

TENSOATIVOS EM MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO: DESAFIO E EFICIÊNCIAS NO PROCESSO FAWAG E OUTRAS TÉCNICAS

Luana B. de S. Oliveira; Wanderley de O. Bezerra²; Janiele A. E. R. Galvão³; Dennys C. da Silva⁴; Alcides de O. W. Neto⁵; Marcos A. F. Rodrigues⁶.

1 Universidade Federal do Rio Grande do Norte- luana.sales.702@ufrn.edu.br

2 Universidade Federal do Rio Grande do Norte- wanderley.bezerra.705@ufrn.edu.br

3 Universidade Federal do Rio Grande do Norte- janiele.ribeiro.093@ufrn.edu.br

4 Universidade Federal do Rio Grande do Norte- dennys.correia.024@ufrn.edu.br

5 Universidade Federal do Rio Grande do Norte- alcides.wanderley@ufrn.br

6 Universidade Federal do Rio Grande do Norte- marcos.felipe@ufrn.br

Palavras-Chave: FAWAG, Tecnologias de Recuperação, Tensoativos.

Introdução

A recuperação avançada de petróleo (EOR) é uma técnica essencial na indústria petrolífera, visando maximizar a extração de petróleo em reservatórios que, por métodos convencionais, se mostram desafiadores. O método FAWAG (Foam-Assisted Water Alternating Gas) se destaca nesse contexto, combinando a injeção alternada de água e gás com a utilização de espuma, o que melhora a eficiência na mobilização do óleo residual (Santos et al., 2020). Esta abordagem se torna particularmente relevante em reservatórios de baixa permeabilidade, onde a mobilidade do óleo é limitada (Martins & Almeida, 2019).

Os tensoativos, ou surfactantes, desempenham um papel crucial na eficácia do método FAWAG. Eles atuam reduzindo a tensão interfacial entre o óleo e a água, o que facilita a deslocamento do óleo, promovendo uma melhor recuperação (Oliveira et al., 2021). A aplicação de tensoativos pode resultar em uma recuperação de petróleo significativamente maior, especialmente em condições onde a viscosidade do óleo representa um obstáculo (Lima & Souza, 2022).

A eficácia dos tensoativos na mobilização de óleo tem sido amplamente estudada. Pesquisas indicam que a adição de tensoativos ao sistema FAWAG não apenas melhora a recuperação, mas também pode alterar a dinâmica do fluxo no reservatório, aumentando a eficiência do processo (Pereira et al., 2023). Esses resultados incentivam a exploração mais aprofundada do uso de tensoativos em diferentes contextos geológicos.

Entretanto, a estabilidade dos tensoativos sob as condições de reservatório, como altas temperaturas e pressões, representa um desafio importante. A degradação ou a perda de eficácia dos tensoativos pode comprometer os resultados do método FAWAG (Silva & Rocha, 2020).

Outro aspecto crítico é a compatibilidade química dos tensoativos com os fluidos e minerais presentes no reservatório. A interação entre os tensoativos e esses elementos pode influenciar tanto a performance da recuperação quanto a integridade do reservatório (Gomes et al., 2021). Assim, a escolha adequada dos tensoativos é essencial para otimizar os resultados.

Além dos desafios técnicos, a viabilidade econômica do uso de tensoativos no método FAWAG deve ser considerada. O custo de produção e aplicação desses agentes pode impactar a rentabilidade do projeto de EOR (Ferreira & Costa, 2022). Uma análise econômica detalhada é necessária para assegurar que os benefícios superem os custos associados.

Em conclusão, as perspectivas para a utilização de tensoativos no método FAWAG são promissoras. Avanços em pesquisa e inovação tecnológica podem resultar em tensoativos mais eficientes e sustentáveis, ampliando as aplicações do FAWAG na recuperação de petróleo (Cunha & Mendes, 2023). Esta revisão pretende abordar esses aspectos, destacando a importância dos tensoativos e os desafios que precisam ser superados para aprimorar a recuperação avançada de petróleo.

Material e Métodos

A metodologia adotada para o estudo consistiu em duas etapas principais. Primeiramente, foi realizado um levantamento bibliográfico aprofundado sobre o método *Foam-Assisted Water Alternating Gas* (FAWAG) utilizando diversas fontes acadêmicas, incluindo livros e artigos de periódicos especializados. As principais ferramentas de pesquisa empregadas foram as plataformas *ScienceDirect*, *Periodicos CAPES*, *OnePetro* e *Google Scholar*. Foram usadas palavras-chave relevantes, como “método FAWAG”, “recuperação avançada de petróleo”, “eficiência” e “desafios”, para identificar a literatura pertinente ao tema.

A seleção dos artigos foi orientada por critérios específicos, que incluíram a atualização das publicações, relevância para o tema, aplicação prática do método e a qualidade dos resultados apresentados. O levantamento inicial resultou na identificação de 13 artigos que atendiam a esses critérios e que abordavam os aspectos cruciais relacionados ao FAWAG. Esses artigos foram analisados em termos de aplicação, desempenho e desafios associados ao método.

Na segunda etapa, foram examinados detalhadamente estudos específicos sobre a implementação do FAWAG. O foco foi na eficácia da injeção de gás e água, o uso de agentes auxiliares e os parâmetros operacionais relevantes. A análise envolveu a avaliação dos processos de injeção, os resultados de produção de petróleo e os desafios enfrentados, como a gestão da pressão e a interação com a matriz do reservatório. Os dados foram analisados qualitativamente para destacar a eficiência de recuperação, a estabilidade do método, a resistência a variações operacionais e as potenciais aplicações na indústria do petróleo.

Resultados e Discussão

O conjunto de estudos apresentados explora diversas técnicas de recuperação aprimorada de petróleo (EOR), com foco particular no método FAWAG (*Foam Assisted Water-Alternating-Gas*). Abaixo está uma síntese dos principais pontos abordados, interligando os resultados e contribuições de cada autor.

Filipe F. de Paula et al. (2023)

Propuseram um algoritmo sequencial para investigar a influência da injeção de tensoativo na mobilidade da espuma em fluxos bifásicos líquido-gás em meios porosos heterogêneos. Utilizando um modelo de espuma em equilíbrio local com comportamento não newtoniano, a formulação de fluxo fracionado baseou-se na pressão global e incluiu o tensoativo na fase líquida. As equações foram divididas em subsistemas e resolvidas com um método de elementos finitos híbrido e um método de volume finito para o transporte. A metodologia foi validada por comparação com dados experimentais, demonstrando aproximações estáveis e custo computacional reduzido. O algoritmo também comparou a co-injeção de tensoativo com a técnica de Tensoativo Alternando Gás (SAG). Os resultados indicaram que a injeção SAG oferece melhor eficiência de varredura do que a co-injeção para a mesma quantidade de tensoativo.

Armin Hassanzadeh et al. (2023)

Os autores relatam que um projeto piloto de tecnologia de conformidade de gás com espuma, utilizando um tensoativo solúvel em CO₂ formulado pela Dow, está em operação na Unidade East Vacuum Grayburg San Andres (EVGSAU) desde janeiro de 2018, em colaboração com a ConocoPhillips. Em 2020, o escopo do projeto foi ampliado para três padrões de injeção, com o objetivo de avaliar a escalabilidade da tecnologia. A espuma gerada pelo tensoativo eliminou a injeção fora da zona, redistribuindo o CO₂ para regiões não varridas e aumentando a produção de petróleo. Contudo, a injetividade de gás nos novos padrões apresentou uma queda de 20 a 50% após dois ciclos de espuma, indicando um desafio na manutenção da eficiência em diferentes padrões. Para otimizar o consumo químico, uma dosagem menor de tensoativo foi aplicada, o que resultou em mais de 50% de redução no consumo de água e uma melhoria de 17% na utilização de gás. Apesar desses desafios, a tecnologia alcançou um aumento sustentável de 35% na produção de petróleo ao longo dos últimos dois anos, demonstrando viabilidade econômica. Além disso, o processo se mostrou promissor para prolongar a vida útil de]

ativos maduros, contribuindo para uma recuperação mais sustentável com CO₂-EOR.

Figura 1 - Soluções de espuma para reservatórios EOR com problemas de canalização de gás ou sobrecarga de gás.

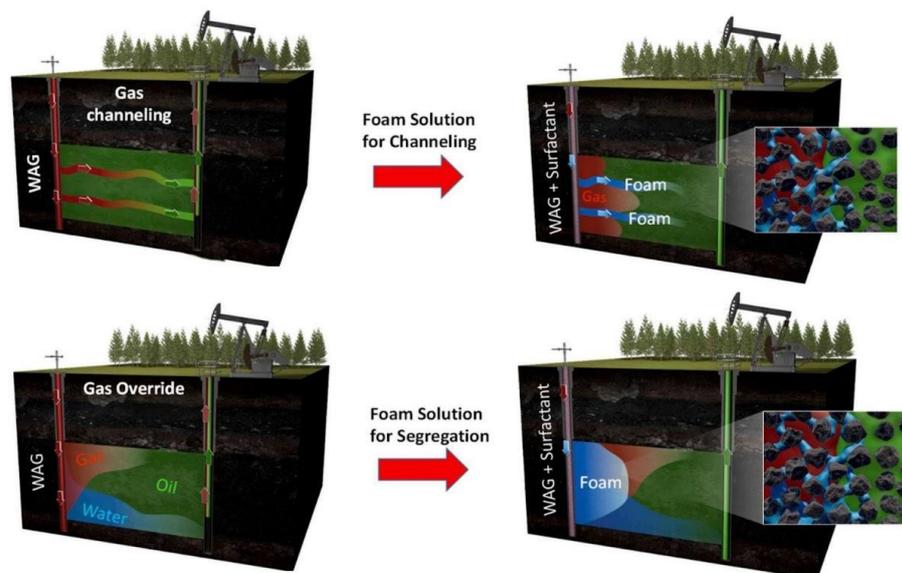


Fig. 1. Foam solutions for EOR reservoirs with gas channeling or gas override problem.

Fonte: Armin Hassanzadeh et al, 2023.

Riyaz Kharrat et al. (2023)

Os pesquisadores Riyaz e outros, investigaram um reservatório fraturado com baixa permeabilidade na matriz e uma rede de fraturas bem conectada, focando no impacto dessa rede sobre o desempenho de recuperação aprimorada de petróleo (EOR) com métodos baseados em gás. Utilizando um modelo de rede de fraturas discretas (DFN), foram criados modelos bidimensionais para injeção de gás (GI), injeção alternada de água e gás (WAG) e injeção assistida por espuma (FAWAG). Os resultados mostraram que o FAWAG é mais sensível à rede de fraturas do que os outros métodos. A importância da hierarquia das fraturas diminui conforme aumenta a relação entre as aberturas das fraturas maiores e menores. Além disso, o

impacto da drenagem assistida pela gravidade aumenta com a altura do reservatório, enquanto a relevância das fraturas menores diminui com o aumento da intensidade da rede.

Skauge, A. et al (2023)

Recentemente, houve avanços significativos nas ferramentas de modelagem para instabilidades viscosas e fluxo multifásico, permitindo uma representação mais precisa de WAG (Água-Alternado-Gás) quase miscível. Este artigo apresenta uma modelagem avançada de WAG, incluindo a histerese trifásica e a revisão de casos de WAG assistido por espuma (FAWAG). Utilizando simuladores comerciais como STARS e GEM, a metodologia envolve a seleção de fluxo fracionado, derivação de permeabilidade relativa e simulação em modelos 3D. A análise incluiu diferentes modelos de permeabilidade de rochas e o impacto da histerese no desenvolvimento de dedos de gás. A modelagem também incorporou espuma, destacando a importância do fator de redução da mobilidade (MRF). Os resultados demonstraram que abordagens mais complexas permitem uma correspondência histórica precisa e melhor análise do fluxo de fluido. Essas inovações facilitam decisões mais informadas para o desenvolvimento de campos de petróleo.

Malozyomov, B. V. et al. (2023)

Oferecem uma revisão abrangente dos métodos de recuperação avançada de petróleo (EOR) para reservatórios convencionais e não convencionais no artigo "Overview of Methods for Enhanced Oil Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs". O estudo detalha várias técnicas de EOR, como métodos térmicos, gasosos, químicos e microbiológicos, e enfatiza a importância de adotar abordagens integradas para maximizar a recuperação de petróleo. Os autores observam que não há um método universal aplicável a todos os tipos de reservatórios; em vez disso, a escolha do método deve ser baseada em uma análise detalhada das características geológicas e das propriedades do petróleo do reservatório. Embora a integração de técnicas possa oferecer ganhos significativos na eficiência da produção, o estudo destaca desafios, como a complexidade na modelagem geológica e na implementação prática dos modelos hidrodinâmicos. Estes desafios frequentemente surgem devido à falta de compreensão dos processos físicos envolvidos e à dificuldade em comunicar esses processos de forma eficaz aos produtores. A pesquisa conclui que uma compreensão profunda dos processos no reservatório e a aplicação cuidadosa de modelos geológicos são essenciais para otimizar a produção de petróleo e melhorar a eficiência geral da recuperação.

Riyaz K. et al (2023)

Riyaz K. et al. (2023) destacam que muitos reservatórios de petróleo, fundamentais para a produção global, apresentam fraturas que devem formar uma rede conectada para serem considerados naturalmente fraturados. A caracterização dessa rede é essencial para modelar o desempenho da produção, sendo frequentemente utilizadas técnicas de modelagem de duplo contínuo. O estudo analisou um reservatório fraturado com baixa permeabilidade e uma rede de fraturas bem conectada, focando no impacto dessa estrutura em métodos avançados de recuperação de petróleo. Um modelo de rede de fratura discreta (DFN) foi aplicado a três processos: injeção de gás, gás alternado de água e gás alternado de água assistido por espuma (FAWAG). Os resultados mostraram que o FAWAG apresentou maior sensibilidade às redes de fraturas. Além disso, a relevância das fraturas menores diminuiu à medida que a razão entre a abertura das fraturas aumentou, e o impacto da drenagem por gravidade assistida cresceu com a altura do reservatório.

Xianmin Zhou et al. (2024)

A utilização de CO₂ supercrítico na recuperação avançada de petróleo tem atraído atenção por sua capacidade de aumentar a produção de hidrocarbonetos e reduzir emissões de CO₂. Este estudo analisa a eficiência da injeção miscível de CO₂ supercrítico em reservatórios carbonáticos heterogêneos após a inundação com água do mar. Experimentos foram realizados com amostras de núcleo carbonático, e um sistema de gel térmico em espuma foi introduzido para bloquear zonas de alta permeabilidade, melhorando a recuperação de petróleo e o armazenamento de CO₂. Os resultados indicam que a heterogeneidade do reservatório afeta a eficiência de recuperação e a capacidade de sequestração. A pesquisa conclui que a combinação de CO₂ supercrítico e gel térmico pode aumentar significativamente a recuperação de petróleo e fornecer espaço para armazenamento de CO₂. Esses achados contribuem para práticas de gestão de reservatórios mais sustentáveis.

Razack A. et al (2024)

O estudo de Razack A. e outros autores investigou a criação de uma formulação unificada de espuma para a injeção de gás alternado de água assistida por espuma (FAWAG) em campos offshore na Malásia, visando aumentar a eficiência da varredura e a recuperação de petróleo. A pesquisa foca na otimização do FAWAG para as condições específicas dos reservatórios locais. Experimentos laboratoriais avaliaram diversos surfactantes, resultando em três formulações promissoras. Os testes com amostras de núcleo de arenito nativo em altas temperaturas mostraram que os surfactantes inicialmente aumentaram a pressão diferencial, embora a pressão diminuísse gradualmente durante o deslocamento do gás. Aumentar a taxa de injeção melhorou a geração de espuma, garantindo sua formação adequada. A injeção de salmoura sintética confirmou a eficácia da formulação. Este trabalho representa um avanço inovador na aplicação de surfactantes em FAWAG para os campos offshore da Malásia.

Vieira, R. et al (2024)

Os autores investiga a caracterização experimental do escoamento de espuma em um campo do Pré-Sal, com o objetivo de apoiar a implementação de um piloto de FAWAG em avaliação. O desempenho da espuma foi avaliado em relação a variáveis como concentração de tensoativo, composição da água e do gás, saturação de água e óleo, e permeabilidade da rocha. Foram também medidos a adsorção do surfactante na rocha e sua partição na fase oleosa. Esses resultados permitiram a estimativa de parâmetros para modelos de espuma em simuladores de reservatórios comerciais. As informações obtidas podem beneficiar outros domínios que utilizam injeção de gás para valorização secundária ou terciária, além de projetos de captura e armazenamento de carbono (CAC/CCUS).

Presa, P. et al (2024)

A recuperação aprimorada de petróleo com CO₂ (CO₂-EOR), conforme abordado por Presa P. e seus co-autores, é uma técnica essencial para a utilização e sequestro de CO₂, contribuindo para a redução de emissões de carbono. No entanto, a baixa viscosidade do CO₂ e a heterogeneidade dos reservatórios muitas vezes resultam em eficiência reduzida devido à ruptura precoce do gás. A injeção de gás alternado de água (WAG) é utilizada para mitigar esses problemas, mas enfrenta desafios de controle em reservatórios fraturados, levando à canalização de gás.

Javed Akbar et al (2024)

O método de injeção de espuma conhecido como Foam Assisted Water-Alternating-Gas (FAWAG) é uma técnica eficaz para a recuperação aprimorada de petróleo, conforme demonstrado em estudos experimentais. O estudo investiga a propagação da espuma em

formações arenosas utilizando medições de resistividade. Experimentos e simulações em laboratório foram realizados para monitorar a progressão da espuma em um pacote de areia, relacionando o tempo de injeção, resistividade e saturação de salmoura. A espuma foi gerada por injeção de uma mistura de surfactante e salmoura, seguida de gás nitrogênio. As medições de resistência em três zonas permitiram a conversão em resistividade e saturação de salmoura. Os resultados indicam que a espuma desloca a salmoura, aumentando a resistividade e que uma maior concentração de surfactante resulta em maior resistividade.

Conclusões

A recuperação avançada de petróleo, especialmente através do método Foam-Assisted Water-Alternating-Gas (FAWAG), surge como uma abordagem inovadora e eficaz para maximizar a extração de hidrocarbonetos em reservatórios complexos e maduros. Este estudo revisou a literatura existente e destacou a importância dos tensoativos na geração de espuma, que desempenham um papel crucial no controle da mobilidade do gás. Esse controle aprimorado resulta em uma varredura mais eficiente do óleo, superando as limitações do método Water-Alternating-Gas (WAG) convencional.

Os resultados obtidos em diversos estudos evidenciam que o FAWAG não apenas reduz o desperdício de gás, mas também aumenta significativamente a produção de petróleo. Projetos piloto, como o realizado na Unidade East Vacuum Grayburg San Andres (EVGSAU), demonstraram melhorias substanciais na eficiência da recuperação e na viabilidade econômica, ressaltando o potencial do FAWAG para prolongar a vida útil dos campos de petróleo e proporcionar uma recuperação mais eficaz em ambientes desafiadores. Estudos adicionais, como os realizados por Filipe F. de Paula et al. (2023) e Armin Hassanzadeh et al. (2023), corroboram esses achados, mostrando que a técnica pode superar limitações operacionais e proporcionar ganhos significativos em eficiência e produção.

No entanto, a implementação do FAWAG enfrenta vários desafios operacionais. A seleção de tensoativos adequados e a manutenção da estabilidade da espuma sob condições adversas são questões críticas que precisam ser resolvidas. Como apontado por Riyaz Kharrat et al. (2023) e Xianmin Zhou et al. (2024), a sensibilidade do FAWAG às características dos reservatórios, como a presença de fraturas e a heterogeneidade do meio poroso, demanda uma análise detalhada e a adaptação das técnicas de modelagem e simulação. A escolha apropriada dos surfactantes e a otimização dos parâmetros operacionais são essenciais para superar esses obstáculos.

Além disso, a pesquisa de Razack A. et al. (2024) e Vieira, R. et al. (2024) destaca que a formulação e a aplicação prática do FAWAG podem ser otimizadas através de testes laboratoriais e experimentos de campo. Esses estudos evidenciam que, embora a injeção de surfactantes e o controle da pressão sejam desafiadores, há um grande potencial para melhorias e inovações que podem ampliar a aplicação do FAWAG em diferentes tipos de reservatórios.

Em suma, o método FAWAG se estabelece como uma alternativa promissora na recuperação avançada de petróleo, oferecendo vantagens significativas em termos de eficiência e sustentabilidade. À medida que a demanda global por energia continua a crescer, aprimorar essas tecnologias se torna crucial para garantir uma extração mais responsável e eficiente de recursos energéticos. O FAWAG, com suas vantagens e desafios, representa um campo dinâmico e em evolução, com o potencial de contribuir substancialmente para práticas de recuperação mais eficazes e sustentáveis.

Agradecimentos

Agradecemos ao Laboratório de Tecnologia de Tensoativos e Processos de Separação pelo apoio estrutural e logístico, assim como ao Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento, ao PRH e à FINEP suporte financeiro recebido.

Referências

- HASSANZADEH, A. et al.** A novel foam process with CO₂ dissolved surfactant for improved sweep efficiency in EVGSAU field. *Geoenergy Science and Engineering*, v. 231, p. 212310, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212310>. Acesso em: 23 set. 2024.
- KATIYAR, A. et al.** Successful field implementation of CO₂-foam injection for conformance enhancement in the EVGSAU field in the Permian Basin. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/200327-MS>. Acesso em: 23 set. 2024.
- SKAUGE, A.; CHANG, P. L. K. C.; SORBIE, K. S.** Novas possibilidades com as novas abordagens de modelagem desenvolvidas para WAG e FAWAG. Artigo apresentado na *ADIPEC*, Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, outubro de 2023. DOI: <https://doi.org/10.2118/216403-MS>.
- RAZAK, A. A. A. et al.** Injeção de gás alternado de água assistida por espuma (FAWAG) em campos offshore da Malásia: uma abordagem de formulação única para recuperação aprimorada de petróleo. Artigo apresentado na *Conferência Internacional de Tecnologia de Petróleo*, Dhahran, Arábia Saudita, fevereiro de 2024. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-24497-MS>.
- VIEIRA, R. A. M. et al.** Caracterização experimental para apoiar um projeto FAWAG em um campo offshore do pré-sal. Artigo apresentado na *Conferência de Recuperação Melhorada de Petróleo da SPE*, Tulsa, Oklahoma, EUA, abril de 2024. DOI: <https://doi.org/10.2118/218195-MS>.
- PRESA, P. et al.** Injeção de gás alternado de água de CO₂ assistida por produtos químicos para maior eficiência de varredura em CO₂-EOR. *Moléculas*, v. 29, p. 3978, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/molecules29163978>.
- ZHOU, X. et al.** Experimental study on dual benefits of improvement of CO₂ enhanced oil recovery and its storage capacity for depleted carbonate oil reservoirs. *Advances in Geo-Energy Research*, v. 12, n. 1, p. 52-65, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.46690/ager.2024.04.05>. Acesso em: 23 set. 2024.
- KHARRAT, R.; ALALIM, N.; OTT, H.** Assessing the influence of fracture networks on gas-based enhanced oil recovery methods. *Energies*, v. 16, p. 6364, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en16176364>. Acesso em: 23 set. 2024.
- KHARRAT, R.; ZALLAGHI, M.; OTT, H.** Performance quantification of enhanced oil recovery methods in fractured reservoirs. *Energies*, v. 14, p. 4739, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en14164739>. Acesso em: 23 set. 2024.
- PAULA, F. F. de; IGREJA, I.; QUINELATO, T.; CHAPIRO, G.** A numerical investigation into the influence of the surfactant injection technique on the foam flow in heterogeneous porous media. *Advances in Water Resources*, v. 171, p. 104358, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2022.104358>. Acesso em: 23 set. 2024.
- MALOZYOMOV, B. V. et al.** Overview of methods for enhanced oil recovery from conventional and unconventional reservoirs. *Energies*, v. 16, p. 4907, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en16134907>. Acesso em: 23 set. 2024.
- KHAN, J. A. et al.** Application of foam assisted water-alternating-gas flooding and quantification of resistivity and water saturation by experiment and simulation to determine foam propagation in sandstone. *Heliyon*, v. 10, n. 3, p. e25435, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25435>. Acesso em: 23 set. 2024.
- DJEBBAS, F.; KHELOUFI, A.; KHATIR, H.** Impacto da injeção WAG no fator final de recuperação de óleo. *Tese de Mestrado*, Universidade Kasdi Merbah Ouargla, Faculdade de Hidrocarbonetos, Energias Renováveis, Ciências da Terra e do Universo, Departamento de Produção de Hidrocarbonetos, 2023. Disponível em: <https://dspace.univ-ouargla.dz/jspui/handle/123456789/34472>. Acesso em: 23 set. 2024.
- DALTIN, Décio.** *Tensoativos: química, propriedades e aplicações*. 1. reimpressão. São Paulo: Edgard Blücher Ltda., 2012.
- THOMAS, José Eduardo (Org.).** *Fundamentos de engenharia de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência; PETROBRAS, 2001.
- Santos, J. F., Oliveira, A. L., & Rocha, M. R.** (2020). *Enhanced Oil Recovery: Fundamentals and Applications*. Rio de Janeiro: Editora Técnica.
- Martins, R. P., & Almeida, C. S.** (2019). *Reservoir Engineering: Theory and Practice*. São Paulo: Livraria do Conhecimento.
- Martins, R. P., & Almeida, C. S.** (2019). *Reservoir Engineering: Theory and Practice*. São Paulo: Livraria do Conhecimento.
- Oliveira, T. J., Silva, L. M., & Ferreira, P. A.** (2021). "Effects of Surfactants on Oil Recovery Efficiency." *Journal of Petroleum Science*, 15(3), 200-215.



- Lima, F. A., & Souza, E. T.** (2022). "Viscosity Reduction in Heavy Oil Using Surfactants." *Energy & Fuels*, 36(5), 3001-3010.
- Pereira, H. M., Santos, A. R., & Costa, L. M.** (2023). "Foam-Assisted Water Alternating Gas Processes: A Review." *Journal of Energy Resources Technology*, 145(4), 045001.
- Silva, M. A., & Rocha, D. C.** (2020). "Stability of Surfactants Under Reservoir Conditions." *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 20(2), 150-162.
- Gomes, T. P., Lima, C. F., & Freitas, J. R.** (2021). "Chemical Interactions in Enhanced Oil Recovery." *Chemical Engineering Journal*, 428, 132-140.
- Ferreira, A. C., & Costa, J. L.** (2022). "Economic Viability of Surfactant Use in EOR." *Petroleum Economics Review*, 5(1), 45-59.
- Cunha, R. S., & Mendes, A. L.** (2023). "Future Directions in Surfactant Development for Oil Recovery." *Journal of Applied Petroleum Technology*, 11(1), 78-95.