



V CONEPETRO
V Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

REVISÃO SOBRE A APLICAÇÃO DE MICROEMULSÕES BASEADAS EM ÓLEOS VEGETAIS E ESTABILIZADAS COM NANOPARTÍCULAS PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Verena Filgueiras Borges dos Santos^{1,2}, Adriana Vieira dos Santos^{2,3,4}, Pamela Dias Rodrigues⁵, Flávia Cristina Cerqueira dos Santos², George Simonelli^{1,2}, Luiz Carlos Lobato dos Santos^{1,2,4}

¹Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química (PPEQ) - Salvador/BA

²Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica, Grupo de Pesquisa em Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis (PGBio)

³Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia - campus de Lauro de Freitas/BA

⁴Universidade Federal da Bahia, Instituto de Geociências, Programa de Pós-Graduação em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente (POSPETRO) - Salvador/BA

⁵Universidade Federal da Bahia, Programa de Pós-Graduação em Propriedade Intelectual e Transferência de Tecnologia para a Inovação (PROFNIT) - Salvador/BA
verena.filgueiras@ufba.br

Resumo: O petróleo possui uma importância fundamental tanto na economia global quanto no panorama do setor de energia. No entanto, muitos poços de petróleo estão em estágios avançados de exploração, levando a um declínio na produção. Alguns campos antigos esgotaram naturalmente sua capacidade de produção, enquanto outros não podem mais extrair petróleo suficiente através da recuperação secundária. Nesse cenário, os métodos de recuperação avançada passam a ser considerados. Entre esses métodos, a utilização de microemulsões têm recebido uma atenção significativa nos últimos anos. O papel fundamental das microemulsões na melhoria da recuperação de petróleo é diminuir a tensão interfacial entre o óleo e a água e modificar a molhabilidade da rocha, com o propósito de extrair uma maior quantidade de óleo residual do reservatório. No entanto, a estabilidade das microemulsões é um desafio, especialmente em condições extremas de temperatura e salinidade. Recentemente, as nanopartículas emergiram como estabilizadores promissores para microemulsões, oferecendo vantagens como resistência às condições adversas, controle aprimorado da mobilidade e redução do consumo de tensoativo. Isso faz das microemulsões estabilizadas por nanopartículas uma opção atraente na melhoria da recuperação de petróleo, sendo parte integrante da evolução da nanotecnologia em várias aplicações tecnológicas. Este artigo revisa o uso desta tecnologia como uma abordagem promissora para otimizar a eficiência da recuperação de petróleo.

Palavras-chave: microemulsão, nanopartículas, recuperação avançada de petróleo, EOR.

1. INTRODUÇÃO

Os campos de petróleo em operação estão amadurecendo dia a dia devido à produção contínua e a busca por novas reservas tem se tornado uma tarefa cada vez mais desafiadora (Ahmed; Elraies, 2018). Devido à crescente demanda global de energia e esgotamento das reservas, as técnicas de recuperação avançada de óleo adquiriram grande importância (Hon *et al.*, 2022).

A etapa terciária de recuperação avançada de petróleo (EOR, em inglês, *Enhanced Oil Recovery*) é a estratégia mais promissora atualmente, a implementação de métodos físicos e químicos contribui para o aumento da capacidade de fluxo do petróleo bruto e a recuperação de óleo (Zhu *et al.*, 2022). O EOR tem a capacidade de liberar o óleo que continua retido ou residual após as fases de recuperação primária e secundária, graças à influência da força capilar (Ahmadi;



Shadizadeh, 2015; Sagala *et al.*, 2019). Os principais métodos incluem recuperação térmica, química, miscível, polimérica e microbiana (Zhu *et al.*, 2022, Pei *et al.*, 2015). Entre esses métodos, as microemulsões, baseadas em tensoativos, têm recebido uma atenção significativa nos últimos anos, sendo considerada uma escolha sábia na literatura (Mariyate; Bera, 2022).

Microemulsões (MEs) são dispersões isotrópicas, termodinamicamente estáveis e translúcidas ou transparentes, formuladas a partir de quatro componentes: substância polar (fase aquosa), substância apolar (fase oleosa), tensoativo e frequentemente um cotensoativo (Mariyate; Bera, 2022; Fanun, 2012). O papel fundamental das microemulsões na melhoria da recuperação de petróleo é diminuir a tensão superficial entre o óleo e a água, modificar a molhabilidade da rocha e reduzir o ângulo de contato, com o propósito de extrair uma maior quantidade de óleo residual do reservatório (Hama *et al.*, 2023).

Recentemente, as nanopartículas (NPs) emergiram como estabilizadores promissores para MEs, oferecendo vantagens como resistência a condições adversas, incluindo alta tolerância à temperatura e salinidade em reservatórios, controle aprimorado da mobilidade e redução do consumo de tensoativo (Hou; Sheng, 2023; Qin *et al.*, 2020; Mariyate; Bera, 2022; Garmroudi *et al.*, 2022; Yakasai *et al.*, 2022). Isso faz das NPs uma opção atraente na melhoria da recuperação de petróleo (Yakasai *et al.*, 2022).

Este estudo tem como objetivos revisar e analisar as formulações de microemulsões estabilizadas por nanopartículas aplicadas na recuperação avançada de petróleo. Para tanto, foram compiladas informações acerca de trabalhos experimentais da área.

2. METODOLOGIA

Uma revisão de literatura abrangente foi realizada para embasar este estudo. A coleta de dados incluiu trabalhos científicos indexados em bases de dados relevantes, como SciELO, ScienceDirect e Google Acadêmico, além de repositórios de teses e dissertações de instituições de ensino superior. Livros, revistas e monografias especializadas no tema também foram consultados. A fim de obter o maior número de trabalhos relevantes, não foi aplicado filtro de ano na pesquisa. No entanto, priorizou-se a inclusão de trabalhos publicados nos últimos cinco anos, a fim de garantir a atualização das informações coletadas.

A busca por trabalhos científicos foi realizada utilizando as palavras-chave "microemulsion", "nanoparticles", "EOR" e "Enhanced Oil Recovery" combinadas com operadores booleanos "AND" e "OR", perfazendo a *string* de busca: microemulsion AND nanoparticles AND (Enhanced Oil Recovery OR eor). Essa estratégia garantiu a localização de registros que contenham os quatro termos simultaneamente.

Este trabalho reúne informações sobre o conceito e aplicabilidade das microemulsões estabilizadas com nanopartículas, demonstrando o seu potencial para uma melhor recuperação de petróleo e vantagens em termos de estabilidade e desempenho.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Tipicamente, a recuperação de petróleo é realizada em três fases diferentes chamadas de técnicas de recuperação primária, secundária e avançada, como mostra a Figura 1.

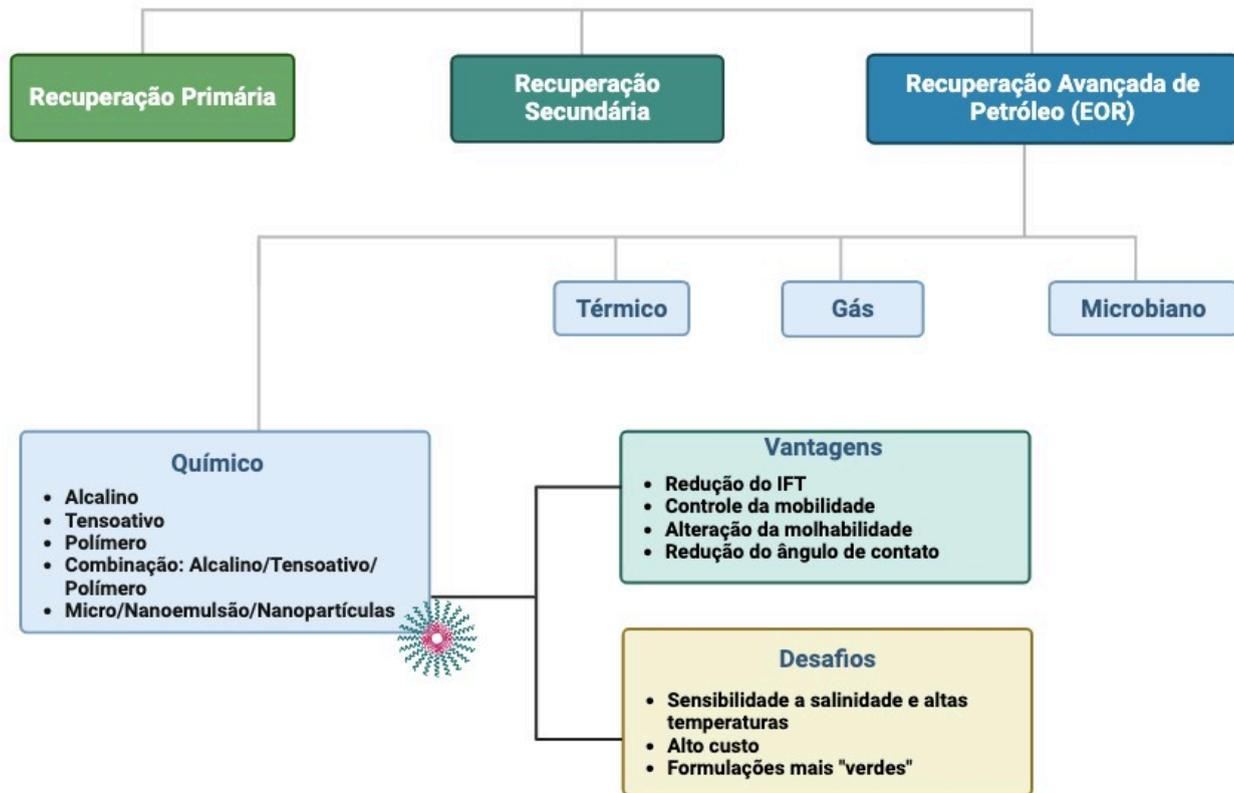


Figura 1: Técnicas de recuperação de petróleo e seus métodos.
Fonte: Elaborado pelos autores.

Embora a EOR represente uma abordagem alternativa para suplementar a recuperação do óleo, existem algumas desvantagens recorrentes em sua aplicação. Isso inclui a degradação de produtos químicos, como polímeros e tensoativos, em condições de reservatório, a necessidade de volumes significativos desses produtos químicos e os custos envolvidos (Nourafkan *et al.*, 2019). O uso de microemulsão têm se destacado como um método EOR alternativo pois reduz a tensão interfacial (IFT) entre o fluido EOR e o óleo do reservatório, o que viabiliza uma mobilização e deslocamento de petróleo mais eficaz, aumentando o fator de recuperação do petróleo (Ahmed; Elraies, 2018).

Pesquisas recentes demonstraram que nanopartículas podem desempenhar um papel crucial como agentes estabilizantes para microemulsões em condições desafiadoras, como altas temperaturas e níveis elevados de salinidade na salmoura (Kaushik *et al.*, 2024; Paryoto *et al.*, 2023). Microemulsões estabilizadas por nanopartículas ou nanoemulsões, são sistemas coloidais únicos nos quais as nanopartículas são empregadas como estabilizadores de emulsão (Mariyate; Bera, 2021). As nanopartículas têm tamanho entre 1 e 100 nm, que tendem a adsorver nas interfaces óleo/água para formar emulsões (Qin *et al.*, 2020).

A incorporação de nanopartículas nas MEs formuladas com tensoativo vegetal tem o potencial de aprimorar propriedades interfaciais, podendo reduzir a tensão interfacial, alterar a molhabilidade da rocha de molhável à óleo para molhável à água aprimorando a adesão da emulsão às rochas do reservatório. Além disso, as nanopartículas podem ser utilizadas para controlar a mobilidade de fluidos injetados no reservatório e sua conformidade, bem como atuar como catalisadores ou reagentes em reações químicas *in situ* que alterem as condições do reservatório, promovendo por exemplo, a redução de viscosidade ou a mobilização assistida por tensoativo.



Adicionalmente, as nanopartículas podem aumentar a resistência à salinidade e temperatura da microemulsão (Santos, *et al.*, 2023).

Os trabalhos publicados relacionados à aplicação de microemulsões estabilizadas por nanopartículas (MENPs) em EOR ainda são escassos. Kaushik *et al.*, (2024) formularam nanoemulsões estabilizadas com sulfonato de alfa-olefina (AOS) e assistidas por nanopartículas de alumina (Al_2O_3), observando dispersão de gotículas de óleo em nanoescala, estabilidade cinética aumentada e redução significativa na tensão interfacial (IFT). Estudos de inundação em núcleos demonstraram que a injeção dessas nanoemulsões aumentou a recuperação de petróleo em até 23,97%, em comparação com a inundação de água convencional, indicando seu potencial promissor na recuperação aprimorada de petróleo.

Em um estudo conduzido por Qin *et al.*, (2020), foi realizado um experimento para investigar como as MENPs afetam os processos de deslocamento de fluidos em uma escala de poros em rochas areníticas heterogêneas. Um método inovador foi utilizado para sintetizar óxido de silício nas microemulsões. Os resultados indicaram que, em comparação com a utilização apenas da microemulsão (ME), as nanopartículas nas MENPs interagiram de maneira sinérgica com as moléculas de tensoativo na interface óleo/salmoura, resultando na formação de emulsões mais estáveis. Isso resultou em uma diminuição significativa da tensão interfacial de 21 mN/m para 0,60 mN/m, levando à formação de gotículas menores e mais facilmente mobilizáveis. Além disso, as MENPs quase dobraram a quantidade de óleo recuperado (76% em peso) em comparação com o método de inundação com água (42% em peso).

Pal e Mandal (2020) propuseram o uso de nanoemulsões de *Pickering* estabilizadas com tensoativo/polímero/nanopartículas. A nanoemulsão de tensoativo-polímero-nanopartículas (SPN) exibiu melhor deslocamento de petróleo em comparação com nanoemulsões estabilizadas com tensoativo e estabilizadas com polímero tensoativo (SP). A presença de sílica (SiO_2) melhorou a eficiência de adsorção de nanoemulsões SPN por encapsulamento eficaz de gotículas de petróleo dispersas, resultando em melhor comportamento interfacial em comparação com nanoemulsões SP. Nanoemulsões estabilizadas com tensoativo contendo 0,10% do tensoativo brometo de N, N'-bis(dimetiltetradecil)-1,6-hexanodiamônio (14-6-14GS) apresentaram um valor de tensão interfacial de 1,15 mN/m na presença da fase heptano. Os valores de tensão interfacial são maiores para os sistemas de nanoemulsão SP 0,10% 14-6-14 GS + 0,05% PHPA (4,72 mN/m) e sistema de nanoemulsão SPN 0,10% 14-6-14 GS + 0,05% PHPA + 0,025% SiO_2 (3,26 mN/m).

Nourafkan *et al.*, (2019) realizaram um estudo no qual sintetizaram nanopartículas magnéticas de óxido de ferro e dióxido de titânio dentro de microemulsões de óleo em água (O/W), que se mostraram estáveis em condições hostis de alta temperatura e salinidade. Os resultados indicaram uma melhoria na característica de pseudoplasticidade das microemulsões. Testes de inundação confirmaram que a eficiência de recuperação de óleo foi aprimorada após a incorporação das nanopartículas nas microemulsões. A injeção de microemulsão contendo nanopartículas de óxido de ferro resultou em um deslocamento máximo de óleo de 76,9%.

Estudo realizado por Hu *et al.*, (2017) apresentou um novo método para incorporar nanopartículas de óxido de ferro em microemulsões de óleo em água, com o objetivo de melhorar a recuperação de óleo. Os resultados demonstraram que as nanopartículas permitiram a absorção mais duradoura do tensoativo, eliminando variações na tensão interfacial e aumentando a viscosidade da microemulsão. Com o aumento da concentração de nanopartículas de 0 a 6400 ppm, a eficiência de recuperação terciária de óleo aumentou de 10% para 28,5% em relação à fração original de óleo, e a recuperação total de óleo melhorou significativamente de 59,1% para 85,2%, demonstrando a eficácia desse método.

Embora existam numerosos estudos experimentais sobre nanopartículas para recuperação aprimorada de petróleo (EOR), a literatura científica apresenta uma lacuna significativa em relação ao uso de microemulsões estabilizadas por nanopartículas. Essa lacuna se torna ainda mais evidente



quando se consideram microemulsões com componentes de origem vegetal estabilizadas por nanopartículas, um campo de pesquisa ainda incipiente. A Tabela 1 resume os principais estudos experimentais encontrados na literatura, fornecendo uma visão geral das pesquisas na área. A tabela inclui informações relevantes sobre os tipos de tensoativos e nanopartículas utilizadas e os resultados obtidos em termos de recuperação de petróleo.

Tabela 1: Resumo dos tipos de tensoativos e nanopartículas utilizadas para recuperação avançada de petróleo.

Referência	Fase oleosa	Tensoativo	Nanopartícula	% FR máx encontrado*
Kaushik <i>et al.</i> , (2024)	n-decano	AOS (sulfonato de alfa-olefina)	Alumina (Al ₂ O ₃)	23,97
Qin <i>et al.</i> , (2020)	d-limoneno	Triton X-100 e n-dodecyl β-D-maltoside	Óxido de silício (SiO ₂)	76
Pal e Mandal (2020)	n-heptano	Gemini, brometo de N, N'-bis(dimetiltetradecil)-1,6-hexanodiamônio (14-6-14GS)+poliacril amida parcialmente hidrolisada (PHPA)	Óxido de silício (SiO ₂)	72,44
Nourafkan <i>et al.</i> , (2019)	n-hexano	O332, O342, J071, XOF 320, N23-7, Neodol 91-8 e Neodol 25-12	Óxido de Ferro (Fe ₃ O ₄) Dióxido de titânio (TiO ₂)	76,9
Hu <i>et al.</i> , (2017)	n-hexano	Span 80 e Dodecil sulfato de sódio (SDS)	Óxido de Ferro (Fe ₃ O ₄)	85,2

*Fator de Recuperação (%) máximo encontrado

É importante ressaltar que entre os estudos revisados, apenas o trabalho de Qin *et al.* (2020) emprega microemulsões com um componente derivado de planta, nomeadamente d-limoneno, um óleo essencial. A eficiência de recuperação de óleo observada para o nanofluido contendo d-limoneno como a fase oleosa é comparável à de outros métodos de recuperação listados na Tabela 1. Isto pode apontar a necessidade de pesquisas mais aprofundadas neste campo promissor.

A exploração de alternativas sustentáveis para EOR é crucial para o desenvolvimento de métodos de recuperação de petróleo mais responsáveis e compatíveis com as demandas do mercado e do meio ambiente. Os tensoativos e fase oleosa convencionais utilizados na indústria petrolífera são frequentemente tóxicos, não biodegradáveis e economicamente caros, o que vai contra as últimas regulamentações internacionais que recomendam o uso de produtos mais seguros e sustentáveis. Diante disso, existe um estímulo dos pesquisadores a explorar alternativas, como os tensoativos e fase oleosa naturais, que são derivados de fontes renováveis, biodegradáveis e geralmente considerados mais seguros e econômicos (Hama *et al.*, 2023).



4. CONCLUSÕES

Nos estudos encontrados observou-se que a incorporação de nanopartículas à microemulsão resultará na melhoria tanto da estabilidade da microemulsão quanto em seu desempenho como fluido EOR. A revisão enfatiza que as nanopartículas mais comumente empregadas são de natureza inorgânica, especialmente a sílica e as nanopartículas metálicas, e em todos os trabalhos foi observada a diminuição da tensão interfacial.

Destaca-se que o emprego de MENPs como fluidos EOR ainda é uma área pouco explorada, demandando pesquisas adicionais para desenvolver novos sistemas nanopartícula-microemulsão que sejam ambientalmente sustentáveis, tornando a recuperação de petróleo mais econômica e viável.

5. AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH/ANP – PRH36/UFBA), suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de PD&I da Resolução ANP nº 50/2015. Agradecemos, também, ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

6. REFERÊNCIAS

- AHMED, S., & ELRAIES, K. A. Microemulsion in enhanced oil recovery. In S. Karaku,s (Ed.), *Science and Technology Behind Nanoemulsions* chapter 9. **Rijeka: IntechOpen**, 2018. <https://dx.doi.org/10.5772/intechopen.75778>
- AHMADI, M. A.; SHADIZADEH, S. R. Experimental investigation of natural surfactant adsorption on shale-sandstone reservoir rocks: Static and dynamic conditions. **Fuel**, v. 159, p. 15–26, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.06.035>
- FANUN, M. Microemulsions as delivery systems. **Current Opinion in Colloid Interface Science**, v. 17, n. 5, p. 306–313, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.cocis.2012.06.001>
- GARMROUDI, A. *et al.* Effects of graphene Oxide/TiO₂ nanocomposite, graphene oxide nanosheets and Cedar extraction solution on IFT reduction and ultimate oil recovery from a carbonated rock. **Petroleum**, v. 8, p. 476–482, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2020.10.002>
- HAMA, S. M. *et al.* Review of the Application of Natural Surfactants in Enhanced Oil Recovery: State-of-the-Art and Perspectives. **Energy Fuels**, v. 37, p. 10061–10086, 2023. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c01347>
- HON, V. Y. *et al.* Microemulsion interface model for chemical enhanced oil recovery design. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 212, p. 110279, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110279>
- HOU, X., SHENG, J. J. Properties, preparation, stability of nanoemulsions, their improving oil recovery mechanisms, and challenges for oil field applications—A critical review. **Geoenergy Science and Engineering**, v. 221, p. 211360, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2022.211360>



HU, Z. *et al.* Microemulsions stabilized by in-situ synthesized nanoparticles for enhanced oil recovery. **Fuel**, v. 210, p. 272–281, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.08.004>

KAUSHIK, A. *et al.* Formation and characterization of nanoparticle assisted surfactant stabilized oil-in-water nanoemulsions for application in enhanced oil recovery. **Combustível**, v. 359, pág. 130500, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.130500>

MAHBOOB, A. *et al.* Eor perspective of microemulsions: a review. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 208, p. 109312, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109312>

MARIYATE, J.; BERA, A. A critical review on selection of microemulsions or nanoemulsions for enhanced oil recovery. **Journal of Molecular Liquids**, v. 353, p. 118791, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2022.118791>

MARIYATE, J.; BERA, A. Recent progresses of microemulsions-based nanofluids as a potential tool for enhanced oil recovery. **Fuel**, v. 306 p. 121640, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121640>

NOURAFKAN, E. *et al.* Nanoparticle formation in stable microemulsions for enhanced oil recovery application. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v. 58, n. 28, p. 12664–12677, 2019. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.9b00760>

PAL, N.; MANDAL, A. Oil recovery mechanisms of Pickering nanoemulsions stabilized by surfactant-polymer-nanoparticle assemblies: A versatile surface energies' approach. **Fuel**, v. 276, p. 118138, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118138>

PARYOTO, S. *et al.* Synergy of surfactant mixtures and Fe₃O₄ nanoparticles for Enhanced oil recovery (EOR). **Inorganic Chemistry Communications**, v. 155, p. 111125, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.inoche.2023.111125>

PEI, H. H., *et al.* Investigation of Nanoparticle and Surfactant Stabilized Emulsion to Enhance Oil Recovery in Waterflooded Heavy Oil Reservoirs. **SPE Canada Heavy Oil Conference**, 2015. <https://doi.org/10.2118/174488-MS>

QIN, T. *et al.* Nanoparticle-stabilized microemulsions for enhanced oil recovery from heterogeneous rocks. **Fuel**, v. 274, p. 117830, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117830>

SAGALA, F. *et al.* Nanopyroxene-Based Nanofluids for Enhanced Oil Recovery in Sandstone Cores at Reservoir Temperature. **Energy Fuels**, v. 33, p. 877– 890, 2019. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03749>

SANTOS, L.B.L. *et al.* Microemulsions stabilized with nanoparticles for EOR: A review. **Journal of Molecular Liquids**, v. 391, p. 123271, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2023.123271>

YAKASAI, F., *et al.* Application of iron oxide nanoparticles in oil recovery – a critical review of the properties, formulation, recent advances and prospects. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 208, p. 109438, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109438>



V CONEPETRO

V Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

ZHU, T., *et al.* Advances of microemulsion and its applications for improved oil recovery.
Advances in Colloid and Interface Science, v. 299, p. 102527, 2022.
<https://doi.org/10.1016/j.cis.2021.102527>