 ilustra o mecanismo de adsorção de asfaltenos na interface óleo–água e a consequente formação de filmes interfaciais resistentes, responsáveis pelo aumento da estabilidade das emulsões água-em-óleo.

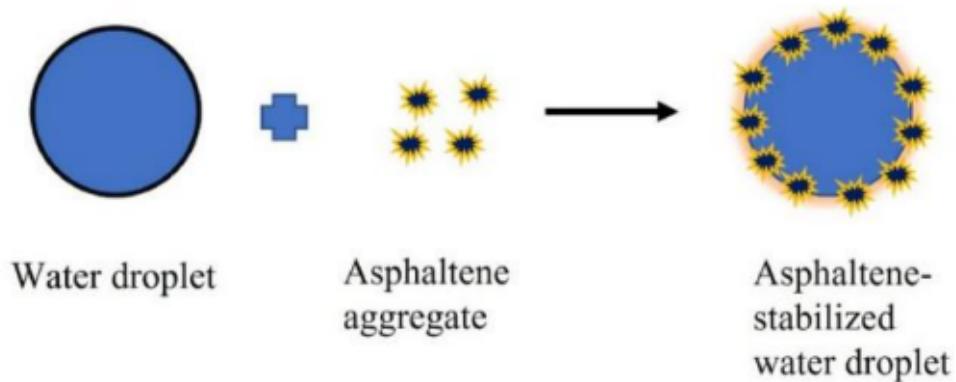


Figura 1 – Mecanismo de adsorção de asfaltenos na interface óleo–água e formação de filmes interfaciais rígidos responsáveis pela estabilização de emulsões água-em-óleo. Adaptado de Li & Others (2022).

Além da composição química do petróleo, fenômenos interfaciais dinâmicos contribuem para a resistência desses filmes. O efeito Gibbs–Marangoni ocorre quando variações locais na concentração de espécies interfacialmente ativas geram gradientes de tensão interfacial, induzindo fluxos compensatórios que reforçam o filme interfacial e inibem a coalescência das gotas (Derkach, 2009). Esse mecanismo é particularmente relevante em sistemas multifásicos contendo diferentes tensoativos naturais e aditivos químicos.

Do ponto de vista operacional, a estabilidade das emulsões impacta diretamente a eficiência dos processos de separação óleo–água. Filmes interfaciais mais rígidos e elásticos dificultam a coalescência das gotas de água, prolongando o tempo de residência necessário para a separação gravitacional e reduzindo a eficiência de equipamentos como separadores, tratadores térmicos e vasos do tipo FWKO (Kokal, 2005; Assar et al., 2023). Em emulsões altamente estáveis, torna-se necessário o uso combinado de aquecimento, aplicação de desemulsificantes e controle

do regime de escoamento para promover a ruptura dos filmes interfaciais.

Condições operacionais como temperatura, salinidade e intensidade de cisalhamento modulam simultaneamente a estabilidade das emulsões e sua separabilidade. O aumento da temperatura reduz a viscosidade da fase contínua e pode favorecer a coalescência, enquanto a salinidade influencia a estrutura e a solvatação dos agregados de asfaltenos, podendo reforçar ou enfraquecer o filme interfacial (Alanazi et al., 2024; Tian et al., 2022). Regimes de escoamento com elevado cisalhamento promovem a fragmentação das gotas, formando emulsões mais finas, que tendem a apresentar maior estabilidade e maior dificuldade de separação (Sajjadi et al., 2013).

Assim, a separação óleo–água em sistemas de produção de petróleo está diretamente associada ao equilíbrio entre mecanismos de estabilização interfacial e condições operacionais capazes de promover a coalescência. A compreensão integrada desses mecanismos é fundamental para interpretar o comportamento das emulsões em presença de aditivos químicos, em especial dos inibidores de corrosão, cujo papel é discutido nas seções seguintes.

3 Inibidores de corrosão e sua interação com emulsões

Os inibidores de corrosão são, em grande parte, moléculas orgânicas contendo grupos polares capazes de se adsorver sobre superfícies metálicas e cadeias hidrofóbicas que interagem com a fase oleosa (Zhu et al., 2017; Jafari et al., 2018). Essa mesma estrutura confere a esses compostos afinidade pela interface óleo–água, fazendo com que concorram diretamente com estabilizantes naturais do petróleo, como asfaltenos e resinas.

Em muitos casos, a adsorção dessas espécies na interface modifica a composição, a resistência e a mobilidade do filme interfacial. A Figura 2 ilustra o mecanismo de adsorção de surfactantes catiônicos em associação com componentes naturais do petróleo, evidenciando a formação de um sistema interfacial competitivo e dinâmico.

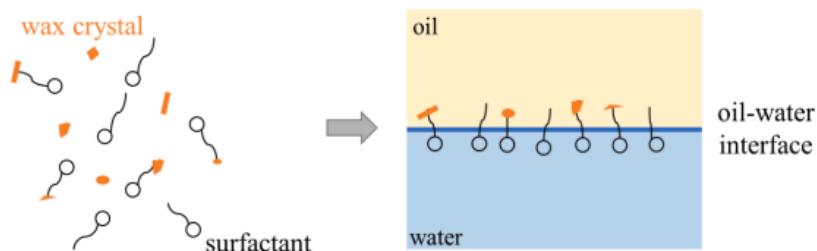


Figura 2 – Esquema representativo da adsorção de inibidores de corrosão na interface óleo–água e interação com estabilizantes naturais (Aman et al., 2014; Wang et al., 2023; Zolfaghari et al., 2016).

A literatura indica que inibidores pertencentes a diferentes famílias químicas podem exercer efeitos opostos sobre a estabilidade das emulsões, dependendo de sua estrutura molecular, concentração e das condições do meio. De forma geral, dois comportamentos principais são observados:

Estabilização: em concentrações elevadas, os inibidores podem formar filmes interfaciais densos e contínuos, reforçando a barreira interfacial e aumentando a estabilidade da emulsão (Aman et al., 2014; Wang et al., 2023);

Desestabilização: em concentrações subcríticas, essas moléculas podem deslocar parcialmente os asfaltenos ou introduzir heterogeneidades no filme interfacial, favorecendo a drenagem do filme e a coalescência das gotas (Zolfaghari et al., 2016).

Parâmetros operacionais como salinidade, pH e temperatura modulam significativamente a adsorção dos inibidores e a morfologia dos filmes interfaciais formados (Mohammad-Taheri et al., 2020; Hirano et al., 2024). Além disso, em sistemas multifásicos submetidos a elevadas taxas de cisalhamento, alguns inibidores podem intensificar a emulsificação ao promover maior dispersão da fase aquosa, resultando em emulsões mais finas e potencialmente mais difíceis de separar.

Do ponto de vista operacional, essas interações têm impacto direto na eficiência dos processos de separação óleo–água. Inibidores que reforçam excessivamente o filme interfacial podem comprometer a coalescência das gotas de água, exigindo maior tempo de residência, aquecimento ou dosagem adicional de desemulsificantes. Por outro lado, formulações capazes de enfraquecer seletivamente o filme interfacial podem favorecer a separação, desde que mantenham desempenho adequado na proteção anticorrosiva.

Nesse contexto, estudos recentes apontam o desenvolvimento de produtos multifuncionais que combinam inibidores de corrosão e desemulsificantes em uma mesma formulação, buscando equilibrar integridade dos equipamentos e separabilidade das emulsões (Podgorbunskikh et al., 2024). Embora promissores, esses reagentes ainda requerem ajustes finos conforme a composição do petróleo, o pacote químico empregado e as condições específicas de operação.

4 Conclusões

A partir da revisão da literatura apresentada, podem ser destacadas as seguintes conclusões principais:

- Inibidores de corrosão influenciam diretamente a estabilidade de emulsões água–em–óleo ao atuarem na interface óleo–água como moléculas anfifílicas, de maneira análoga a outros compostos interfacialmente ativos presentes no petróleo, como asfaltenos, ceras e partículas sólidas (Peng et al., 2023; Zhu et al., 2017). A adsorção dessas espécies na interface leva à formação de filmes interfaciais mais rígidos, impactando o comportamento das emulsões.
- O comportamento dos inibidores de corrosão em emulsões é dual e dependente do sistema. Dependendo da estrutura molecular, concentração, formulação e condições hidrodinâmicas, esses aditivos podem tanto estabilizar quanto desestabilizar emulsões água–em–óleo (Aman et al., 2014; Wang et al., 2023; Zolfaghari et al., 2016). A competição interfacial com asfaltenos e resinas é um fator determinante para essa resposta.
- A interação entre inibidores de corrosão e outros aditivos químicos pode alterar significativamente a estabilidade das emulsões. Estudos mostram que certos tensoativos utilizados como inibidores podem manter emulsões estáveis quando aplicados isoladamente, mas gerar instabilidade quando há competição por adsorção na interface óleo–água (Mohammad-Taheri et al., 2020). Esse efeito reforça a importância de avaliar o pacote químico de forma integrada.
- A formulação do inibidor exerce papel relevante no seu direcionamento preferencial para a superfície metálica ou para a interface óleo–água. Formulações emulsificadas tendem a aumentar a afinidade do inibidor pela superfície metálica, reduzindo sua participação na estabilização da emulsão e favorecendo a proteção anticorrosiva (Du & Others, 2019).
- Resíduos sólidos associados à corrosão podem atuar como partículas estabilizantes do tipo Pickering, reforçando mecanicamente os filmes interfaciais, elevando a viscosidade aparente da emulsão e dificultando os processos de separação óleo–água (Peng et al., 2023). Esse mecanismo adiciona complexidade à relação entre corrosão e estabilidade de emulsões.
- Reagentes de efeito complexo (*CER – Complex Effect Reagents*) representam uma abordagem promissora para o tratamento simultâneo de corrosão e emulsões. Esses produtos, formulados a partir da combinação de fosfatos, resinas fenólicas etoxiladas e copolímeros de dietanolamina, podem atuar de forma sinérgica como inibidores de corrosão e desemulsificantes, apresentando comportamento ajustável conforme o ambiente e a concentração empregada (Podgorbunskikh et al., 2024).

De forma geral, a revisão evidencia que a resposta das emulsões à presença de inibidores de corrosão não é universal, mas fortemente dependente das características específicas de cada sistema, incluindo composição do petróleo, teor de asfaltenos, formulação química e condições de escoamento. Assim, soluções padronizadas tendem a apresentar desempenho limitado, reforçando a necessidade de testes dedicados e de abordagens integradas para a seleção de programas químicos que conciliem mitigação da corrosão e eficiência da separação óleo–água, especialmente em campos maduros.

5 Referências Bibliográficas

- ALANAZI, K., ALQURAISHI, A. A., ABUTARAWNEH, I. N., AL SHEHRI, D. (2024). Effects of water salinity and temperature on oil-in-water emulsions stabilized by a nonionic surfactant, *Journal of Molecular Liquids* **414**: 126067.
- AMAN, Z. M., KOH, C. A., SLOAN, E. D., SUM, A. K. (2014). Influence of quaternary ammonium salts on emulsion stability and hydrate formation in water-in-oil emulsions, *Energy & Fuels* **28**(9): 6008–6015.
- ASSAR, M., NAJMI, K., HASSANPOUR, A., MUJTABA, I. M. (2023). A theoretical and experimental investigation of batch oil–water gravity separation, *Chemical Engineering Research and Design* **194**: 136–150.
- BOBRA, M. A. (1991). Water-in-oil emulsification: A physicochemical study, *Proceedings of the 1991 International Oil Spill Conference*, Environment Canada, p. Paper 177.
- DERKACH, S. R. (2009). Rheology of emulsions, *Advances in Colloid and Interface Science* **151**: 1–23.
- DU, W., OTHERS (2019). Corrosion inhibition using emulsified inhibitors on mild steel corrosion, *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- FINGAS, M., FIELDHOUSE, B. (2003). Studies of the formation process of water-in-oil emulsions, *Marine Pollution Bulletin* **47**(9–12): 369–396.
- HIRANO, S., OTHERS (2024). Understanding the corrosion inhibitor dispersion process in water through interaction between stearic acid and alkane, *Corrosion* **80**(6): 608–614.
- JAFARI, H., OTHERS (2018). Effect of alkyl chain length on adsorption behavior and corrosion inhibition of imidazoline inhibitors, *Iranian Journal of Chemistry & Chemical Engineering*.
URL: <https://doaj.org/article/da8352107d6246529abb7d5251583f07>
- KERMANI, M. B., MORSHED, A. (2003). Carbon dioxide corrosion in oil and gas production — a compendium, *Corrosion* **59**(8): 659–683.
- KOKAL, S. L. (2005). Crude oil emulsions: A state-of-the-art review, *SPE Production & Facilities* **20**(1): 5–13.
- LI, Z., OTHERS (2022). A comprehensive review on petroleum asphaltenes: structure, properties and functional behavior, *Petroleum Research* **7**(1): 1–28.
- MCLEAN, J. D., KILPATRICK, P. K. (1997). Effects of asphaltene solvency on stability of water-in-crude-oil emulsions, *Journal of Colloid and Interface Science* **189**(2): 242–253.
- MOHAMMAD-TAHERI, M., OTHERS (2020). Study on emulsification tendency of hydrate and corrosion inhibitors on water–hydrocarbon mixture in gas pipelines, *Petroleum and Coal* **62**(2): 365–370.
URL: <https://www.researchgate.net/publication/361434665>
- PENG, Y., ZHANG, X., CHENG, L., ZHANG, H., TANG, J., CHEN, H., FAN, Q., OUYANG, X. (2023). Effect of asphaltenes on the stability of water in crude oil emulsions, *Energies* **16**(7): 2970.
- PODGORBUNSKIKH, E., OTHERS (2024). Investigation of corrosion inhibitors with demulsifiers in their composition, *International Journal of Corrosion and Scale Inhibition* **13**(2): 892–910.
- SAJJADI, B., OTHERS (2013). Review on applicable breakup/coalescence models in turbulent liquid–liquid flows, *Reviews in Chemical Engineering* **29**(3): 131–188.
- SCHRAMM, L. L. (2005). *Emulsions, Foams, and Suspensions: Fundamentals and Applications*, Wiley-VCH, Weinheim.
- TIAN, Y., OTHERS (2022). The formation, stabilization and separation of oil–water emulsions, *Processes* **10**(4): 738.

WANG, L., OTHERS (2023). Adsorption mechanism of quaternary ammonium corrosion inhibitor on carbon steel surface using tof-sims and xps, *Corrosion Science* **213**: 110952.

ZHU, Y., OTHERS (2017). A review of surfactants as corrosion inhibitors and associated modeling, *Progress in Materials Science* **90**: 159–223.

ZOLFAGHARI, R., OTHERS (2016). Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry, *Separation and Purification Technology* **170**: 377–407.



ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – POLI
USP
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ROBERTA SERAVALLI ROMBOLLI BRIGNANI

**INFLUÊNCIA DOS INIBIDORES DE CORROSÃO NA FORMAÇÃO DE
EMULSÕES ESTÁVEIS NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

SÃO PAULO - SP

2025

ROBERTA SERAVALLI ROMBOLLI BRIGNANI

**INFLUÊNCIA DOS INIBIDORES DE CORROSÃO NA FORMAÇÃO DE
EMULSÕES ESTÁVEIS NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheira de Petróleo.

São Paulo - SP, 2025

Prof^a Dr^a Eng^a Jean Vicente Ferrari
Orientador

**São Paulo - SP
2025**

Brignani, Roberta

Influência dos Inibidores de Corrosão na Formação de Emulsões Estáveis na Produção de Petróleo/ Roberta Seravalli Rombolli Brignani. – São Paulo - SP, 2025.

56 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof^a Dr^a Eng^a Jean Vicente Ferrari.

Monografia – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
Curso de Engenharia de Petróleo
Programa de Graduação, 2025.

1. Emulsões. 2. Separação óleo-água. 3. Inibidores de corrosão. 4. Produção de petróleo.

I. Orientador. II. Universidade de São Paulo. III. Escola Politécnica.
Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.
IV. Influência dos inibidores de corrosão na estabilidade de emulsões na produção de petróleo.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço acima de tudo aos meus pais, Darcy e José, que desde que me lembro sempre trataram o meu estudo como prioridade absoluta dentro de casa e trabalharam para que o meu caminho fosse muito mais fácil do que aqueles que eles percorreram. Que muitas vezes sorriram e choraram junto comigo nos últimos anos e acreditaram em mim mesmo quando nem eu acreditava mais.

À toda a minha família, por todo o apoio e força desde os primeiros anos em que comecei a pensar em vestibular até os dias de hoje e que, muitas vezes, me ajudaram muito, mesmo sem saber. Às minhas amigas, que estão ao meu lado desde o ensino médio, agradeço por entenderem e me apoiarem nos piores momentos e por estarem sempre lá por mim.

Agradeço também a todas as pessoas que trilharam esse caminho junto comigo, especialmente aos alunos da Poli-Santos, que se tornaram a minha família e transformaram até mesmo momentos difíceis e desafiadores em lembranças que guardarei para sempre. Ainda agradeço às entidades das quais tive a honra de fazer parte: ao Grêmio Politécnico, que me fez entender que às vezes é bom sairmos da nossa zona de conforto; e ao Poli Finance, que além de técnica e teoria, me ensinou que, para evoluirmos, devemos sempre nos cercar daqueles que sabem mais do que nós e que, mesmo nos piores momentos, podem surgir grandes amizades.

Quero fazer um agradecimento especial ao meu orientador, Jean Vicente Ferrari, por fazer muito além do esperado e realmente ter construído este trabalho junto comigo desde o nosso primeiro contato. Agradeço imensamente pela paciência e dedicação ao longo deste último ano.

Por fim, agradeço ao PMI -Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo, sobretudo à professora Patricia Matai e ao professor Eduardo Sansone, que sempre estiveram presentes para nós, alunos da Poli-Santos, nos momentos em que mais precisamos. E à Escola Politécnica, que durante anos foi apenas um sonho e que, em breve, será um capítulo finalizado na minha trajetória. Espero, um dia, poder retribuir por tudo o que levo comigo.

Tudo posso Naquele que me fortalece.

RESUMO

Durante a produção de petróleo, especialmente em campos maduros com alto teor de água (water cut), a formação de emulsões água–óleo torna-se um desafio operacional relevante. Essas emulsões aumentam a viscosidade do fluido, dificultam o escoamento e comprometem o atendimento às especificações de comercialização. Paralelamente, o uso de inibidores de corrosão, essenciais para proteger a integridade dos equipamentos, pode interferir na estabilidade dessas emulsões.

Este trabalho realiza uma revisão sistemática da literatura com o objetivo de investigar como diferentes tipos de inibidores de corrosão influenciam a estabilidade de emulsões, considerando variáveis como a composição do petróleo, a temperatura, a salinidade e a presença de desemulsificantes.

A análise dos estudos revisados indica que os inibidores de corrosão podem exercer tanto efeito estabilizante quanto desestabilizante sobre emulsões água–óleo, dependendo de sua natureza química, do mecanismo de adsorção interfacial e das condições operacionais do sistema. Observa-se que a formação de filmes interfaciais mais rígidos e menos móveis tende a aumentar a estabilidade das emulsões, enquanto interações competitivas com desemulsificantes podem favorecer a coalescência das gotas de água. Conclui-se que a seleção e a formulação adequadas dos inibidores de corrosão são fatores críticos para mitigar impactos negativos nos processos de separação óleo–água durante a produção de petróleo.

Palavras-chave: emulsões, inibidores de corrosão, separação óleo–água, petróleo, estabilidade.

ABSTRACT

During oil production, especially in mature fields with high water cut, the formation of water-in-oil emulsions becomes a relevant operational challenge. These emulsions increase fluid viscosity, hinder flow, and compromise compliance with commercial specifications. In parallel, the use of corrosion inhibitors, which are essential to protect equipment integrity, may interfere with emulsion stability.

This work presents a systematic literature review aimed at investigating how different types of corrosion inhibitors influence the stability of emulsions, considering variables such as crude oil composition, temperature, salinity, and the presence of demulsifiers.

The analysis of the reviewed studies indicates that corrosion inhibitors may exert either stabilizing or destabilizing effects on water-in-oil emulsions, depending on their chemical nature, interfacial adsorption mechanisms, and operational conditions. The formation of more rigid and less mobile interfacial films tends to increase emulsion stability, whereas competitive interactions with demulsifiers may promote droplet coalescence. It is concluded that the appropriate selection and formulation of corrosion inhibitors are critical factors to mitigate adverse impacts on oil-water separation processes during petroleum production.

Keywords: emulsions, corrosion inhibitors, oil-water separation, petroleum, stability.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	1	
1	INTRODUÇÃO	9
1.1	Objetivo	11
1.1.1	Objetivo Geral	11
1.1.2	Objetivo Específico	11
1.2	Escopo	11
1.3	Justificativa	12
1.4	Organização do Trabalho	12
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
2.1	Mecanismo de formação e estabilidade das emulsões na produção de petróleo	14
2.2	Tipos de emulsão	14
2.3	Efeitos Físico-Químicos e Reológicos Envolvidos na Formação, Estabilidade e Impactos Operacionais das Emulsões	15
2.4	Equações Fundamentais da Mecânica dos Fluidos	22
2.5	Desemulsificação como técnica de separação óleo–água	24
2.5.1	Desemulsificantes	24
2.5.1.1	Mecanismos de ação dos desemulsificantes	24
2.5.1.2	Classificação dos desemulsificantes	25
2.5.1.3	Critérios para seleção dos desemulsificantes	26
2.6	Métodos de separação das emulsões	26
2.7	Condições operacionais e sua influência na formação e comportamento das emulsões	31
2.7.1	Interação entre composição química e aditivos químicos	32
2.8	Corrosão e o uso de inibidores na indústria petrolífera	34
2.8.0.1	Corrosão por CO ₂ (<i>Sweet Corrosion</i>)	35
2.8.0.2	Corrosão por H ₂ S (<i>Sour Corrosion</i>)	35
2.9	Interação entre inibidores de corrosão e emulsões	36
2.9.1	Inibidores estabilizantes	36
2.9.2	Inibidores desestabilizantes	40
2.9.3	Reagentes de ação complexa (CER)	42
2.9.4	Resíduos sólidos oriundos da corrosão e seus efeitos nas emulsões	42
3	METODOLOGIA	46

4	RESULTADOS	49
4.1	Mecanismo de formação e estabilidade das emulsões na produção de petróleo	49
4.1.1	Tipos de emulsão e relevância operacional	50
4.1.2	Interpretação crítica e lacunas identificadas	50
5	CONCLUSÕES	52
5.1	Contribuições do trabalho	52
5.2	Trabalhos futuros	53
	REFERÊNCIAS	54

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Influência da concentração de asfaltenos na tensão interfacial	16
Figura 2 – Dependência dos módulos dinâmicos G' (módulo elástico) e G'' (módulo viscoso) em função da frequência de deformação para uma emulsão modelo composta por gotas monodispersas de poli(dimetilsiloxano) (PDMS) em água, com fração volumétrica $\phi = 0,98$ e raio médio de gotículas $R = 500$ nm.	18
Figura 3 – Representação esquemática dos fluxos de difusão, adsorção e convecção associados ao efeito <i>Gibbs–Marangoni</i> em uma emulsão água em óleo.	19
Figura 4 – Curvas termogravimétricas (TGA) das frações de asfaltenos, resinas e sedimentos de um petróleo pesado.	21
Figura 5 – Variação da tensão interfacial (σ) em função do tipo de sal presente na fase aquosa.	33
Figura 6 – Mecanismo de dispersão de inibidores modelo em sistemas óleo–água.	38
Figura 7 – Mecanismo de adsorção interfacial sob efeito sinérgico de cristais de cera e surfactantes.	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Métodos para avaliar a estabilidade de asfaltenos por meio de SARA e ensaios associados (adaptado de Guzmán <i>et al.</i> , 2017).	20
Tabela 2 – Materiais utilizados no experimento de separação térmica e gravitacional.	27
Tabela 3 – Parâmetros experimentais utilizados por Assar <i>et al.</i> (2023).	29
Tabela 4 – Síntese de estudos sobre a influência de inibidores de corrosão na estabilidade de emulsões óleo–água.	39
Tabela 5 – Efeito da concentração do inibidor de amônio quaternário na estabilidade da emulsão.	41
Tabela 6 – Principais resíduos sólidos gerados pela corrosão.	43
Tabela 7 – Mecanismos de estabilização de emulsões e analogia com inibidores de corrosão.	45
Tabela 8 – Variáveis analisadas em estudos sobre estabilidade de emulsões óleo–água. .	47

LISTA DE FÓRMULAS

2.1	Relação de solubilidade dos asfaltenos	16
2.2	Parâmetro de solubilidade de Hildebrand	17
2.3	Lei de Poiseuille para escoamento laminar	22
2.4	Equação de Darcy–Weisbach	22
2.5	Número de Reynolds	22
2.6	Modelo de Herschel–Bulkley	23
2.7	Lei de Stokes	28
2.8	Modelo de difusão efetiva	29
2.9	Equação Geral do Modelo (Assar et al., 2023)	30
2.10	Reação básica da corrosão	34
2.11	Formação do ácido carbônico (Etapa 1 da <i>Sweet Corrosion</i>)	35
2.12	Formação de carbonato ferroso (Etapa 2 da <i>Sweet Corrosion</i>)	35
2.13	Dissolução do H ₂ S e acidificação do meio	35
2.14	Reação global de corrosão (formação de FeS)	36

1 INTRODUÇÃO

Desde a sua descoberta até o abandono, um campo de petróleo passa por diversas fases ao longo de seu ciclo de vida. Ao fim do período de instalação dos equipamentos necessários e de perfuração dos poços, inicia-se a fase de produção. Durante este estágio, à medida que novos estudos geológicos são conduzidos e aumenta a disponibilidade de capital, novos poços de produção e injeção são perfurados, ampliando a drenagem do reservatório. Neste primeiro momento da produção, o campo apresenta baixa produção de água e a pressão natural do reservatório, proveniente principalmente da energia de expansão dos fluidos nele contidos, é suficiente para fazer com que o óleo ascenda até a superfície. Existem casos em que há também uma capa de gás(gas cap), e esta pode atuar como um mecanismo de sustentação e pressão, facilitando também a extração. ([DAKE, 2001](#))

Após esse período de maior estabilidade na produção, o campo passa enfrentar um declínio natural da produção, com uma taxa que pode variar de 1-10% por ano e water cut atingindo valores elevados [Ahmed \(2010\)](#). A exemplo disso, temos no Brasil o Campo de Canto Amaro na Bacia de Potiguar, um campo operado pela Petrobras há mais de 40 anos com um water cut superior a 85% na maior parte dos poços [Montenegro \(2018\)](#). Esse amadurecimento do campo é um processo natural que faz com que o grau de dificuldade da operação aumente. Quando se torna mais difícil extrair o óleo, por consequência, existe um encarecimento da operação (aumento de lifting costs), reduzindo as margens de rentabilidade das companhias, fazendo com que elas fiquem mais sensíveis à cotação do Brent. No Brasil, esse contexto tem levado à adoção de estratégias de desinvestimento em campos maduros, com a transferência desses ativos para outras operadoras por meio de processos competitivos, visando à otimização do portfólio das companhias e à revitalização da produção [AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS \(2019\)](#).

Este problema se torna um aspecto crítico da operação, à medida que os campos vão ficando mais maduros e o aumento do water cut e da saturação de água no reservatório intensificam a formação de emulsões mais estáveis. Nesse sentido, o controle das emulsões se torna um desafio crescente para a operação, exigindo maior consumo de desemulsificantes e maior demanda energética nos sistemas de separação ([KOKAL, 2005](#)).

O ponto mais relevante, que será tratado neste trabalho, ocorre à medida que, juntamente com o amadurecimento do campo, as emulsões geradas na produção de óleo se tornam cada vez mais estáveis e complexas. Essa estabilidade decorre também da presença de asfaltenos e resinas, que adsorvem na interface óleo/água formando filmes interfaciais que reduzem a tensão interfacial dificultando a coalescência das gotas ([KOKAL, 2005](#)).

As emulsões são misturas estáveis de dois líquidos imiscíveis, no caso estudado de

produção de petróleo, ela se dá pela interação entre água e óleo (W/O), geradas a partir de forças de cisalhamento, especialmente quando existe a presença de emulsificantes. As emulsões são um problema à medida que aumentam a viscosidade do fluido, aceleram a corrosão de dutos e equipamentos e comprometem o atendimento às especificações de comercialização. No Brasil, temos a Resolução ANP nº 9/2007, que especifica que o petróleo comercializado deve apresentar um teor máximo de água e sedimentos (BSW) de 1% em volume, o que demanda processos de desidratação mais eficazes para manter a conformidade com a regulação **AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2019)**.

A formação de emulsões estáveis é um fator muito relevante e é considerado um dos principais desafios enfrentados pela indústria de óleo e gás, sendo apontado frequentemente como o segundo maior problema a ser enfrentado, ficando atrás apenas da evaporação. Isso se dá devido ao grande impacto negativo nas emulsões na eficiência operacional e no meio ambiente (**FINGAS; FIELDHOUSE, 2003**).

Alguns fatores podem ser responsáveis pela estabilização das emulsões, como componentes naturais do petróleo, asfaltenos e resinas (surfactantes naturais), sólidos finos tais como argilas, partículas metálicas e cristais de cera, condições operacionais como pH, temperatura, taxa de cisalhamento e teor de água e, por fim, a presença de surfactantes adicionados como aditivos para operações EOR e inibidores de corrosão.

Os inibidores de corrosão, especialmente os formadores de filme, também podem influenciar a formação ou a desestabilização de emulsões. Estes inibidores são tensoativos, cujo objetivo principal é formar filmes protetores sobre superfícies metálicas e, por atuarem nas interfaces, podem interagir com as emulsões e afetar sua estabilidade comprometendo a separação óleo-água quando mal formulados ou utilizados fora das condições ideais (**KOKAL, 2005**).

Na prática, esse equilíbrio entre a proteção anticorrosiva e o controle das emulsões é particularmente desafiador, uma vez que a formulação ideal dos inibidores deve proteger a superfície metálica sem comprometer a eficiência dos desemulsificantes e o processo de separação óleo-água .

Com esse cenário em mente, e visando aprofundar o estudo sobre um problema relevante na indústria de óleo e gás, este trabalho terá como foco a investigação de como os inibidores de corrosão influenciam na estabilidade das emulsões formadas durante a produção de petróleo, visando compreender os diferentes mecanismos e comportamentos das interações e, como esses aditivos podem influenciar, favorecendo ou dificultando a estabilização das emulsões e, consequentemente, a separação das fases de óleo e água.

1.1 Objetivo

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar, por meio da revisão de estudos laboratoriais publicados em artigos científicos, a influência dos inibidores de corrosão na estabilidade das emulsões formadas durante a produção de petróleo, com foco nos diferentes comportamentos e interações dos aditivos com as emulsões, favorecendo ou dificultando a separação óleo-água em diferentes condições operacionais.

1.1.2 Objetivo Específico

Identificar a natureza e composição de inibidores de corrosão que estão mais associados à formação de emulsões estáveis ou à quebra delas;

Examinar métodos experimentais descritos na literatura, medições de tensão interfacial e análise da viscosidade, utilizando a verificação dos efeitos dos diferentes inibidores de corrosão sobre emulsões em ambiente laboratorial;

Realizar uma revisão sistemática de literatura científica sobre os efeitos positivos e negativos dos inibidores de corrosão na estabilidade de emulsões.

1.2 Escopo

Este trabalho tem como escopo realizar uma análise, em nível de revisão sistemática da literatura, da influência de inibidores de corrosão na estabilidade das emulsões formadas durante o processo de produção de petróleo. O estudo e pesquisa realizados são focados, sobretudo, nos aspectos físico-químicos e operacionais que se relacionam com a interação entre inibidores e sistemas emulsificados, com ênfase em:

- caracterização das emulsões água–óleo (w/o e o/w) quanto à sua formação e estabilidade em função de fatores químicos (asfaltenos, resinas, ácidos naftênicos, sólidos finos) e operacionais (temperatura, salinidade, cisalhamento, tempo de residência).
- análise do uso de inibidores de corrosão na indústria petrolífera, considerando o seu mecanismo de ação nos processos, quais são os tipos mais usados desse componente e quais são seus potenciais impactos sobre as emulsões.

Aprofundamento nas interações entre inibidores de corrosão, desemulsificantes e condições operacionais, com ênfase nos efeitos estabilizantes ou desemulsificantes decorrentes dessas interações.

O estudo possui natureza bibliográfica e, por isso, não contempla ensaios laboratoriais, análises piloto ou pesquisas de campo. A ideia central está na sistematização do conhecimento já

existente e na identificação de possíveis lacunas que podem ser foco de um estudo experimental mais detalhado no futuro.

1.3 Justificativa

A compreensão da influência dos inibidores de corrosão sobre a estabilidade de emulsões óleo–água é de grande relevância para a indústria do petróleo, especialmente nas etapas de produção, separação e tratamento de efluentes. A presença de emulsões estáveis aumenta a viscosidade do fluido, eleva o consumo energético no bombeamento, dificulta a dessalinização do petróleo e reduz a eficiência dos separadores, resultando em maiores custos operacionais.

A corrosão constitui outro fator crítico nas operações de produção e transporte de petróleo, pois pode causar danos severos aos equipamentos e reduzir sua vida útil. Para mitigar esse problema, utilizam-se inibidores de corrosão, compostos químicos capazes de formar uma película protetora sobre as superfícies metálicas, prevenindo o ataque do meio corrosivo. No entanto, devido ao caráter anfifílico desses compostos, também interagem com a interface óleo–água, podendo alterar o comportamento das emulsões formadas durante o processo de produção. Essa interação evidencia a importância de compreender como e em quais condições os inibidores de corrosão influenciam a estabilidade das emulsões, permitindo identificar quando atuam de forma estabilizante ou desestabilizante e quais fatores mais afetam esse comportamento.

Dessa forma, o desenvolvimento de estudos que abordem simultaneamente o desempenho anticorrosivo e os efeitos interfaciais dos inibidores é essencial para otimizar a operação e o tratamento dos fluidos de produção. A escassez de referências consolidadas nessa área reforça a importância de trabalhos que, como o presente estudo, busquem integrar os aspectos de corrosão e estabilidade de emulsões, fornecendo bases técnicas para a tomada de decisão e para a inovação em processos de produção de petróleo.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho foi organizado para oferecer uma compreensão progressiva do tema e dos resultados obtidos.

No **Capítulo 2**, desenvolve-se a revisão bibliográfica, que reúne os principais conceitos sobre formação e estabilidade de emulsões, mecanismos de corrosão e atuação dos inibidores na indústria do petróleo, destacando os pontos de convergência entre esses fenômenos.

O **Capítulo 3** apresenta a metodologia adotada para a revisão sistemática, detalhando os critérios de busca, seleção e análise dos artigos.

Em seguida, o **Capítulo 4** discute os resultados obtidos, apresentando uma análise crítica dos efeitos dos inibidores de corrosão na estabilidade das emulsões, bem como as lacunas ainda existentes na literatura.

Por fim, o trabalho é finalizado com as **Conclusões e Referências**, que consolidam as principais contribuições da pesquisa e sugerem direções para estudos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Mecanismo de formação e estabilidade das emulsões na produção de petróleo

A formação de emulsões é um dos grandes problemas do cotidiano da operação da indústria petrolífera. A presença de água emulsionada no óleo aumenta significativamente a viscosidade do fluido, dificultando o escoamento, elevando custos operacionais e favorecendo o entupimento de dutos e outros equipamentos [Abdulredha, Yosif e Ali \(2018\)](#). Além disso, a água salina presente nas emulsões pode intensificar processos de corrosão, comprometendo a integridade da estrutura ao longo do sistema de produção e de transporte.

A formação de emulsões ocorre quando duas fases imiscíveis, óleo e água, são submetidas ao trabalho mecânico, como agitação, bombeamento ou escoamento por válvulas e restrições, provocando a dispersão de uma fase em forma pequenas gotas na outra, originando um sistema emulsionado ([SCHRAMM, 2005](#)).

A estabilidade dessas emulsões decorre, sobretudo, da adsorção de moléculas anfifílicas, como asfalteno, resinas e ácidos orgânicos, que se acumulam na interface óleo-água, reduzindo a tensão interfacial e promovendo a formação de filmes viscoelásticos resistentes, capazes de dificultar a coalescência das gotas ([KOKAL, 2005](#)).

A intensidade e duração desse fenômeno são influenciadas por diversos fatores, tal como tamanho e distribuição de gotas, salinidade, pH, temperatura e velocidade de cisalhamento, que determinam o equilíbrio entre a formação e a ruptura das emulsões em sistemas de produção de petróleos ([KOKAL, 2005](#)).

2.2 Tipos de emulsão

Emulsão é o termo que define a mistura de dois líquidos imiscíveis, em que um dos líquidos encontra-se disperso no outro na forma de gotículas ([SCHRAMM, 1992; KOKAL, 2005](#)). Os principais tipos de emulsão aplicáveis ao caso aqui estudado são:

a) Emulsão Óleo-em-Água (O/W): caracterizada por gotículas de óleo dispersas em uma fase contínua de água, apresentando aspecto visual mais leve e fluido. Em geral, esse tipo de emulsão apresenta menor viscosidade e menor estabilidade quando comparado às emulsões do tipo Água-em-Óleo (W/O), sendo, portanto, mais facilmente separável. As emulsões O/W são mais comuns nas etapas de tratamento da água produzida no processo e, de maneira geral, representam menor desafio operacional para o processamento ([KOKAL, 2005](#)).

b) Emulsão Água-em-Óleo (W/O): caracterizada por gotículas de água dispersas em uma fase contínua de óleo, apresentando aparência mais opaca e maior viscosidade, especialmente na presença de asfaltenos e resinas. Esse tipo de emulsão implica um maior grau de dificuldade de

separação, sendo predominante nas etapas iniciais da produção de petróleo ([KOKAL, 2005](#)).

2.3 Efeitos Físico-Químicos e Reológicos Envolvidos na Formação, Estabilidade e Impactos Operacionais das Emulsões

A formação e estabilidade das emulsões se dá por diversos fatores, como tensão interfacial, presença de agentes emulsificantes e a energia de agitação aplicada durante o processo de emulsificação. De acordo com o princípio de Bancroft, o tipo de emulsão formada, água-em-óleo (W/O) ou óleo-em-água(O/W), é determinada pela afinidade do agente emulsificante com uma das fases. Assim, quando o emulsificante apresenta maior solubilidade na água, forma-se uma emulsão óleo-em-água (O/W); já quando o emulsificante é mais solúvel no óleo, a emulsão tende a ser água-em-óleo (W/O) ([BANCROFT, 1913](#)).

A estabilidade de uma emulsão é determinada pela resistência das gotículas dispersas à coalescência, que consiste na união de gotículas menores de água formando uma maior, promovendo a separação da emulsão. Assim, quanto mais resistência à coalescência, mais estável é a emulsão ([CHEN; TAO, 2005](#)).

De modo geral, a estabilidade das emulsões aumenta com o teor de asfaltenos e de resinas, uma vez que esses compostos atuam como agentes estabilizantes naturais. Ensaios realizados por Bobra (1991) demonstram que a formação de emulsões estáveis requer uma concentração mínima de aproximadamente 0,03 g/ml de asfaltenos, sendo esse teor suficiente para a manutenção da estabilidade das emulsões água em óleo ([BOBRA, 1991](#)).

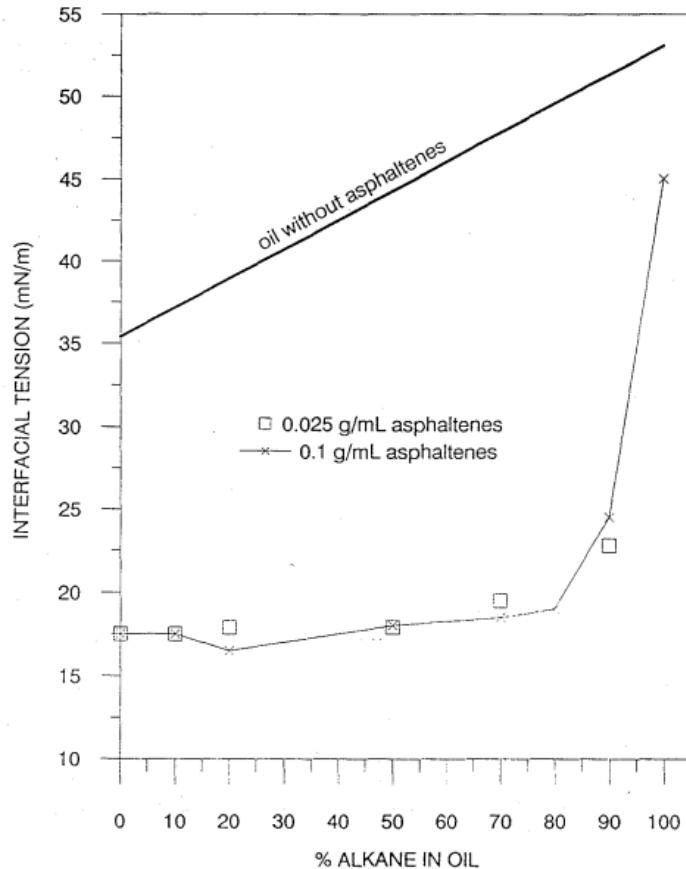
Além disso, o fator de estabilidade está relacionado à solubilidade dos asfaltenos no petróleo. Quando os asfaltenos perderem a solubilidade, tendem a se agrregar e se depositar na interface óleo-água, formando filmes interfaciais rígidos que dificultam a coalescência das gotículas e, consequentemente, aumentam a estabilidade das emulsões ([MCLEAN; KILPATRICK, 1997](#)).

A solubilidade dos asfaltenos está diretamente associada ao parâmetro de solubilidade do meio oleoso. Quando a diferença entre o parâmetro de solubilidade do asfaltene e do solvente é pequena, os asfaltenos permanecem dissolvidos e a emulsão tende a não se formar. Isso se dá, sobretudo, por causa da presença de compostos aromáticos como benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno (BTEX), compostos que dificultam a migração do asfaltene para interface ([BOBRA, 1991](#)).

Quando a diferença entre os parâmetros de solubilidade aumenta, os asfaltenos tendem a precipitar e a se concentrar na interface óleo–água, promovendo a formação de filmes interfaciais rígidos e estáveis [Bobra \(1991\)](#). Como ilustrado na Figura 1, o acréscimo no teor de alcanos reduz a solvência dos asfaltenos, favorecendo sua migração para a interface. Em contraste, quando a fração aromática do óleo é elevada, devido à presença de compostos como BTEX, os asfaltenos permanecem dissolvidos na fase contínua, impedindo sua deposição interfacial e reduzindo a

tendência de formação de emulsões.

Figura 1 – Influência da concentração de asfaltenos na tensão interfacial entre óleo e água.



Fonte: Bobra (1991).

Neste sentido, a Eq. (2.1) relaciona o comportamento da solubilidade dos asfaltenos no petróleo, conforme descrito por Bobra (1991). Embora a equação trate especificamente da solubilidade, esse parâmetro é fundamental para entender a tendência dos asfaltenos migrarem para a interface água-óleo, o que pode contribuir para a formação e estabilidade de emulsões.

Eq. (2.1) — Relação de solubilidade dos asfaltenos

$$RT \ln\left(\frac{A_a}{X_a}\right) = \frac{M_a \phi_s^2 (\delta_a - \delta_s)^2}{\rho_a}$$

onde:

δ_a	solubilidade do asfalteno [MPa ^{1/2}]
δ_s	solubilidade do solvente [MPa ^{1/2}]
ρ_a	densidade do asfalteno [kg m ⁻³]
ϕ_s	fração volumétrica do solvente [—]
M_a	massa molar do asfalteno [kg mol ⁻¹]
R	constante dos gases [J mol ⁻¹ K ⁻¹]
T	temperatura [K]
A_a	atividade do asfalteno [—]
X_a	fração molar do asfalteno [—]

Este estudo de Mark Bobra é um derivado da teoria de solubilidade de Hildebrand-Scatchard, usada para modelar a precipitação de asfaltos, conforme Eq. (2.2) (BOBRA, 1991).

Eq. (2.2) — Parâmetro de solubilidade de Hildebrand

$$\delta = \sqrt{\frac{\Delta H_v - RT}{V_m}}$$

onde:

δ	parâmetro de solubilidade de Hildebrand [MPa ^{1/2}]
ΔH_v	entalpia de vaporização do soluto [J mol ⁻¹]
V_m	volume molar do soluto [m ³ mol ⁻¹]
R	constante dos gases [J mol ⁻¹ K ⁻¹]
T	temperatura [K]

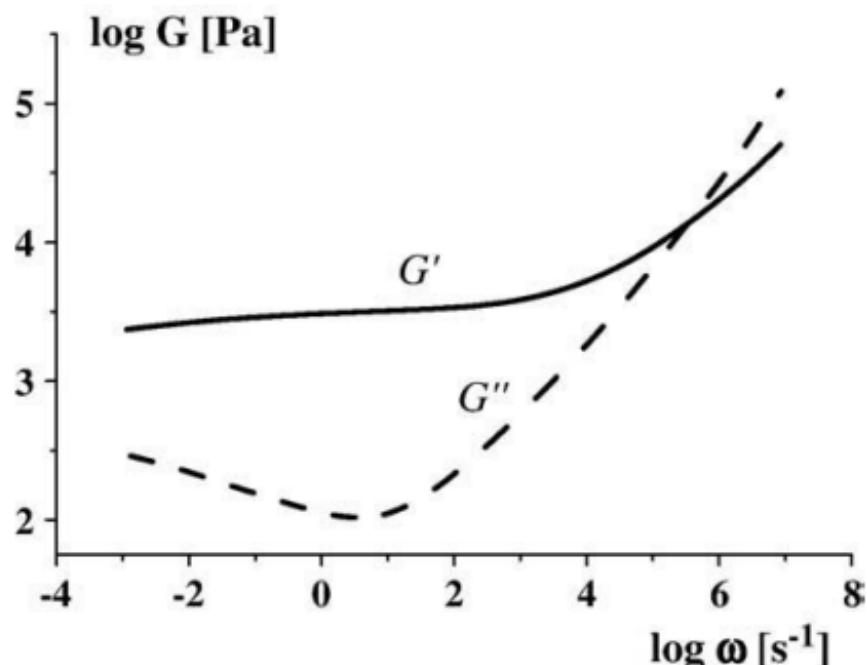
A partir da Eq. (2.1) e Eq. (2.2), é possível inferir que a precipitação do asfalteno ocorre quando há uma diferença significativa entre os parâmetros de solubilidade do asfalteno e do solvente. Quanto maior o valor de $(\delta_a - \delta_s)$, menor é a solubilidade e, por consequência, maior a tendência de formação de agregados e deposição na interface. Essa condição é, principalmente, observada em óleos com alta fração de compostos alifáticos e baixa concentração de compostos aromáticos, que reduzem a capacidade de solvência do meio (BOBRA, 1991).

Um outro aspecto relevante no âmbito da estabilidade das emulsões está relacionado à reologia interfacial entre as fases dispersa e contínua. Temos dois parâmetros fundamentais: o módulo elástico (G') e o módulo viscoso (G''). O módulo G' representa a energia armazenada elasticamente pela emulsão quando submetida a deformações, enquanto o módulo G'' indica a energia dissipada em forma de calor. Assim, quanto maior o G' em relação a G'' , mais sólida e resistente é a estrutura interfacial da emulsão, favorecendo sua estabilidade (DERKACH, 2009).

A Figura 2 ilustra a variação dos módulos G' e G'' em função da frequência de deformação para uma emulsão modelo. Em baixas frequências, G'' apresenta valores superiores, refletindo um comportamento predominantemente viscoso. À medida que a frequência aumenta,

observa-se a inversão $G' > G''$, indicando uma resposta mais elástica e o predomínio da estrutura interfacial sobre o comportamento fluido.

Figura 2 – Dependência dos módulos dinâmicos G' (módulo elástico) e G'' (módulo viscoso) em função da frequência de deformação para uma emulsão modelo composta por gotas monodispersas de poli(dimetilsiloxano) (PDMS) em água, com fração volumétrica $\phi = 0,98$ e raio médio de gotículas $R = 500$ nm.



Fonte: [Derkach \(2009\)](#).

Em emulsões altamente concentradas, o comportamento reológico tende a ser dominado pela resposta elástica da estrutura interfacial, o que se reflete em valores de G' superiores aos de G'' na região de baixas amplitudes de deformação. À medida que a amplitude aplicada aumenta, essa estrutura progressivamente se enfraquece, levando à transição para um regime predominantemente viscoso, caracterizado pelo ponto em que os módulos dinâmicos se igualam ($G' = G''$). Esse ponto é associado à ruptura da microestrutura do material e marca o limite entre o comportamento semelhante a um sólido e o comportamento fluido (DERKACH, 2009).

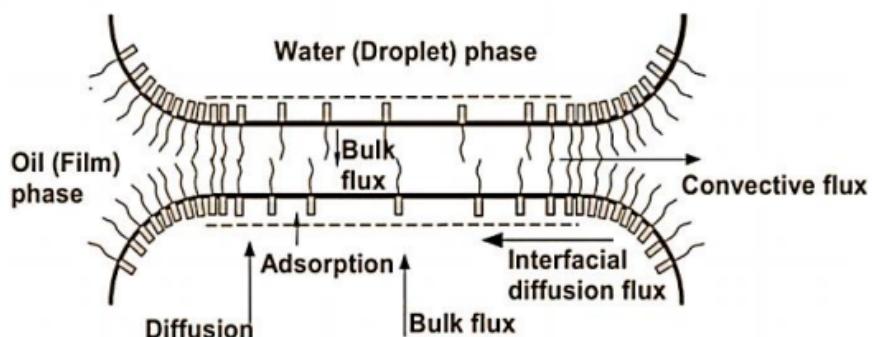
Quando $G' > G''$, a emulsão apresenta um comportamento predominantemente elástico, com estrutura interfacial mais resistente à coalescência das gotículas, resultando em maior estabilidade. Em sistemas contendo asfaltenos, a adsorção dessas moléculas na interface óleo-água promove a formação de filmes viscoelásticos que elevam o módulo elástico (G') e aumentam a estabilidade das emulsões (DERKACH, 2009; PENG *et al.*, 2025).

Além disso, é possível destacar o efeito *Gibbs–Marangoni*, que desempenha um papel importante na estabilidade das emulsões. Esse fenômeno está associado à criação de gradientes de tensão interfacial decorrentes da distribuição não uniforme de surfactantes na interface entre

as duas fases. O mecanismo ocorre a partir da aproximação de duas gotículas da fase dispersa, gerando o afinamento do filme interfacial entre elas. Na região mais fina, pode haver menor concentração de surfactantes, resultando em maior tensão interfacial. Assim, o gradiente de tensão promove o deslocamento da fase contínua em direção à região de maior tensão, favorecendo a separação das partículas e dificultando a coalescência (AKBARI; NOUR, 2018).

O efeito *Gibbs–Marangoni* é ilustrado na Figura 3, que mostra o comportamento interfacial quando há aproximação de duas gotículas da fase dispersa. À medida que ocorre o afinamento do filme, estabelece-se um desequilíbrio na distribuição dos surfactantes adsorvidos, gerando um gradiente de tensão interfacial. Esse gradiente promove fluxos difusivos e convectivos na fase contínua, orientados em direção à região de maior tensão, retardando a drenagem do filme e impedindo a coalescência das gotículas, o que confere maior estabilidade à emulsão (AKBARI; NOUR, 2018).

Figura 3 – Representação esquemática dos fluxos de difusão, adsorção e convecção associados ao efeito *Gibbs–Marangoni* em uma emulsão água em óleo.



Fonte: Akbari e Nour (2018).

Portanto, para o estudo avançado das emulsões, é essencial realizar a caracterização composicional do petróleo bruto, obtida principalmente por meio da análise SARA (*Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfaltenos*). Essa metodologia permite avaliar a proporção relativa entre as frações de resinas e asfaltenos, compostos cuja interação exerce influência direta sobre a estabilidade das emulsões. As resinas atuam como agentes estabilizantes, promovendo a formação de filmes interfaciais e impedindo a coalescência das gotículas de água. Quando a fração de resinas é insuficiente para manter os asfaltenos dispersos, ocorre a precipitação desses compostos, reduzindo sua disponibilidade para atuar na interface óleo–água e comprometendo a estabilidade das emulsões.

Nesse sentido, a avaliação da estabilidade dos asfaltenos é fundamental para compreender o comportamento das emulsões na produção de petróleo, uma vez que a floculação e a precipitação dessas partículas influenciam diretamente a estabilidade coloidal do sistema óleo-água. A Tabela 1 apresenta os principais métodos e índices utilizados para avaliar essa estabilidade com base na análise SARA e em parâmetros derivados da solubilidade e compatibilidade (GUZMÁN *et al.*, 2017).

Tabela 1 – Métodos para avaliar a estabilidade de asfaltenos por meio de SARA e ensaios associados (adaptado de Guzmán *et al.*, 2017).

Método de Estabilidade	Descrição / Objetivo
Índice de Instabilidade Coloidal (CII)	Prediz a estabilidade de asfaltenos com base nas razões entre frações SARA (saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos); valores de CII mais altos indicam maior tendência à instabilidade.
Índice de Estabilidade Coloidal (CSI)	Mede o equilíbrio entre saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos, avaliando a capacidade de dispersão dos asfaltenos nas frações do óleo.
Cruzamento de Estabilidade (<i>Stability Crossplot</i>)	Método gráfico que combina CII e dados de SARA para identificar regiões de estabilidade e instabilidade dos asfaltenos.
Modelo de Heithaus	Relaciona a estabilidade dos asfaltenos com a solubilidade do óleo, utilizando parâmetros de solvência e frações SARA.
Ponto de Floculação de Asfaltenos (AFP)	Determina o ponto de precipitação dos asfaltenos pela adição gradual de solventes parafínicos, avaliando o início da instabilidade.
Índice P ou S (<i>P-value / S-value</i>)	Quantifica a qualidade do solvente em manter os asfaltenos dispersos, prevendo a tendência de precipitação.
Número de Separabilidade (<i>Separability Number</i>)	Avalia o grau de separação entre asfaltenos e maltenos em misturas de petróleo.
Teste de Coluna Estática (<i>Static Column Test</i>)	Simula a tendência de deposição e comportamento de fase em condições quase estáticas.
Teste de Mancha (<i>Spot Test</i>)	Método visual que indica o grau de floculação e estabilidade dos asfaltenos pela observação de manchas formadas após evaporação do solvente.

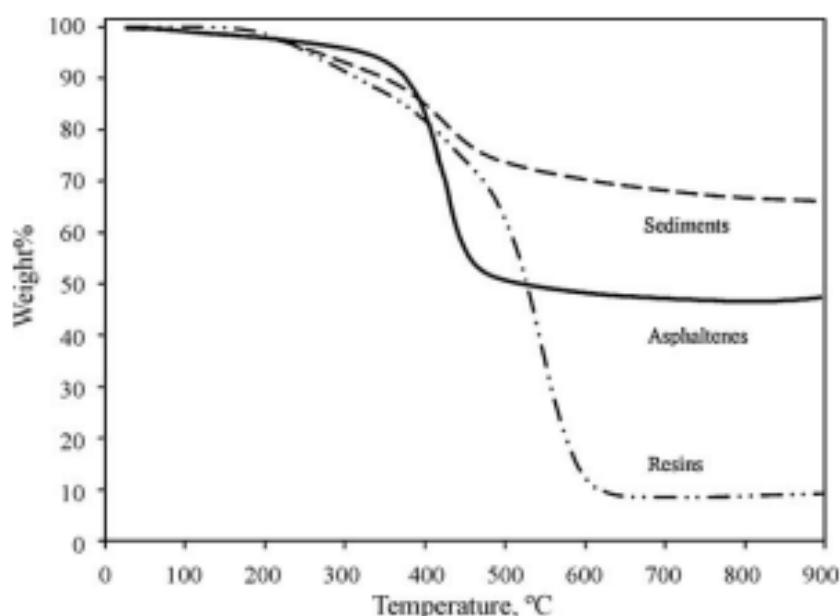
Fonte: Guzmán *et al.* (2017).

A Tabela 1 foi elaborada com base na literatura e reúne diferentes métodos utilizados para analisar a estabilidade dos asfaltenos. Esses métodos incluem abordagens quantitativas, como o Índice de Instabilidade Coloidal (CII), o Índice de Estabilidade Coloidal (CSI) e o Modelo de Heithaus, além de métodos visuais, como o Teste de Mancha. A partir da combinação dessas abordagens, Guzmán *et al.* (2017) destaca que a estabilidade dos asfaltenos está diretamente relacionada às características estruturais das moléculas, e não apenas às proporções entre as frações SARA.

Além dos fatores mencionados na Tabela 1, análises térmicas, como a termogravimetria (TGA), podem ser empregadas para avaliar a formação de resíduos sólidos (coque) após o aquecimento de diferentes frações do petróleo. No estudo de Trejo *et al.* (2010), a TGA foi utilizada para comparar a massa residual de asfaltenos e resinas, revelando que os asfaltenos deixaram um resíduo de aproximadamente 47% da massa inicial, enquanto as resinas geraram cerca de 9%. Esses resultados indicam o elevado potencial dos asfaltenos para formar coques e depósitos em equipamentos, comprometendo a estabilidade das emulsões (TREJO *et al.*, 2010).

A Figura 4 ilustra as curvas termogravimétricas (TGA) das frações de asfaltenos, resinas e sedimentos de um petróleo pesado. Observa-se que os asfaltenos apresentam maior estabilidade térmica (47% de resíduo sólido) em comparação às resinas (9%), porém menor estabilidade em relação aos sedimentos, que exibem o maior rendimento de coque (66%), evidenciando sua maior instabilidade térmica (TREJO *et al.*, 2010).

Figura 4 – Curvas termogravimétricas (TGA) das frações de asfaltenos, resinas e sedimentos de um petróleo pesado.



Fonte: Trejo *et al.* (2010).

Como já foi ressaltado, as emulsões tendem a aumentar a viscosidade do fluido, o que acarreta diversas consequências para a produção, uma vez que exige maior energia de bombeamento e implica em maiores perdas de carga. Esse efeito pode ser descrito por equações fundamentais da mecânica dos fluidos White (2011), como as que seguem:

2.4 Equações Fundamentais da Mecânica dos Fluidos

A relação entre a viscosidade do fluido e as perdas de carga em escoamentos pode ser descrita por diferentes equações clássicas, dependendo do regime de fluxo e das condições do sistema.

1. Lei de Poiseuille (escoamento laminar)

Eq. (2.3) — Lei de Poiseuille para escoamento laminar

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8\mu L}$$

onde:

Q vazão volumétrica [m^3/s]

ΔP diferença de pressão [$\text{Pa} = \text{N/m}^2$]

μ viscosidade dinâmica [$\text{Pa}\cdot\text{s}$]

L comprimento do tubo [m]

R raio interno do tubo [m]

2. Equação de Darcy–Weisbach (perda de carga em escoamento)

Eq. (2.4) — Equação de Darcy–Weisbach

$$h_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g}$$

onde:

h_f perda de carga [m]

f fator de atrito adimensional

L comprimento da tubulação [m]

D diâmetro da tubulação [m]

v velocidade média do fluido [m/s]

g aceleração da gravidade [m/s^2]

3. Número de Reynolds (determinação do regime de escoamento)

Eq. (2.5) — Número de Reynolds

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}$$

onde:

- Re número de Reynolds (adimensional)
- ρ densidade do fluido [kg/m³]
- v velocidade média [m/s]
- D diâmetro da tubulação [m]
- μ viscosidade dinâmica [Pa·s]

4. Modelo de Herschel–Bulkley (fluido não newtoniano)

Eq. (2.6) — Modelo de Herschel–Bulkley

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

onde:

- τ tensão de cisalhamento [Pa]
- τ_0 tensão de escoamento [Pa]
- $\dot{\gamma}$ taxa de deformação [s⁻¹]
- k índice de consistência [Pa·sⁿ]
- n índice de comportamento do fluido (adimensional)

Conforme apresentado na Equação (2.3), a Lei de Poiseuille descreve o escoamento de fluidos viscosos, evidenciando que, quanto maior a viscosidade do fluido, menor será a vazão para uma mesma diferença de pressão. As gotículas dispersas e os surfactantes naturais presentes no petróleo aumentam a viscosidade aparente do sistema, dificultando o escoamento e exigindo pressões mais elevadas, o que torna o transporte mais oneroso e energeticamente menos eficiente (WHITE, 2011).

Conforme apresentado na Equação (2.4), a equação de Darcy–Weisbach relaciona a perda de pressão do sistema. Considerando o escoamento de emulsões estáveis, a elevação da viscosidade aumenta também o fator de atrito, elevando a perda de carga ao longo da tubulação e exigindo maior energia para manter o fluido em movimento (WHITE, 2011; BIRD; STEWART; LIGHTFOOT, 2002).

Outro aspecto relevante, ao tratar da viscosidade, refere-se ao comportamento reológico do fluido, especialmente no caso das emulsões de petróleo. Frequentemente, esse tipo de fluido apresenta comportamento não newtoniano, isto é, a viscosidade varia em função da taxa de deformação. O modelo de Herschel–Bulkley (Equação 2.6) descreve esse comportamento: emulsões estáveis, devido à presença de asfaltenos e resinas, podem apresentar uma tensão de escoamento, reforçando a resistência ao escoamento, sobretudo em baixas velocidades (DERKACH, 2009).

Os inibidores de corrosão amplamente utilizados na indústria do petróleo podem alterar os mecanismos mencionados anteriormente. Muitos desses inibidores apresentam caráter anfifílico, atuando como surfactantes que competem com asfaltenos e resinas pela adsorção

na interface óleo–água. Dependendo da estrutura molecular, podem reforçar ou enfraquecer os filmes viscoelásticos formados pelos asfaltenos, alterar a tensão interfacial e modificar a solubilidade ou dispersão dessas espécies no óleo. Assim, a presença de inibidores pode tanto estabilizar quanto desestabilizar a emulsão. Segundo Kokal (2005) e Derkach (2009), esse efeito se estende à alteração da estrutura interfacial, que influencia a viscosidade da emulsão e pode afetar o regime de escoamento e as perdas de carga. Portanto, compreender o comportamento interfacial dos asfaltenos não é apenas relevante para as emulsões naturais do sistema, mas também fundamental para avaliar como a adição de inibidores de corrosão pode alterar esse equilíbrio.

2.5 Desemulsificação como técnica de separação óleo–água

2.5.1 Desemulsificantes

Na indústria petrolífera, a separação óleo–água é uma etapa essencial, visto que o petróleo comercializado deve atender às especificações de qualidade, como baixo teor de BS&W (*Basic Sediment and Water*), além de cumprir requisitos legais, minimizar a corrosão e aumentar a eficiência operacional. Quando a emulsão permanece estável ao longo do processo, recorre-se ao uso de agentes químicos desemulsificantes, que promovem a separação das fases por coalescência e sedimentação (ZOLFAGHARI *et al.*, 2016).

Os desemulsificantes surgem justamente como uma alternativa para mitigar os efeitos das emulsões estáveis. Esses compostos são formulados para romper emulsões água–óleo estabilizadas pela presença de asfaltenos, resinas e sólidos, os quais formam um filme interfacial rígido que dificulta a coalescência das gotículas e a separação espontânea das fases (ZOLFAGHARI *et al.*, 2016).

2.5.1.1 Mecanismos de ação dos desemulsificantes

Os desemulsificantes podem atuar por meio de diferentes mecanismos que promovem a ruptura das emulsões estáveis, conforme descrito a seguir:

- 1) **Adsorção competitiva na interface:** os desemulsificantes competem com os estabilizantes naturais, como os asfaltenos e resinas, devido à sua alta afinidade pela interface. Esse processo desloca os estabilizantes adsorvidos, reduzindo a rigidez do filme interfacial e facilitando a coalescência das gotículas (ZOLFAGHARI *et al.*, 2016).
- 2) **Redução da tensão interfacial:** os agentes desemulsificantes reduzem a tensão interfacial entre as fases, favorecendo a deformação e fusão das gotas. Esse mecanismo acelera a coalescência e, consequentemente, a separação das fases (ZOLFAGHARI *et al.*, 2016).

- 3) **Rompimento da estrutura de filme viscoelástico:** muitos desemulsificantes atuam quebrando as ligações físicas ou químicas existentes na camada interfacial que impede a fusão das gotículas. Assim, o composto elimina a barreira que estabiliza a emulsão e promove a coalescência ([ZOLFAGHARI et al., 2016](#)).
- 4) **Alteração do pH ou da polaridade:** alguns compostos modificam as propriedades do meio contínuo, como o pH e a polaridade, reduzindo a adsorção dos estabilizantes naturais e promovendo a separação da fase aquosa ([ZOLFAGHARI et al., 2016](#)).

Os desemulsificantes são, em sua maioria, surfactantes formulados de maneira específica para promover o rompimento de emulsões do tipo água–em–óleo. Esses compostos podem ser classificados com base em três critérios principais: a carga iônica, a solubilidade e a composição química ([ZOLFAGHARI et al., 2016](#)).

2.5.1.2 Classificação dos desemulsificantes

Carga iônica: os desemulsificantes não iônicos são os mais amplamente utilizados na indústria petrolífera. O fato de esse tipo de composto não possuir carga elétrica faz com que sejam compatíveis com diferentes condições operacionais, como pH e salinidade. Além disso, são solúveis em óleo, o que favorece sua migração até a interface e facilita o rompimento do filme interfacial. Esses agentes são particularmente eficazes em emulsões estabilizadas por asfaltenos e em sistemas com ampla variação de salinidade.

Os desemulsificantes aniônicos, por sua vez, apresentam carga negativa e são mais eficientes em emulsões do tipo óleo–em–água, interagindo com gotículas de óleo carregadas positivamente. Esse tipo de agente é mais aplicado nas etapas de refino e processamento do petróleo, correspondentes ao segmento *downstream*.

Há ainda outros dois tipos de desemulsificantes baseados em carga: os catiônicos e os anfóteros. Os desemulsificantes catiônicos possuem carga positiva, interagindo com gotículas de carga negativa, e são mais utilizados em emulsões do tipo água–em–óleo. Já os anfóteros apresentam características tanto de desemulsificantes aniônicos quanto catiônicos, variando seu comportamento conforme o pH do meio ([ZOLFAGHARI et al., 2016](#)).

Desemulsificantes verdes: seguindo a tendência atual de adoção de compostos mais sustentáveis e do avanço da química verde, cresce o interesse por desemulsificantes ambientalmente seguros, formulados a partir de tensoativos de origem natural e materiais biodegradáveis. Essa categoria inclui compostos obtidos de fontes vegetais renováveis que, quando liberados no ambiente, apresentam menor toxicidade e impacto ambiental em comparação aos desemulsificantes convencionais ([FAIZULLAYEV et al., 2022](#); [ODOFORI et al., 2025](#)).

2.5.1.3 Critérios para seleção dos desemulsificantes

A seleção do desemulsificante mais adequado a cada tipo de sistema depende do ajuste da formulação de modo específico para o óleo em questão, considerando suas propriedades físico-químicas (FAIZULLAYEV *et al.*, 2022). Entre os principais critérios utilizados para essa seleção destacam-se: o tipo de emulsão, a temperatura de operação, a salinidade da água, o teor de asfaltenos e resinas e o tempo de contato.

A eficiência de um desemulsificante está diretamente relacionada à natureza do óleo, especialmente ao teor de asfaltenos e resinas, pois, como mencionado anteriormente, esses compostos estão intimamente associados à estabilização das emulsões. Quando o óleo apresenta elevado teor de asfaltenos, tende a formar um filme interfacial mais rígido, exigindo desemulsificantes com maior atividade superficial e solubilidade em óleo (ZOLFAGHARI *et al.*, 2016).

Além disso, é necessário analisar a influência da temperatura, pois ela afeta diretamente a viscosidade e a tensão superficial do sistema. O aumento da temperatura, em geral, reduz a viscosidade da fase contínua, aumenta a mobilidade molecular dos desemulsificantes e favorece a coalescência das gotículas, melhorando a eficiência da separação. Por outro lado, o aquecimento excessivo pode ser prejudicial ao processo, uma vez que pode degradar determinados desemulsificantes e ocasionar problemas operacionais (KOKAL, 2005).

Outro fator relevante é a presença de sais dissolvidos na fase aquosa. A alta salinidade pode desestabilizar determinadas emulsões ao comprimir a dupla camada elétrica das gotículas de água. Por outro lado, também pode reduzir a solubilidade de alguns desemulsificantes, dificultando sua difusão até a interface (ZOLFAGHARI *et al.*, 2016).

O desempenho dos desemulsificantes está diretamente relacionado à sua capacidade de migrar rapidamente até a interface óleo–água e substituir os asfaltenos adsorvidos, enfraquecendo o filme interfacial e promovendo a coalescência entre as gotículas de água. A utilização de desemulsificantes poliméricos acelera esse processo, pois amolece o filme interfacial, favorecendo a coalescência e aumentando a eficiência de separação (LI *et al.*, 2021).

2.6 Métodos de separação das emulsões

Diversas estratégias são utilizadas na indústria do petróleo para promover a separação das emulsões, dentre as quais se destacam os métodos térmicos e gravitacionais. Essas técnicas são amplamente aplicadas em operações de produção, especialmente naquelas que envolvem óleos pesados. O aquecimento do sistema reduz a viscosidade do óleo e enfraquece o filme interfacial, facilitando o rompimento das emulsões. Já a separação gravitacional ocorre como etapa subsequente, promovendo a separação das fases após a coalescência das gotículas de água (TELMADARREIE; BERTON; BRYANT, 2022).

Com base no estudo conduzido por [Telmadarreie, Berton e Bryant \(2022\)](#), foram avaliados métodos de separação térmica de emulsões estáveis do tipo água-em-óleo pesado (*Cheshmeh-Khosh Heavy Crude Oil*), considerando diferentes proporções de fase aquosa (W/O). Os principais materiais empregados nesses ensaios estão descritos na Tabela 2.

Tabela 2 – Materiais utilizados no experimento de separação térmica e gravitacional.

Material	Descrição / Finalidade
Óleo pesado	Fase oleosa utilizada para a preparação das emulsões W/O.
Soluções aquosas preparadas com diferentes proporções de água	Fase aquosa, variando a razão água/óleo para avaliar o efeito da concentração na estabilidade da emulsão.
Surfactantes	Agentes emulsificantes empregados para garantir a formação de emulsões estáveis e reprodutíveis.
Sistema de controle de aquecimento	Equipamento utilizado para ajustar e manter a temperatura durante os testes térmicos.
Célula de observação	Dispositivo destinado à visualização direta da separação das fases.
Equipamentos para medição da viscosidade e do volume da fase separada	Instrumentos utilizados para quantificar a viscosidade e o volume de água liberada após o tratamento térmico.

Fonte: [Telmadarreie, Berton e Bryant \(2022\)](#).

O procedimento experimental foi dividido em três etapas: (i) preparação da emulsão, (ii) tratamento térmico e (iii) observação dos resultados. Primeiramente, as emulsões foram preparadas utilizando proporções variáveis de fase aquosa e, posteriormente, submetidas à agitação para garantir a dispersão adequada. Em seguida, a emulsão obtida foi aquecida em um sistema com controle de temperatura, variando até 80 °C, a fim de monitorar o efeito do aquecimento sobre o tempo e a eficiência de separação. Por fim, a eficiência de separação foi avaliada com base em um modelo gravitacional, utilizado para descrever a cinética de decantação das fases após a coalescência das gotículas de água.

Ao término do experimento, observou-se que a eficiência de separação aumentou proporcionalmente à elevação da temperatura, apresentando um ganho mais expressivo a partir de 60 °C. O aquecimento promoveu a redução da viscosidade da fase contínua e o amolecimento do filme interfacial, favorecendo o deslocamento e a coalescência das gotículas de água. Consequentemente, a fase aquosa separou-se com maior facilidade, resultando em uma maior eficiência de desemulsificação ([TELMADARREIE; BERTON; BRYANT, 2022](#)).

A separação gravitacional, que complementou o tratamento térmico no estudo, baseia-se na diferença de densidade entre as fases: a menos densa (óleo) tende a ascender, enquanto a mais densa (água) decanta para a região inferior do sistema. Essa dinâmica é descrita pela Lei de Stokes, representada pela Equação (2.7), que relaciona a velocidade de sedimentação ao diâmetro das partículas, à diferença de densidade entre as fases e à viscosidade do meio contínuo (SCHRAMM, 2005).

Eq. (2.7) — Lei de Stokes

$$v = \frac{2(\rho_d - \rho_c)gr^2}{9\mu}$$

onde:

- v velocidade de sedimentação da gota [m/s]
- ρ_d densidade da fase dispersa [kg/m³]
- ρ_c densidade da fase contínua [kg/m³]
- g aceleração da gravidade (9,81 m/s²)
- r raio da gota [m]
- μ viscosidade dinâmica da fase contínua [Pa·s ou kg/m·s]

Como é possível inferir da Equação (2.7), a eficiência da separação gravitacional é influenciada por diversos fatores físicos e operacionais, dentre os quais se destacam:

- **Tamanho das gotas:** a velocidade de sedimentação é diretamente proporcional ao quadrado do raio das gotículas, conforme descrito pela Lei de Stokes. Assim, gotas menores (menores que 20 µm) apresentam uma sedimentação significativamente mais lenta, dificultando a separação entre as fases (SCHRAMM, 2005).
- **Concentração inicial de óleo:** em sistemas com elevada fração volumétrica de óleo, pode ocorrer a formação de uma camada densamente empacotada (*Dense Packed Layer – DPL*), caracterizada pela alta concentração de gotículas aprisionadas no interior da fase contínua. Essa camada reduz a mobilidade das gotas, retarda a coalescência e compromete a eficiência de separação (ASSAR *et al.*, 2023).
- **Coalescência:** a capacidade de duas ou mais gotas de água se unirem formando gotículas maiores é um fator essencial para a eficiência da separação das emulsões. A elevação da temperatura e a redução da viscosidade interfacial favorecem esse processo, aumentando a velocidade de separação (TELMADARREIE; BERTON; BRYANT, 2022).
- **Fluxo (velocidade superficial):** taxas de fluxo elevadas podem gerar cisalhamento e turbulência, fragmentando as gotículas e reduzindo seu diâmetro médio. Esse efeito aumenta a estabilidade da emulsão e dificulta a separação gravitacional (SCHRAMM, 2005).

Para detalhar o funcionamento da separação pelo método gravitacional, foram utilizados dados da literatura obtidos a partir do experimento conduzido por [Assar et al. \(2023\)](#), cujo objetivo foi desenvolver um modelo teórico e experimental para compreender o comportamento da separação óleo–água em um sistema batelada. O estudo teve como foco avaliar a influência de diferentes fatores, entre eles: a fração volumétrica da fase dispersa (óleo), a formação da camada densamente empacotada (*Dense Packed Layer* – DPL), o tamanho das gotículas e o processo de coalescência.

Tabela 3 – Parâmetros experimentais utilizados por Assar et al. (2023).

Parâmetro	Descrição / Valor
Fase oleosa (modelo de óleo)	80% Primol 352 + 20% decano (mistura que aumenta a viscosidade do óleo).
Fase aquosa	Solução salina de NaCl 0,1 M.
Surfactante	Span 80 (<i>Sorbitan monooleato</i>), 800 ppm – promove a formação de emulsões estáveis.
Volume total da emulsão	30 mL.
Preparo da emulsão	Agitação mecânica a 1500 rpm durante 3 minutos.
Temperatura experimental	25 °C (condição isotérmica).
Razões volumétricas (fase aquosa)	20%, 40% e 60% de água.

Fonte: Adaptado de [Assar et al. \(2023\)](#).

Para a obtenção dos perfis de separação e das propriedades locais da emulsão, foi empregada a técnica de Ressonância Magnética Nuclear (*Nuclear Magnetic Resonance* – NMR) de baixo campo. O equipamento NMR foi utilizado para determinar os perfis de fração volumétrica, a distribuição do tamanho das gotículas (*Droplet Size Distribution* – DSD) e a evolução da interface ao longo do tempo, permitindo acompanhar a formação e o crescimento da *Dense Packed Layer* (DPL) sem perturbar o sistema ([ASSAR et al., 2023](#)).

Para descrever o processo de compressão hidrodinâmica da DPL, os autores aplicaram o modelo de difusão efetiva, expresso pela Equação (2.8).

Eq. (2.8) — Modelo de difusão efetiva

$$D_e = C \cdot u_d(z, t) \cdot \frac{\left(\frac{\phi_d(z, t)}{\phi_m} \right)^n}{\left(1 - \frac{\phi_d(z, t)}{\phi_m} \right)^m}$$

onde:

D_e	difusão efetiva [m^2/s] (resistência hidrodinâmica à compressão da DPL)
C	coeficiente empírico [m] (no experimento, $5,1 \times 10^{-4}$)
(z, t)	função da posição e do tempo [m, s]
ϕ_d	fração volumétrica local da fase dispersa (óleo) [adimensional]
ϕ_m	fração volumétrica máxima da fase dispersa [adimensional]
u_d	velocidade local da fase dispersa [m/s]
n	expoente de ajuste da influência da concentração na difusão [adimensional]
m	expoente de controle do crescimento da difusão com o empacotamento [adimensional]

O modelo teórico proposto no experimento é baseado em uma equação de balanço populacional acoplada, que considera quatro fenômenos principais: sedimentação gravitacional (advecção), coalescência de gotas, difusão hidrodinâmica e compressão da camada densamente empacotada (DPL). À medida que as gotas se acumulam nessa região, surgem forças hidrodinâmicas que promovem a repulsão e o empacotamento, fenômeno descrito matematicamente pela difusão efetiva, expressa pela Equação (2.8) (Assar et al., 2023).

Eq. (2.9) — Equação Geral do Modelo (Assar et al., 2023)

$$\frac{\partial \phi_d(z, t)}{\partial t} + \frac{\partial (u_d(z, t) \cdot \phi_d(z, t))}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial z} \left(D_e \cdot \frac{\partial \phi_d(z, t)}{\partial z} \right) + S_{\text{coalescencia}}$$

onde:

ϕ_d	fração volumétrica local da fase dispersa [adimensional]
u_d	velocidade local da fase dispersa [m/s]
D_e	difusão efetiva [m^2/s]
(z, t)	função da posição e do tempo [m, s]
$S_{\text{coalescencia}}$	termo fonte devido à coalescência de gotas [$\text{m}^3/\text{m}^3/\text{s}$]

A principal diferença do modelo empregado, equacionado na Fórmula (2.9), reside na introdução do termo de difusão efetiva — um fator crítico para a descrição da formação da DPL. Esse termo atua como uma barreira que limita a taxa de sedimentação à medida que a fração volumétrica da fase dispersa se aproxima do valor máximo de empacotamento ($\approx 0,9$). Quando a difusão cresce rapidamente ($D_e \rightarrow \infty$), ocorre uma limitação física no sistema, impedindo que a fração volumétrica ultrapasse o limite de empacotamento, o que permite representar adequadamente o surgimento e a expansão da camada densamente empacotada (DPL).

Ao final do experimento, o modelo foi capaz de prever a formação da DPL, o crescimento da monofase (água separada), a evolução da distribuição das gotas e os perfis espaciais de concentração da fase dispersa. Constatou-se que a eficiência de separação diminui com o aumento da fração volumétrica de óleo: o sistema apresenta melhor desempenho em baixas concentrações (cerca de 20%), enquanto acima de 40% a formação da DPL limita significativamente a sedimentação.

O estudo de [Assar et al. \(2023\)](#) é de grande relevância, pois contribui diretamente para a compreensão dos limites e desafios operacionais da separação gravitacional de emulsões óleo-água. O experimento conduzido, aliado ao modelo teórico proposto, evidencia que, além da diferença de densidade entre as fases, a eficiência de separação depende fortemente da fração volumétrica, do tamanho médio das gotículas e do grau de coalescência durante o processo.

Os principais desafios ocorrem quando a concentração da fase dispersa (óleo) é elevada, pois a formação da DPL impõe uma resistência adicional à sedimentação, desacelerando o processo e podendo torná-lo insuficiente sem o suporte de técnicas auxiliares, como o uso de placas paralelas, coalescedores ou aditivos químicos. Além disso, quando a camada densa é comprimida pela difusão hidrodinâmica, esta atua como um mecanismo que impede fisicamente que a concentração ultrapasse o limite de empacotamento das gotas, restringindo a taxa máxima de separação que um sistema puramente gravitacional pode atingir. Assim, o sucesso operacional do método gravitacional está diretamente condicionado à dinâmica da emulsão, especialmente ao comportamento coletivo das gotas em altas concentrações.

A atuação dos inibidores de corrosão exerce influência direta sobre a separação gravitacional de emulsões, uma vez que muitos desses compostos apresentam propriedades surfactantes. Essas substâncias podem se adsorver na interface óleo-água, formando filmes interfaciais que dificultam a coalescência das gotas, estabilizam a emulsão e favorecem a formação da camada densamente empacotada (DPL) observada no experimento [Assar et al. \(2023\)](#). Dessa forma, os desafios de sedimentação constatados por [Assar et al. \(2023\)](#) reforçam a importância de uma análise criteriosa quanto ao uso e à concentração de inibidores de corrosão.

2.7 Condições operacionais e sua influência na formação e comportamento das emulsões

Um fator essencial a ser considerado na análise da formação e da estabilidade de emulsões é o conjunto de condições operacionais, principalmente aquelas relacionadas à temperatura, salinidade, regime de escoamento e tempo de residência. Esses parâmetros exercem influência direta sobre o tamanho e a distribuição das gotículas, a viscosidade do sistema e a estabilidade interfacial, podendo favorecer tanto a formação quanto a ruptura das emulsões ([ZOLFAGHARI et al., 2016; KOKAL, 2005](#)).

Temperatura. Este é um dos fatores mais importantes, à medida que apresenta efeitos distintos e, por vezes, paradoxais sobre o sistema. O aumento da temperatura reduz a viscosidade do óleo, favorecendo a coalescência das gotas e, consequentemente, a quebra das emulsões. Por outro lado, a elevação da temperatura pode reduzir a tensão interfacial entre o óleo e a água, o que tende a favorecer a formação de emulsões ([ZOLFAGHARI et al., 2016; KOKAL, 2005](#)).

Salinidade. Um alto grau de salinidade comprime a dupla camada elétrica ao redor das gotas, o que pode reduzir a repulsão eletrostática e, assim, favorecer a coalescência. Entretanto, dependendo dos íons envolvidos e da presença de surfactantes naturais (como asfaltenos, resinas

e ácidos naftênicos), a salinidade pode também aumentar a estabilidade da emulsão, alterando a solubilidade e a orientação de componentes interfaciais ([ALANAZI et al., 2024](#); [FINGAS; FIELDHOUSE, 2003](#)).

Fluxo (cisalhamento). O cisalhamento durante os processos de produção e transporte de petróleo ocorre em tubulações, válvulas, bombas e também no interior dos separadores, em regime de escoamento dinâmico. Já a separação gravitacional predomina sob condições estáticas, após a interrupção do fluxo. Um alto grau de cisalhamento promove a deformação e ruptura das gotas, levando à formação de gotículas menores. Segundo [Sajjadi et al. \(2013\)](#), em escoamentos turbulentos, a ruptura ocorre quando os redemoinhos possuem energia suficiente para superar a tensão interfacial, dividindo as gotas em tamanhos menores. Dessa forma, quanto maior a intensidade de cisalhamento, menor o diâmetro médio das gotas e, conforme a Lei de Stokes, menor a velocidade de sedimentação, dificultando a separação gravitacional das fases.

Tempo de residência. O tempo de residência é um parâmetro operacional fundamental no processo de separação de emulsões água-em-óleo, pois determina o intervalo durante o qual a mistura permanece sob condições favoráveis à coalescência das gotas dispersas. O dimensionamento adequado desse tempo deve considerar a taxa de coalescência, o regime de fluxo e as propriedades físico-químicas do sistema, garantindo a máxima eficiência de separação ([TIAN et al., 2022](#)).

2.7.1 Interação entre composição química e aditivos químicos

Além dos fatores operacionais, é necessário considerar a interação desses parâmetros com a composição química do petróleo e com os aditivos empregados durante o processamento, como inibidores de corrosão, desemulsificantes, dispersantes e outros surfactantes. A presença desses compostos influencia diretamente a estabilidade das emulsões, pois modifica as propriedades interfaciais do sistema ([KOKAL, 2005](#); [ZOLFAGHARI et al., 2016](#)).

Compostos como asfaltenos, resinas e ácidos naftênicos apresentam natureza anfifílica, ou seja, possuem duas regiões distintas: uma parte hidrofílica (polar ou carregada), que interage com a fase aquosa, e uma parte hidrofóbica (apolar), constituída por cadeias de hidrocarbonetos. Essas moléculas tendem a se organizar na interface óleo-água, reduzindo a tensão interfacial e, consequentemente, aumentando a estabilidade das emulsões ([KOKAL, 2005](#)).

No caso dos aditivos químicos, observam-se interações mais complexas com o meio. Muitos inibidores de corrosão possuem caráter anfifílico e atuam como surfactantes, competindo pela interface óleo-água. Sua ação depende fortemente da formulação química e da afinidade com cada fase. Esses compostos podem formar filmes interfaciais rígidos e resistentes à coalescência, favorecendo a estabilidade das emulsões. Entretanto, dependendo da estrutura e polaridade da molécula, podem também promover a desestabilização do sistema ([ZHU et al., 2017](#)).

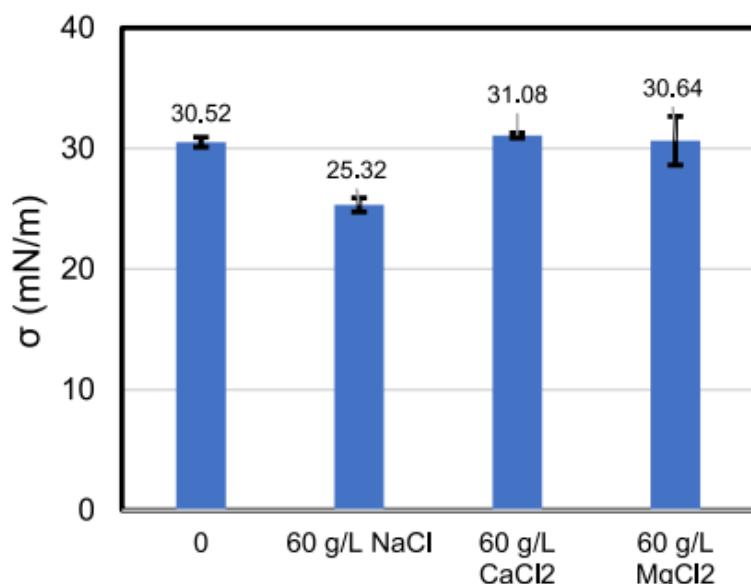
Já a eficiência dos desemulsificantes está diretamente relacionada às condições opera-

cionais. Em geral, temperaturas mais elevadas favorecem seu desempenho, pois a redução da viscosidade do meio permite uma difusão mais rápida e eficiente até a interface, acelerando o processo de coalescência ([ZOLFAGHARI *et al.*, 2016](#)).

A salinidade também é um fator que interfere na eficiência dos desemulsificantes, pois modifica a composição iônica da fase aquosa e altera o comportamento das moléculas surfactantes. [Alanazi *et al.* \(2024\)](#) observaram que, quando sais como o NaCl são adicionados a sistemas contendo surfactantes, o equilíbrio interfacial é rapidamente rompido devido ao efeito dos contraíons, acelerando a separação das fases. Além disso, em emulsões estabilizadas por surfactantes não iônicos, íons divalentes como Ca^{2+} e Mg^{2+} reduzem a capacidade do agente de diminuir a tensão superficial, prejudicando sua migração até a interface e, consequentemente, a eficiência da desemulsificação.

A Figura 5 ilustra esse efeito, evidenciando que a presença de sais, especialmente íons divalentes como Ca^{2+} e Mg^{2+} , reduz a eficiência do surfactante T15S7 em diminuir a tensão interfacial ([ALANAZI *et al.*, 2024](#)).

Figura 5 – Variação da tensão interfacial (σ) em função do tipo de sal presente na fase aquosa.



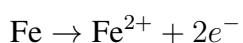
Fonte: Adaptado de [Alanazi *et al.* \(2024\)](#).

Na operação da indústria petrolífera, a combinação entre as formulações químicas e as condições operacionais é determinante para definir a estabilidade ou a ruptura das emulsões. Em sistemas com alto teor de asfaltenos, por exemplo, a emulsão tende a se tornar mais estável sob condições de alta salinidade e elevado cisalhamento, exigindo o uso de maiores concentrações de desemulsificantes, temperaturas mais elevadas ou tempos de residência prolongados ([KOKAL, 2005](#); [ASSAR *et al.*, 2023](#)).

2.8 Corrosão e o uso de inibidores na indústria petrolífera

Antes de aprofundar o entendimento sobre os inibidores de corrosão, é necessário definir o que é a corrosão e compreender as reações químicas envolvidas nesse fenômeno. A corrosão consiste na degradação espontânea de materiais, sobretudo metálicos, resultante de sua interação eletroquímica com o meio ambiente. Na indústria petrolífera, esse processo representa um dos principais desafios operacionais, pois compromete diretamente a integridade das estruturas e equipamentos (REVIE; UHLIG, 2008).

Eq. (2.10) — Reação básica da corrosão



onde:

- Fe metal ferroso (superfície metálica)
- Fe^{2+} íon ferroso formado pela oxidação do ferro
- e^- elétron liberado no processo de oxidação

Na reação química (2.10), o ferro sofre oxidação, liberando elétrons que são consumidos em reações catódicas de redução de espécies presentes no meio, como oxigênio dissolvido, íons hidrogênio e compostos corrosivos típicos do ambiente petrolífero, como CO_2 e H_2S .

Na indústria petrolífera, a corrosão de dutos e equipamentos é fortemente influenciada pelas condições físico-químicas do meio. A presença de água atua como eletrólito, possibilitando as reações eletroquímicas de oxidação do ferro. Gases corrosivos como dióxido de carbono (CO_2) e sulfeto de hidrogênio (H_2S) são os principais agentes responsáveis pelos processos de *sweet* e *sour corrosion*, respectivamente, cuja severidade depende da concentração e da solubilidade dos gases no fluido (KERMANI; MORSHED, 2003).

A temperatura acelera as reações de corrosão até aproximadamente 60–80 °C, faixa na qual ocorre a maior taxa de ataque metálico antes da formação de filmes protetores de carbonato ferroso Nesic (2007). Já a salinidade e o pH modulam a condutividade e a precipitação desses filmes, uma vez que valores mais altos de pH favorecem a formação de FeCO_3 e reduzem a dissolução do ferro (KERMANI; MORSHED, 2003).

Por fim, fluxos turbulentos podem remover ou impedir a formação dessas camadas protetoras, intensificando o desgaste e promovendo corrosão localizada (NESIC, 2007).

Entre os diversos agentes corrosivos presentes em sistemas de produção de petróleo e gás, destacam-se o dióxido de carbono (CO_2) e o sulfeto de hidrogênio (H_2S). Esses dois gases estão entre as principais causas de corrosão interna em tubulações, tanques e equipamentos de produção, devido à sua ampla ocorrência em fluidos de reservatório e à capacidade de gerar meios aquosos ácidos e agressivos ao aço carbono (KERMANI; MORSHED, 2003; NESIC,

2007).

2.8.0.1 Corrosão por CO₂ (*Sweet Corrosion*)

O mecanismo da corrosão por CO₂ ocorre conforme as reações químicas (2.11) e (2.12). Inicialmente, o gás se dissolve na água, formando ácido carbônico (H₂CO₃), que atua como agente oxidante e promove a oxidação do ferro metálico, originando íons ferrosos. Essa sequência de reações resulta na formação de filmes de carbonato ferroso (FeCO₃) que, dependendo das condições de temperatura, pH e velocidade do fluido, podem atuar como barreiras protetoras parciais (NESIC, 2007).

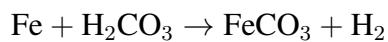
Eq. (2.11) — Formação do ácido carbônico (Etapa 1 da *Sweet Corrosion*)



onde:

- CO₂ dióxido de carbono dissolvido na água
- H₂O fase aquosa (meio reacional)
- H₂CO₃ ácido carbônico formado

Eq. (2.12) — Formação de carbonato ferroso (Etapa 2 da *Sweet Corrosion*)



onde:

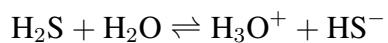
- Fe ferro metálico (superfície do aço)
- H₂CO₃ ácido carbônico (agente oxidante)
- FeCO₃ carbonato ferroso, filme protetor parcial
- H₂ gás hidrogênio liberado na reação

2.8.0.2 Corrosão por H₂S (*Sour Corrosion*)

A corrosão por H₂S ocorre quando o gás se dissolve na água, gerando espécies ácidas que promovem a oxidação do ferro e a formação de filmes de sulfeto ferroso (FeS), os quais podem atuar como barreiras protetoras parciais ou, em algumas condições, apresentar comportamento poroso e pouco aderente. Além da corrosão generalizada ou localizada, ambientes contendo H₂S estão frequentemente associados a fenômenos de fragilização por hidrogênio e por sulfeto (*Sulfide Stress Cracking – SSC*), que comprometem a integridade de dutos e equipamentos (KERMANI; MORSHED, 2003; NESIC, 2007).

O processo pode ser representado pelas reações químicas (2.13) e (2.14).

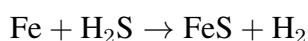
Eq. (2.13) — Dissolução do H₂S e acidificação do meio



onde:

- H_2S gás sulfídrico dissolvido na fase aquosa
- H_2O fase aquosa (meio reacional)
- H_3O^+ íon hidrônio (responsável pela acidificação do meio)
- HS^- íon hidrossulfeto formado na dissociação do H_2S

Eq. (2.14) — Reação global de corrosão (formação de FeS)



onde:

- Fe ferro metálico (superfície do aço)
- H_2S gás sulfídrico (agente oxidante)
- FeS sulfeto ferroso formado como produto da corrosão
- H_2 gás hidrogênio liberado na reação

2.9 Interação entre inibidores de corrosão e emulsões

Após o entendimento do que são os inibidores de corrosão e dos mecanismos pelos quais atuam, é necessário aprofundar a análise dos tipos de inibidores empregados na indústria e de como ocorre sua interação com as emulsões formadas durante o processamento de petróleo.

2.9.1 Inibidores estabilizantes

Os inibidores estabilizantes são compostos que possuem grupos funcionais com alta afinidade pela interface água–óleo, formando filmes interfaciais densos, coesos e resistentes à temperatura. O comprimento da cadeia hidrocarbonada exerce influência direta sobre a adsorção dessas moléculas, sendo que cadeias mais longas ($\text{C}_{16}\text{--C}_{18}$ ou superiores) favorecem a eficiência e a estabilidade do filme formado na interface Jafari *et al.* (2018). Além disso, grupos funcionais polares, como aminas, imidazolinonas e amidas, promovem forte adesão à superfície metálica e à interface óleo–água, resultando em camadas adsorvidas uniformes e compactas, que dificultam a coalescência das gotas e conferem maior rigidez ao filme interfacial (WANG *et al.*, 2023).

De maneira complementar, Aman *et al.* (2014) verificaram experimentalmente que inibidores catiônicos do tipo cloreto de cetilpiridínio (CPC) e brometo de cetiltrimetilamônio (CTAC) aumentam em até 37% a estabilidade de emulsões água–em–óleo em sistemas com formação de hidratos. Esse comportamento foi atribuído à adsorção das moléculas do inibidor nas interfaces óleo–hidrato e óleo–água, formando um filme interfacial que reduz a mobilidade e

a coalescência das gotículas. Dessa forma, a atuação de inibidores de corrosão pode potencializar a estabilidade das emulsões, dificultando a separação de fases.

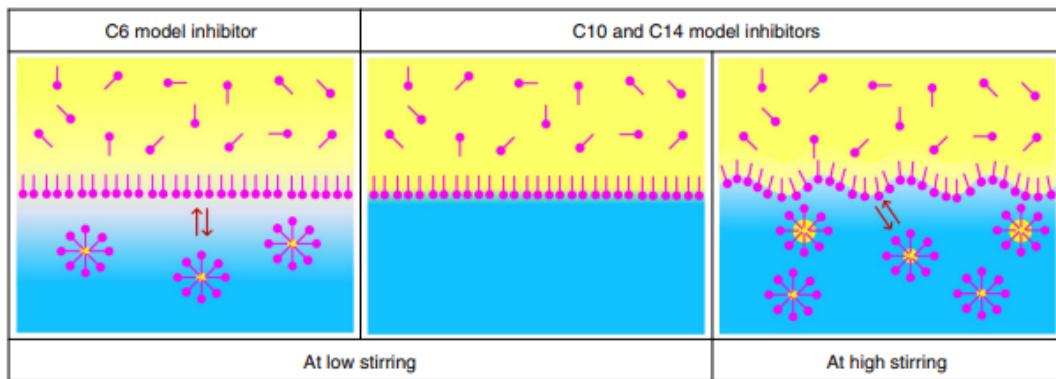
De forma semelhante, [Mohammad-Taheri et al. \(2020\)](#) destacam que produtos químicos à base de tensoativos, como os inibidores de corrosão, podem intensificar a estabilidade das emulsões em sistemas água–hidrocarbonetos, dificultando a separação de fases. A presença isolada de inibidor de corrosão resultou em emulsões estáveis por até 24 horas, enquanto sua combinação com outros aditivos reduziu a estabilidade do sistema. Esse resultado reforça a premissa de que os inibidores podem atuar como agentes anfifílicos, capazes de funcionar como emulsificantes involuntários ([MOHAMMAD-TAHERI et al., 2020](#)).

O estudo de [Du et al. \(2019\)](#) investigou um inibidor desenvolvido em um sistema emulsificado, no qual o óleo e o emulsificante atuam como fase dispersa e meio de transporte para espécies ativas. Essa configuração favoreceu a formação de um filme de adsorção mais coeso, capaz de atuar como barreira, aumentando a eficiência de inibição da corrosão do aço carbono em soluções de $\text{HCl} + \text{HBF}_4$. Essa abordagem evidencia que o uso de emulsões como meio de dispersão do inibidor pode controlar tanto a corrosão quanto as propriedades interfaciais do sistema, influenciando a estabilidade da emulsão ([DU et al., 2019](#)).

[Hirano et al. \(2024\)](#) investigaram o processo de dispersão de inibidores de corrosão solúveis em óleo e dispersíveis em água, utilizando ácido esteárico como tensoativo modelo em diferentes hidrocarbonetos. A presença de óleo reduziu a tensão interfacial e aumentou a dispersão do tensoativo na fase aquosa, favorecendo a formação de um filme protetor com caráter hidrofóbico sobre o aço carbono. Quando submetido a condições de maior turbulência, o escoamento promoveu a emulsificação do sistema e a geração de gotículas recobertas por tensoativos, que permaneceram suspensas e reforçaram a barreira interfacial. A interação do inibidor com a emulsão ampliou a eficiência anticorrosiva e alterou a estabilidade da emulsão, evidenciando o caráter anfifílico dos inibidores utilizados em sistemas metal–óleo–água ([HIRANO et al., 2024](#)).

Na Figura 6, observa-se que o desempenho do inibidor é favorecido em alcanos de alta solubilidade (C6), enquanto alcanos de cadeia longa (C10 e C14) requerem energia de fluxo para promover a emulsificação e dispersão no meio ([HIRANO et al., 2024](#)).

Figura 6 – Mecanismo de dispersão de inibidores modelo em sistemas óleo–água.



Fonte: Adaptado de Hirano *et al.* (2024).

Em conjunto, como mostrado na Tabela 4 os estudos analisados evidenciam que a influência dos inibidores na estabilidade das emulsões pode ser positiva ou negativa, dependendo da perspectiva operacional. Para unidades de separação, a presença de inibidores com efeito estabilizante pode ser indesejada, pois dificulta a quebra das emulsões e a eficiência do processo de deságue. Já para o transporte de fluidos corrosivos, esse mesmo efeito pode ser explorado como um benefício adicional, uma vez que a formação de filmes interfaciais coesos contribui para a proteção das superfícies metálicas e para a mitigação da corrosão.

Tabela 4 – Síntese de estudos sobre a influência de inibidores de corrosão na estabilidade de emulsões óleo–água.

Estudo / Referência	Tipo de Inibidor	Mecanismo principal de ação	Efeito sobre a estabilidade da emulsão	Contexto ou observações
Zhang et al. (2023)	Componentes interfacialmente ativos (ceras, asfaltenos, partículas sólidas)	Adsorção na interface óleo–água e formação de filmes interfaciais coesos; comportamento dependente da concentração.	↑ Estabilização em concentrações moderadas / ↓ Instabilidade em condições diluídas ou excessivas.	Ambientes de produção com risco de formação de hidratos; fenômeno análogo ao de inibidores catiônicos.
Mohammad-Taheri et al. (2020)	Inibidores de corrosão à base de tensoativos (CI e KHI).	Adsorção e dispersão de surfactantes; modificação da tensão interfacial e da molhabilidade.	↑ Estabilização de emulsões até 24 h / ↓ Estabilidade quando combinado com outros aditivos.	Sistemas água–hidrocarboneto em dutos e linhas de transporte.
Du et al. (2019)	Inibidor emulsificado (óleo cru + emulsificante).	Formação de filme físico-químico coeso na superfície metálica.	↑ Melhora da proteção anticorrosiva e modificação das propriedades interfaciais.	Ensaios em meio ácido ($\text{HCl} + \text{HBF}_4$); sistema emulsificado como meio de dispersão do inibidor.
Hirano et al. (2024)	Inibidor solúvel em óleo e dispersível em água (ácido esteárico).	Redução da tensão interfacial e emulsificação sob alta turbulência; adsorção do tensoativo na interface.	↑ Estabilização sob alto fluxo / reforço do filme hidrofóbico.	Sistemas metal–óleo–água; estudo do processo de dispersão e formação de emulsões induzidas por escoamento.

Fonte: Elaborado pela autora com base em [Zhang et al. \(2023\)](#); [Mohammad-Taheri et al. \(2020\)](#); [Du et al. \(2019\)](#); [Hirano et al. \(2024\)](#).

2.9.2 Inibidores desestabilizantes

Determinadas formulações de inibidores de corrosão podem atuar como agentes desestabilizadores de emulsões, modificando a estrutura e a resistência dos filmes interfaciais formados entre as fases aquosa e oleosa. Em especial, os inibidores à base de amônio quaternário apresentam comportamento anfifílico e alta afinidade por interfaces, podendo competir com estabilizantes naturais — como asfaltenos e resinas — e alterar a coesão do filme interfacial (WANG *et al.*, 2023).

De acordo com Wang *et al.* (2023), a cobertura superficial do inibidor depende fortemente da concentração e do tempo de adsorção. Quando a concentração está abaixo do valor crítico (≈ 25 ppmw), formam-se filmes incompletos e irregulares. Essa adsorção parcial resulta em áreas descobertas e em cobertura heterogênea, favorecendo o rearranjo molecular na interface e, consequentemente, a coalescência das gotas. Além disso, as moléculas do inibidor se orientam paralelamente à superfície, competindo com outras espécies anfifílicas e reduzindo a estabilidade interfacial. Assim, em concentrações inadequadas ou em sistemas quimicamente incompatíveis, esses inibidores podem atuar como agentes desestabilizantes, promovendo a quebra parcial da emulsão.

Esse comportamento pode ser explicado pelo fato de que, em concentrações abaixo do valor crítico, o inibidor não é capaz de saturar simultaneamente a superfície metálica e a interface óleo–água. Nessas condições, a adsorção ocorre de forma competitiva e não uniforme, resultando na formação de filmes interfaciais descontínuos e mecanicamente frágeis. A heterogeneidade do filme interfacial reduz sua resistência à drenagem e à deformação durante a aproximação das gotas, favorecendo a ruptura do filme contínuo entre elas e, consequentemente, o processo de coalescência (WANG *et al.*, 2023).

Um aspecto importante é o caráter dual dos inibidores de corrosão à base de amônio quaternário, que podem atuar tanto como estabilizantes quanto como desestabilizantes de emulsões, dependendo da concentração empregada. Em torno da concentração crítica (cerca de 25 ppmw), formam-se filmes coesos e contínuos na interface óleo–água que reforçam a barreira interfacial. Por outro lado, em concentrações menores, a adsorção parcial favorece o deslocamento dos estabilizantes naturais e a consequente quebra da emulsão, conforme ilustrado na Tabela 5 (WANG *et al.*, 2023; ZOLFAGHARI *et al.*, 2016).

Tabela 5 – Efeito da concentração do inibidor de amônio quaternário na estabilidade da emulsão.

Situação	Ação do amônio quaternário	Efeito sobre a emulsão	Referência
Concentração adequada e filme contínuo	Formação de um filme uniforme e coeso, que reforça a barreira interfacial e impede a coalescência das gotas.	Estabiliza a emulsão.	Wang <i>et al.</i> (2023)
Concentração baixa e competição interfacial	Adsorção parcial e deslocamento de estabilizantes naturais (asfaltenos e resinas), resultando em falhas no filme e aumento da mobilidade interfacial.	Desestabiliza a emulsão.	Wang <i>et al.</i> (2023); Zolfaghari <i>et al.</i> (2016)

Fonte: Elaborado pela autora com base em Wang *et al.* (2023) e Zolfaghari *et al.* (2016).

2.9.3 Reagentes de ação complexa (CER)

A coexistência de emulsões estáveis e processos corrosivos em sistemas de produção de petróleo impõe um desafio recorrente à indústria: controlar simultaneamente a corrosão dos equipamentos e a estabilidade das emulsões formadas durante a operação. Embora os inibidores convencionais apresentem elevada eficiência protetora, muitos deles contribuem para o aumento da estabilidade das emulsões, dificultando a separação água–óleo. Além disso, o uso concomitante de desemulsificantes e inibidores pode resultar em interações antagônicas, levando à perda parcial ou total de eficiência de ambos os aditivos.

Com o objetivo de superar essa incompatibilidade, [Podgorbunskikh et al. \(2024\)](#) realizaram testes com reagentes de efeito complexo (CER – *Complex Effect Reagents*), capazes de atuar de forma sinérgica como inibidores de corrosão e desemulsificantes. Esses compostos foram formulados a partir da combinação de fosfatos, resinas fenólicas etoxiladas e copolímeros de dietanolamina, resultando em sistemas com comportamento ajustável conforme o ambiente e a concentração empregada.

Nos testes realizados em solução salina (2,0 wt.% NaCl) e em meio corrosivo contendo CO₂ e H₂S, o reagente CER-2, composto por resinas fenólicas etoxiladas e copolímeros de dietanolamina, apresentou desempenho superior, alcançando até 79% de eficiência anticorrosiva e comportamento desemulsificante comparável ao agente comercial Separol WF-41. As análises de FTIR, SEM e TEM confirmaram a formação de um filme híbrido protetor de natureza orgânica–inorgânica, denso e aderente, composto predominantemente por FeO(OH) cristalino ([PODGORBUNSKIKH et al., 2024](#)).

Os reagentes de efeito complexo (CERs) representam uma alternativa moderna e viável para resolver a problemática entre a proteção anticorrosiva e a estabilidade das emulsões em sistemas de produção de petróleo. Esses compostos multifuncionais atuam simultaneamente nas interfaces óleo–água e metal–solução, combinando grupos polares (N, O, P) que promovem adsorção química protetora com cadeias hidrofóbicas que favorecem a coalescência das gotas. Dessa forma, permitem ajustar o equilíbrio entre eficiência anticorrosiva e separabilidade da emulsão ([PODGORBUNSKIKH et al., 2024](#)).

2.9.4 Resíduos sólidos oriundos da corrosão e seus efeitos nas emulsões

Por vezes, a degradação das superfícies metálicas durante o processo de corrosão, sobretudo em linhas de produção, equipamentos de separação, tubulações e tanques, gera resíduos que são lançados no meio.

Essas partículas (assim como as de asfaltenos abordadas anteriormente) interagem com o meio e podem exercer diferentes impactos sobre a estabilidade das emulsões. Como ilustrado na Tabela 6, que apresenta os principais resíduos sólidos gerados pela corrosão, partículas metálicas provenientes de oxidação, sulfetos e carbonatos podem adsorver-se na interface óleo-

água, formando uma barreira física rígida e estável. Nessas condições, as partículas substituem parcialmente os surfactantes e passam a atuar como agentes estabilizantes, configurando sistemas conhecidos como *Emulsões de Pickering*, caracterizadas pela presença de partículas sólidas adsorvidas na interface, que impedem a coalescência entre as gotas (DERKACH, 2009).

Tabela 6 – Principais resíduos sólidos gerados pela corrosão.

Tipo de Resíduo Sólido	Exemplos	Origem Principal
Óxidos Metálicos	Fe_2O_3 (hematita), Fe_3O_4 (magnetita)	Corrosão geral na presença de oxigênio.
Sulfetos Metálicos	FeS (sulfeto de ferro)	Ambientes com H_2S (<i>sour corrosion</i>).
Carbonatos Metálicos	FeCO_3 (carbonato de ferro)	Corrosão por CO_2 (<i>sweet corrosion</i>).
Partículas Metálicas Livres	Fragments de ferro, aço ou ligas corroídas	Abrasão, desgaste e perda de material por corrosão.

Fonte: Elaborado pela autora (2025).

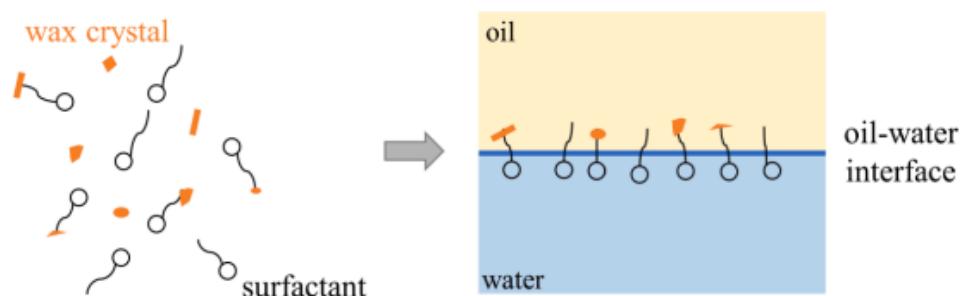
A presença desses sólidos também pode aumentar a viscosidade da fase contínua, dificultando o movimento das gotas e, por consequência, retardando a separação, podendo ainda gerar um comportamento pseudo-plástico ou até mesmo uma gelificação localizada. As partículas podem formar redes de gotas e sólidos interligadas, criando estruturas tridimensionais que aumentam a rigidez e dificultam a separação da emulsão (DERKACH, 2009).

Além disso, as partículas sólidas podem intensificar a abrasão de equipamentos, o entupimento de filtros e separadores, promovendo a formação de depósitos e elevando os custos de operação, manutenção e tratamento (DERKACH, 2009).

A estabilidade das emulsões água em óleo é fortemente influenciada pela adsorção de compostos ativos na interface, fenômeno que também caracteriza a atuação dos inibidores de corrosão. Segundo Zhang *et al.* (2023), a presença de componentes interfacialmente ativos, como ceras, asfaltenos e partículas sólidas, ocasiona a redução da área interfacial e o aumento da resistência à transferência de massa, resultando em um filme interfacial mais coeso e durável.

Como já mencionado anteriormente, esse comportamento também pode ser observado em inibidores à base de amônio quaternário, cujas cadeias hidrofóbicas se orientam na fase oleosa, enquanto as cabeças polares se ligam à fase aquosa, formando barreiras físico-químicas que retardam a coalescência entre as gotas, como evidenciado na Figura 7 (ZHANG *et al.*, 2023).

Figura 7 – Mecanismo de adsorção interfacial sob efeito sinérgico de cristais de cera e surfactantes.



Fonte: Adaptado de [Zhang et al. \(2023\)](#).

No entanto, [Zhang et al. \(2023\)](#) destacam que esses agentes podem apresentar um efeito duplo: em concentrações moderadas, promovem uma estabilização significativa, reduzindo a agregação e a deposição de hidratos, enquanto em condições muito diluídas ou excessivas podem alterar a molhabilidade e gerar instabilidade. Esse mesmo comportamento é observado nos inibidores de corrosão, que, dependendo da dosagem e da estrutura molecular, podem tanto reforçar o filme interfacial quanto facilitar a sua ruptura. Dessa forma, é possível estabelecer uma analogia entre o comportamento dos inibidores de corrosão e os mecanismos gerais de estabilização descritos para emulsões contendo ceras, asfaltenos e partículas sólidas, conforme ilustrado na Tabela 7.

Tabela 7 – Mecanismos de estabilização de emulsões e analogia com inibidores de corrosão.

Mecanismo	Descrição (segundo Zhang et al. (2023))	Analogia com inibidores de corrosão
Adsorção interfacial	Moléculas ou partículas se orientam na interface, reduzindo a energia livre e aumentando a estabilidade.	Inibidores catiônicos adsorvem na interface óleo–água, criando uma camada protetora.
Redução da área interfacial efetiva	Diminui a taxa de coalescência e a mobilidade das gotas.	O filme de inibidor reduz a drenagem interfacial e aumenta o tempo de vida da emulsão.
Mudança de molhabilidade	Adsorção de partículas torna a interface mais hidrofóbica, dificultando a coalescência.	Inibidores alteram a polaridade local, reduzindo a afinidade entre gotas aquosas.
Dependência da concentração	Baixas doses podem desestabilizar; doses moderadas reforçam o filme.	Inibidores mostram comportamento dual conforme a concentração crítica de adsorção.
Barreira física à coalescência	Filmes de partículas formam camadas rígidas que impedem a fusão de gotas.	Inibidores criam barreiras eletrostáticas e estéricas, análogas às de <i>emulsões de Pickering</i> .

Fonte: Adaptado de [Zhang et al. \(2023\)](#).

3 METODOLOGIA

A metodologia utilizada neste trabalho foi dividida em duas etapas principais: (i) uma revisão sistemática da literatura, abrangendo estudos já realizados e publicados em bases de referência da indústria petrolífera e do meio acadêmico; e (ii) a identificação e sistematização das variáveis e fatores observados nos artigos selecionados para a elaboração do estudo.

Na primeira etapa, foram utilizadas fontes de trabalhos científicos com o objetivo de manter a acurácia das informações e garantir a relevância das referências empregadas. As pesquisas foram conduzidas majoritariamente em quatro plataformas: *Scopus*, *Web of Science*, *OnePetro* e *ScienceDirect*. As palavras-chave utilizadas foram: “Corrosion inhibitor”, “Emulsion stability”, “Oil-water separation”, “Interfacial tension”, “Asphaltenes”, “Demulsifier” e “Bottle test”. Combinações entre esses termos também foram empregadas nas buscas para ampliar o alcance dos resultados.

Como critérios de inclusão, foram considerados os tópicos previamente definidos na revisão bibliográfica, com foco em estudos que abordam a influência de inibidores de corrosão na estabilidade de emulsões óleo–água. Foram selecionados trabalhos que apresentassem descrição detalhada das condições operacionais relevantes — como temperatura, salinidade, tempo de residência e taxa de cisalhamento —, de modo a permitir a compreensão dos fatores que afetam a formação e a estabilidade das emulsões. Também foram priorizados artigos com embasamento teórico sólido e resultados experimentais consistentes, preferencialmente conduzidos em ambiente laboratorial, além de publicações de autores amplamente referenciados na área, por representarem fontes de reconhecida relevância científica sobre o tema.

Para o estabelecimento dos critérios de exclusão, foram desconsiderados os artigos que, embora abordassem aspectos relacionados ao tema, não contribuíam de forma significativa para o objetivo central deste trabalho. A literatura apresenta diversos estudos sobre o efeito de inibidores de corrosão em diferentes etapas do processo de perfuração e produção de petróleo; entretanto, aqueles que não apresentavam relação direta com a formação ou a estabilidade de emulsões foram excluídos. Da mesma forma, foram descartados trabalhos que apresentavam informações redundantes ou menos detalhadas, quando comparados a estudos mais completos e abrangentes incluídos no repertório final de análise.

Por fim, para determinar as variáveis analisadas nesta pesquisa, foi elaborada uma tabela síntese contendo, para cada artigo, o tipo de inibidor de corrosão utilizado, as características da emulsão, as condições experimentais, o método de avaliação e os principais resultados observados.

Tabela 8 – Variáveis analisadas em estudos sobre estabilidade de emulsões óleo–água.

Variável analisada	Descrição / Unidade	Objetivo da variável no estudo	Referências principais
Tipo de inibidor de corrosão	Classificação química (imidazolina, amônio quaternário, amida, etc.)	Identificar quais tipos apresentam maior tendência a estabilizar ou desestabilizar emulsões.	Wang et al. (2023) ; Zolfaghari et al. (2016) ; Jafari et al. (2018)
Concentração do inibidor	ppm (mg/L)	Avaliar comportamento dual — estabilização em concentrações críticas e desestabilização em concentrações baixas.	Wang et al. (2023) ; Mohammad-Taheri et al. (2020)
Tempo de adsorção	min / h	Relacionar a cinética de adsorção das moléculas à formação de filmes interfaciais coesos.	Wang et al. (2023) ; Du et al. (2019)
Temperatura de ensaio	°C	Verificar efeito térmico sobre tensão interfacial e viscosidade.	Kokal (2005) ; Telmadarrie, Berton e Bryant (2022)
Salinidade da fase aquosa	% ou mol/L de NaCl / CaCl ₂	Analizar influência da força iônica sobre adsorção de surfactantes e compressão da dupla camada.	Alanazi et al. (2024) ; Zolfaghari et al. (2016)
pH do sistema	Adimensional	Avaliar impacto do pH na polaridade e orientação das espécies adsorvidas.	Zolfaghari et al. (2016) ; Kokal (2005)
Tamanho médio das gotículas	µm	Indicador de estabilidade física da emulsão — gotas menores = maior estabilidade.	Assar et al. (2023) ; Schramm (2005)
Tensão interfacial (σ)	mN/m	Avaliar energia interfacial e formação de filmes coesos.	Zhang et al. (2023) ; Alanazi et al. (2024)
Viscosidade aparente	Pa·s	Relacionar viscosidade ao grau de interação entre fases.	Derkach (2009) ; White (2011)
Tempo de separação	min / h	Determinar resistência do filme formado pelo inibidor.	Telmadarrie, Berton e Bryant (2022) ; Assar et al. (2023)
Composição SARA	Frações de saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos.	Avaliar papel dos estabilizantes naturais na resposta ao inibidor.	Guzmán et al. (2017) ; McLean e Kilpatrick (1997)

Fonte: Elaborado pela autora.

As variáveis extraídas dos artigos permitirão identificar padrões de comportamento sob diferentes condições experimentais. Dessa forma, será possível avaliar se há dependência de fatores operacionais ou se existe consistência entre os resultados, além de reconhecer lacunas na literatura e potenciais tópicos para investigações futuras.

Cada seção deste trabalho foi elaborada com base direta nos artigos selecionados e analisados. Assim, o estudo não se limita à apresentação de resultados isolados de pesquisas, como as de [Bobra \(1991\)](#), [Kokal \(2005\)](#) e [Fingas e Fieldhouse \(2003\)](#), mas busca identificar padrões, complementaridades e contradições entre diferentes obras, bem como lacunas existentes na literatura. Essa sistematização é essencial para compreender em quais condições e de que forma os inibidores de corrosão atuam como agentes estabilizantes ou desestabilizantes de emulsões e, consequentemente, seu impacto na eficiência operacional dos processos de separação óleo–água.

4 RESULTADOS

A partir da revisão sistemática realizada, foi possível reunir e comparar um conjunto de estudos que abordam a formação e a estabilidade de emulsões em sistemas óleo–água, bem como os efeitos da presença de inibidores de corrosão nesses sistemas. Os resultados foram organizados em três blocos principais:

- (i) Fatores físico-químicos e operacionais que influenciam a estabilidade das emulsões;
- (ii) Caracterização dos processos de corrosão e da função dos inibidores na indústria petrolífera; e
- (iii) Efeitos da interação entre inibidores de corrosão e emulsões, com base nos experimentos descritos nos artigos analisados.

4.1 Mecanismo de formação e estabilidade das emulsões na produção de petróleo

A revisão permitiu identificar as principais variáveis determinantes para a formação e a estabilidade das emulsões em sistemas de produção de petróleo. De modo geral, as emulsões do tipo água–em–óleo (W/O) mostraram-se mais estáveis do que as do tipo óleo–em–água (O/W), representando um desafio operacional mais significativo, especialmente quando há presença de asfaltenos e resinas na composição do petróleo (BOBRA, 1991; MCLEAN; KILPATRICK, 1997).

A estabilidade das emulsões está associada principalmente à redução da tensão interfacial e à formação de filmes viscoelásticos na interface óleo–água, fenômeno que ocorre quando o módulo elástico (G') é superior ao módulo viscoso (G'') Derkach (2009). Além disso, o efeito Gibbs–Marangoni atua retardando a coalescência das gotículas, conferindo maior estabilidade ao sistema (AKBARI; NOUR, 2018).

Outro aspecto de destaque é a composição SARA (saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos), que possibilita prever o comportamento de estabilidade das emulsões a partir da razão entre resinas e asfaltenos. Resinas em proporções adequadas solubilizam os asfaltenos e evitam a floculação, enquanto teores elevados de asfaltenos aumentam a rigidez interfacial e a persistência da emulsão (MCLEAN; KILPATRICK, 1997).

Em relação às condições operacionais, a temperatura apresentou comportamento ambíguo: a elevação térmica reduz a viscosidade do óleo e favorece a coalescência, mas também pode diminuir a tensão interfacial, estimulando a formação de emulsões Kokal (2005), Zolfaghari *et al.* (2016). A salinidade, por sua vez, afeta a dupla camada elétrica das gotas. Em determinadas

concentrações iônicas, pode comprimí-la e induzir desestabilização; em outras, interações específicas com surfactantes naturais podem aumentar a estabilidade (KOKAL, 2005; FINGAS; FIELDHOUSE, 2003).

O cisalhamento, que ocorre durante diferentes etapas do processo de produção de petróleo, também é fator decisivo para a análise. O aumento da taxa de cisalhamento gera gotas menores e mais resistentes à separação gravitacional, elevando a estabilidade da emulsão (FINGAS; FIELDHOUSE, 2003).

Por fim, destaca-se o tempo de residência: períodos curtos limitam a coalescência, enquanto tempos prolongados favorecem a separação das fases, desde que não haja renovação constante do cisalhamento (FINGAS; FIELDHOUSE, 2003; DERKACH, 2009).

4.1.1 Tipos de emulsão e relevância operacional

As emulsões presentes na produção de petróleo podem ser classificadas em dois grupos principais: água-em-óleo (W/O) e óleo-em-água (O/W). Esses dois tipos de emulsões apresentam diferentes relevâncias e implicações operacionais.

As emulsões W/O predominam nas etapas de produção primária e secundária, sendo as que mais impactam a eficiência do processo. Nesse tipo, a fase contínua é o óleo e a fase dispersa é a água, resultando em aumento de viscosidade, maior dificuldade de bombeamento e redução da eficiência de separação. A presença de asfaltenos, resinas e inibidores de corrosão formadores de filme intensifica a estabilidade, pois essas moléculas adsorvem-se na interface óleo–água e formam filmes interfaciais coesos, tornando a emulsão mais resistente à coalescência.

Em contrapartida, as emulsões O/W são mais comuns nas etapas de tratamento da água produzida e refino, nas quais o óleo disperso na fase aquosa tende a se separar mais facilmente. Nesses casos, o impacto dos inibidores é menos significativo, mas a presença residual de compostos anfifílicos solúveis em óleo pode reduzir a eficiência de clarificação da água, aumentando a turbidez e dificultando a remoção de traços de óleo.

Assim, é possível afirmar que o efeito dos inibidores é mais relevante nas emulsões do tipo W/O. Já nas emulsões O/W, o efeito tende a ser secundário, manifestando-se como resíduo de operação ou interferência no tratamento da água. Essa distinção é essencial para compreender em quais etapas do processo produtivo os inibidores representam um desafio operacional crítico.

4.1.2 Interpretação crítica e lacunas identificadas

Embora existam diversos estudos sobre emulsões e corrosão, ainda são escassos os que analisam simultaneamente a influência dos inibidores de corrosão na estabilidade das emulsões água-em-óleo e óleo-em-água. De modo geral, os trabalhos disponíveis não abrangem de forma ampla as diferentes condições em que o inibidor pode atuar como agente estabilizante

ou desestabilizante, concentrando-se, na maioria das vezes, em um único fator experimental, como concentração, temperatura ou salinidade. Não há, portanto, uma fonte que apresente uma compilação abrangente de todos esses fatores e de sua influência conjunta sobre a estabilidade das emulsões.

Além disso, poucos estudos definem valores de concentração crítica de adsorção (CCA) ou propõem modelos preditivos capazes de descrever, de forma integrada, o efeito dos inibidores sob diferentes regimes de temperatura, cisalhamento e salinidade. A predominância de ensaios estáticos em laboratório, embora útil para a compreensão inicial dos mecanismos interfaciais, não representa adequadamente as condições dinâmicas e complexas de escoamento típicas das unidades de produção, nas quais coexistem gradientes térmicos, turbulência e altas concentrações salinas.

Outro ponto relevante é a escassez de investigações mais aprofundadas sobre a interação entre inibidores e desemulsificantes, fator crítico, uma vez que a competição ou sinergia entre esses compostos determina a eficiência final do processo de separação e impacta diretamente os custos operacionais. De forma semelhante, são poucos os trabalhos que correlacionam o desempenho dos inibidores com a composição química detalhada dos óleos, o que limita a compreensão das variações de estabilidade observadas entre petróleos leves e pesados.

Diante dessas limitações, torna-se evidente a necessidade de abordagens multidisciplinares que combinem ensaios experimentais, modelagens e simulações hidrodinâmicas capazes de reproduzir condições de produção mais próximas das reais. Nesse contexto, o desenvolvimento de formulações híbridas de inibidores e desemulsificantes representa uma fronteira promissora de pesquisa, pois permite conciliar a proteção anticorrosiva e a eficiência de separação óleo–água, reduzindo custos e impactos ambientais associados ao tratamento da produção.

Além dos aspectos já mencionados, observa-se também uma limitação recorrente relacionada à falta de padronização nos métodos de caracterização das emulsões. Diferentes estudos utilizam técnicas distintas para medir tamanho de gotículas, viscosidade, tensão interfacial e estabilidade, o que dificulta a comparação direta entre resultados e reduz a confiabilidade de conclusões generalizadas. Essa heterogeneidade metodológica é agravada pelo fato de que muitos trabalhos não descrevem de forma detalhada as condições experimentais ou apresentam foco em alguma característica específica.

Em síntese, a revisão sistemática realizada evidencia que o comportamento dos inibidores de corrosão em sistemas emulsificados não é uniforme, mas fortemente dependente das condições físico-químicas e operacionais. As lacunas identificadas na literatura reforçam a importância de novas investigações voltadas à ampliação da compreensão dos mecanismos que controlam a estabilidade das emulsões na presença de inibidores.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho buscou compreender a influência dos inibidores de corrosão na estabilidade de emulsões óleo–água a partir de uma revisão sistemática da literatura. O estudo teve como objetivo reunir, analisar e discutir os principais fatores que afetam o comportamento interfacial desses compostos, destacando as condições em que podem atuar de forma estabilizante ou desestabilizante. As conclusões a seguir sintetizam as principais contribuições da pesquisa e apontam direções para trabalhos futuros.

5.1 Contribuições do trabalho

A revisão da literatura permitiu identificar tendências gerais no comportamento interfacial dos inibidores de corrosão sob diferentes condições físico-químicas e operacionais, embora os estudos ainda sejam limitados em escopo e variem quanto à profundidade da análise dos mecanismos envolvidos.

Com a pesquisa, foi possível observar que o efeito dos inibidores depende de diversos fatores, como concentração, temperatura, salinidade, composição do óleo (frações SARA) e nível de cisalhamento. Em determinadas condições, esses compostos podem atuar como agentes estabilizantes, reforçando a coesão dos filmes interfaciais. Já em outras, podem favorecer a coalescência e, portanto, a desestabilização das emulsões, sobretudo quando associados a desemulsificantes ou sob condições que promovem a ruptura do filme interfacial.

Além de compilar as principais variáveis que influenciam esse comportamento, o estudo também contribui ao organizar o conhecimento disperso na literatura sobre o tema, apresentando uma visão integrada entre corrosão e estabilidade de emulsões. Essa integração oferece subsídios tanto para a formulação de novos aditivos quanto para a otimização de processos de separação na indústria do petróleo.

Adicionalmente, este trabalho reforça que a atuação dual dos inibidores não é apenas um fenômeno químico, mas também operacional. Fatores como regime de escoamento, tempo de residência, e composição do petróleo demonstram capacidade de alterar completamente o efeito final do inibidor, evidenciando a necessidade de controle contínuo dessas variáveis. Essa constatação tem implicações diretas para o ajuste de dosagens, a seleção de aditivos compatíveis e a mitigação de ocorrências não previstas, como aumento de viscosidade, formação de emulsões resistentes ou queda na eficiência de separação.

5.2 Trabalhos futuros

As perspectivas para trabalhos futuros incluem a realização de estudos experimentais mais abrangentes, que correlacionem de forma quantitativa a eficiência anticorrosiva com o impacto interfacial dos inibidores em diferentes condições de operação. Também se destaca o potencial de pesquisas voltadas à formulação de novos compostos multifuncionais, capazes de atuar simultaneamente como inibidores de corrosão e desemulsificantes, equilibrando a proteção das superfícies metálicas e a eficiência de separação óleo–água.

REFERÊNCIAS

- ABDULREDHA, M.; YOSIF, E.; ALI, B. S. Overview on petroleum emulsions: formation, influence and demulsification treatment techniques. *Arabian Journal of Chemistry*, v. 12, n. 11, p. 3151–3173, 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Campos maduros e revitalização da produção*. 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural/campos-maduros>>. Acesso em: 2025-01-10.
- AHMED, T. *Reservoir Engineering Handbook*. 5. ed. Oxford: Elsevier, 2010. ISBN 978-0-12-813649-2.
- AKBARI, S.; NOUR, A. H. Emulsion types, stability mechanisms and rheology: A review. *International Journal of Innovative Research and Scientific Studies*, v. 1, n. 1, p. 14–21, 2018.
- ALANAZI, K. *et al.* Effects of water salinity and temperature on oil-in-water emulsions stabilized by a nonionic surfactant. *Journal of Molecular Liquids*, v. 414, p. 126067, 2024.
- AMAN, Z. M. *et al.* Influence of quaternary ammonium salts on emulsion stability and hydrate formation in water-in-oil emulsions. *Energy & Fuels*, v. 28, n. 9, p. 6008–6015, 2014.
- ASSAR, M. *et al.* A theoretical and experimental investigation of batch oil–water gravity separation. *Chemical Engineering Research and Design*, v. 194, p. 136–150, 2023.
- BANCROFT, W. D. The theory of emulsification, v. *The Journal of Physical Chemistry*, v. 17, n. 6, p. 501–519, 1913.
- BIRD, R. B.; STEWART, W. E.; LIGHTFOOT, E. N. *Transport Phenomena*. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, 2002. 894 p.
- BOBRA, M. A. Water-in-oil emulsification: A physicochemical study. In: ENVIRONMENT CANADA. *Proceedings of the 1991 International Oil Spill Conference*. Ottawa, 1991. p. Paper 177.
- CHEN, G.; TAO, D. An experimental study of stability of oil–water emulsion. *Fuel Processing Technology*, v. 86, n. 5, p. 499–508, 2005.
- DAKE, L. P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier, 2001. ISBN 978-0-444-41830-2.
- DERKACH, S. R. Rheology of emulsions. *Advances in Colloid and Interface Science*, v. 151, p. 1–23, 2009.
- DU, J. *et al.* Effect of inhibitor based on emulsion on mild steel corrosion in acid environment. *International Journal of Electrochemical Science*, v. 14, p. 4532–4545, 2019.
- FAIZULLAYEV, S. *et al.* Recent demulsification methods of crude oil emulsions: Brief review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 215, p. 110643, 2022.

- FINGAS, M.; FIELDHOUSE, B. Studies of the formation process of water-in-oil emulsions. *Marine Pollution Bulletin*, v. 47, n. 9–12, p. 369–396, 2003.
- GUZMÁN, R. *et al.* Methods for determining asphaltene stability in crude oils. *Fuel*, v. 188, p. 530–543, 2017.
- HIRANO, S. *et al.* Understanding the corrosion inhibitor dispersion process in water through interaction between stearic acid and alkane. *Corrosion*, v. 80, n. 6, p. 608–614, 2024.
- JAFARI, H. *et al.* Effect of alkyl chain length on adsorption behavior and corrosion inhibition of imidazoline inhibitors. *Iranian Journal of Chemistry & Chemical Engineering*, 2018. Disponível em: <<https://doaj.org/article/da8352107d6246529abb7d5251583f07>>.
- KERMANI, M. B.; MORSHED, A. Carbon dioxide corrosion in oil and gas production — a compendium. *Corrosion*, v. 59, n. 8, p. 659–683, 2003.
- KOKAL, S. L. Crude oil emulsions: A state-of-the-art review. *SPE Production & Facilities*, v. 20, n. 1, p. 5–13, 2005.
- LI, Z. *et al.* Study on demulsifier crude oil interactions at oil–water interface for crude oil dehydration. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, v. 630, p. 127526, 2021.
- MCLEAN, J. D.; KILPATRICK, P. K. Effects of asphaltene solvency on stability of water-in-crude-oil emulsions. *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 189, n. 2, p. 242–253, 1997.
- MOHAMMAD-TAHERI, M. *et al.* Study on emulsification tendency of hydrate and corrosion inhibitors on water–hydrocarbon mixture in gas pipelines. *Petroleum and Coal*, v. 62, n. 2, p. 365–370, 2020. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/361434665>>.
- MONTENEGRO, G. R. B. *Estudo de BrightWater® em Campos Maduros*. Dissertação (Dissertação (Mestrado)) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018.
- NESIC, S. Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines — a review. *Corrosion Science*, v. 49, n. 12, p. 4308–4338, 2007.
- ODOFORI, K. *et al.* Contemporary advancement in green demulsification technique: A review. *Journal of Chemical Engineering and Industrial Biotechnology*, v. 11, n. 1, p. 17–32, 2025.
- PENG, Y. *et al.* Effect of asphaltenes on the stability of water in crude oil emulsions. *Materials*, v. 18, n. 3, p. 630, 2025.
- PODGORBUNSKIH, E. *et al.* Investigation of corrosion inhibitors with demulsifiers in their composition. *International Journal of Corrosion and Scale Inhibition*, v. 13, n. 2, p. 892–910, 2024.
- REVIE, R. W.; UHLIG, H. H. *Corrosion and Corrosion Control: An Introduction to Corrosion Science and Engineering*. 4. ed. Hoboken: Wiley-Interscience, 2008.
- SAJJADI, B. *et al.* Review on applicable breakup/coalescence models in turbulent liquid–liquid flows. *Reviews in Chemical Engineering*, v. 29, n. 3, p. 131–188, 2013.

- SCHRAMM, L. L. *Emulsions, Foams, and Suspensions: Fundamentals and Applications*. [S.l.]: Wiley-VCH, 1992.
- SCHRAMM, L. L. *Emulsions, Foams, and Suspensions: Fundamentals and Applications*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2005. ISBN 978-3-527-30629-9.
- TELMADARREIE, T.; BERTON, P.; BRYANT, S. L. Treatment of water-in-oil emulsions produced by thermal oil recovery techniques: review of methods and challenges. *Fuel*, v. 325, p. 125551, 2022.
- TIAN, Y. *et al.* The formation, stabilization and separation of oil–water emulsions. *Processes*, v. 10, n. 4, p. 738, 2022.
- TREJO, F. *et al.* Thermogravimetric determination of coke from asphaltenes, resins and sediments and coking kinetics of heavy crude asphaltenes. *Catalysis Today*, v. 150, p. 272–278, 2010.
- WANG, L. *et al.* Adsorption mechanism of quaternary ammonium corrosion inhibitor on carbon steel surface using tof-sims and xps. *Corrosion Science*, v. 213, p. 110952, 2023.
- WHITE, F. M. *Mecânica dos Fluidos*. 7. ed. Porto Alegre: AMGH, 2011.
- ZHANG, J. *et al.* The formation and aggregation of hydrate in w/o emulsion containing different compositions: A review. *Chemical Engineering Journal*, v. 452, p. 136800, 2023.
- ZHU, Y. *et al.* A review of surfactants as corrosion inhibitors and associated modeling. *Progress in Materials Science*, v. 90, p. 159–223, 2017.
- ZOLFAGHARI, R. *et al.* Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry. *Separation and Purification Technology*, v. 170, p. 377–407, 2016.