



C A P Í T U L O 2

ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS MÉTODOS WAG E FAWAG: EFICIÊNCIA E DESAFIOS NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Janiele Alves Eugênio Ribeiro Galvão

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Luana Beatriz de Sales Oliveira

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Gregory Vinicius Bezerra de Oliveira

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Dennys Correia da Silva

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Alcides Oliveira Wanderley Neto

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

RESUMO: A produção mundial de petróleo tem aumentado com o passar dos anos, e, embora haja avanços no cenário de transição energética com as fontes de energia renováveis, o petróleo permanece como uma importante fonte de energia e seus derivados constituem insumos essenciais para a indústria química. Na etapa de produção, a recuperação primária de petróleo chega em torno de 15%, sendo necessários métodos de recuperação secundária ou até métodos de recuperação avançada. Entre essas técnicas, o método *Water Alternating Gas* (WAG) é comumente empregado, consistindo na injeção de gás, alternada com a injeção de água, provocando o deslocamento do óleo. Todavia, um dos desafios do WAG é o controle da mobilidade do gás, que devido à sua baixa densidade, acaba chegando no poço produtor antecipadamente. O método *FAWAG* (*Foam-Assisted Water Alternating Gas*) surge como uma alternativa promissora para ampliar a produção. Esse processo envolve o uso de espumas, geradas com tensoativos, na

alternância de injeção de água e gás, permitindo o controle da mobilidade do gás e a minimização de caminhos preferenciais. Este trabalho tem como objetivo explorar as diferentes abordagens associadas aos métodos *WAG* e *FAWAG* por meio de uma revisão da literatura, apresentando os fundamentos de cada e trazendo estudos que demonstram em quais condições esses métodos apresentam maior fator de recuperação de óleo. Com os resultados, foi possível observar que a eficiência dos métodos *WAG* e *FAWAG* dependem das características do reservatório, sendo a utilização de espumas uma forma de mitigar efeitos indesejados que ocorrem na injeção alternada de água e gás, incrementando o fator de recuperação. Como destaque, cita-se a eficiência da aplicação do *FAWAG* em reservatórios heterogêneos e fraturados, mostrando a ação da espuma no controle da mobilidade do gás.

PALAVRAS-CHAVE: *WAG*; *FAWAG*; recuperação avançada de petróleo.

INTRODUÇÃO

Em meio aos avanços na transição energética, a produção de petróleo continua em crescimento no Brasil e no mundo, somando um incremento de 2,19% no período 2022/2023 (Energy Institute, 2024). Os combustíveis fósseis ainda correspondem a 80% da demanda energética global, com grande participação do petróleo, cujo consumo chegou a ultrapassar 100 milhões de barris de óleo por dia em 2023 (IEA, 2024). Desde a década de 60, a prospecção de novas reservas petrolíferas vem declinando, impulsionando a busca por novas tecnologias de recuperação de petróleo. O processo de recuperação, destinado à extração do óleo retido nas rochas-reservatório, pode ser categorizado como primário, secundário ou avançado. A recuperação primária possui baixo fator de recuperação, principalmente em reservatórios fraturados e de alta complexidade geológica, sendo necessárias técnicas para recuperação secundária e avançada (Kharrat *et al.*, 2021). Dada a alta demanda por petróleo e gás, particularmente para aplicações industriais, que vão desde a produção de combustíveis até a indústria química com fabricação de plásticos e outros materiais, o aumento da exploração requer tecnologias eficazes no campo da recuperação avançada (Santos, 2023). Ainda que haja metas mais consolidadas de descarbonização, aumento na produção de biocombustíveis e o crescimento, de um modo geral, da produção de energia por fontes renováveis, a indústria petrolífera desempenha papel fundamental, suprindo boa parte da demanda energética global e também contribuindo para transição energética, com as empresas de energia.

Para otimizar a extração em campos maduros, após as etapas primária e secundária, os métodos de recuperação avançada ganham destaque. As técnicas de *EOR* incluem a injeção de água, gás, vapor e outras substâncias que incrementam

o deslocamento do óleo no reservatório, como tensoativos e polímeros, que atuam numa recuperação química, a *CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery)* (Hanza *et al.*, 2017). Entre eles, o *Water Alternating Gas* (WAG) é bastante conhecido e consiste na injeção alternada de gás e água, mas apresenta desafios de controle da mobilidade do gás, como o fenômeno de “*gas breakthrough*”, que se refere à saída antecipada do gás no poço produtor. Como alternativa, o método *Foam Assisted Water Alternating Gas* (FAWAG) tem se mostrado promissor, permitindo maior controle do gás e redução da formação de canais preferenciais no reservatório com o uso de espumas e tensoativos (Ritacco, 2024). Em meio a vários métodos de recuperação avançada, bem como a combinação destes, é importante conhecer e entender qual se adequa ao reservatório estudado.

METODOLOGIA

A metodologia empregada neste trabalho consistiu de uma revisão bibliográfica cuja pesquisa foi realizada em bases de dados acadêmicos, como Google Scholar, Periódicos Capes, OnePetro e SPE, restringindo o período de publicações do ano de 2017 a 2024. Foram empregadas palavras-chave relevantes como “*FAWAG*”, “*Enhanced Oil Recovery (EOR)*”, “*WAG*”, “*reservoir*”, na pesquisa. Buscou-se trabalhos que contemplassem as características e os resultados obtidos com os métodos WAG e FAWAG. Com o resultado da pesquisa, foram selecionados artigos de acordo com sua relevância e atualidade das referências, priorizando trabalhos com resultados experimentais e simulações numéricas, que apresentassem a descrição e a influência de variáveis de processo no fator de recuperação de óleo em ambos os métodos. Foram analisados o fator de recuperação obtido nos trabalhos, bem como os desafios envolvidos nos métodos WAG e FAWAG. Os parâmetros adotados para a comparação dos métodos foram o fator de recuperação obtido nos trabalhos, bem como os desafios envolvidos nos métodos WAG e FAWAG, o fundamento envolvido em cada processo e as características do reservatório em que são aplicados.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

O *Water Alternating Gas* (WAG) é um método que se baseia na combinação dos métodos de *Gas Injection* (GI) e da *Water Flooding* (WF), combinando os benefícios de ambos, no intuito de aumentar a mobilidade do óleo no reservatório e mitigar *viscous fingering*. A combinação entre o aumento da varredura macroscópica pela inundação com água e a alta eficiência de deslocamento ocasionada pela injeção de gás, proporciona um incremento no fator de recuperação de óleo. As estratégias de injeção quando bem escolhidas culminam para o sucesso do WAG, entre elas o padrão do poço de injeção, a quantidade e o volume dos ciclos, além da taxa e pressão de injeção (Afzali *et al.*, 2018). Apesar da implementação bem-sucedida

do WAG em diferentes campos de petróleo maduro, em reservatórios de carbonato com natureza úmida a óleo, essa técnica ocasiona problemas como a alta produção de gás, além do *breakthrough* antecipado do gás (Aziz *et al.*, 2021). Na Figura 1 é ilustrado o método WAG, com os bancos de água e gás alternados.

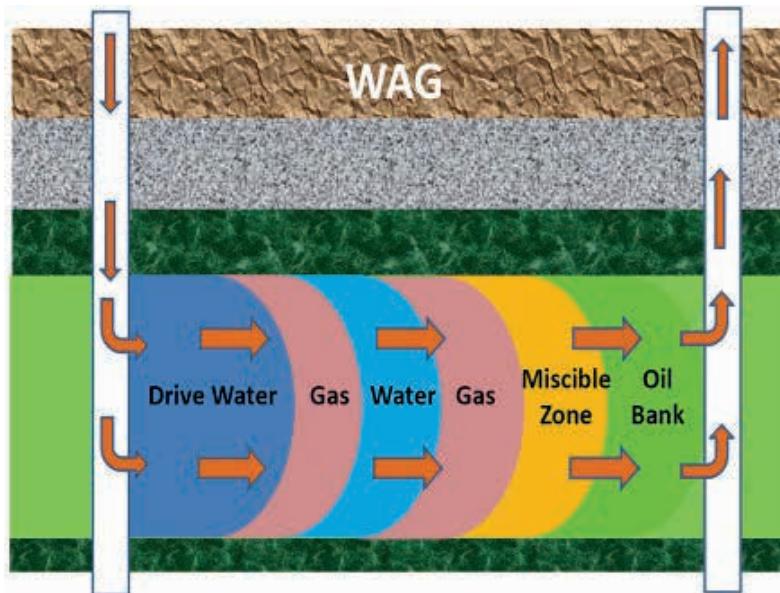


Figura 1 - WAG

Fonte: Khoshhsima *et al.* (2023, p. 297).

Ebadati *et al.* (2018) aplicaram experimentalmente o método WAG com injeções alternativas de água quente e de dióxido de carbono quente, configurando as injeções em cinco cenários diferentes com vista a um reservatório iraniano, convencional e fraturado, que já havia recebido inundações de água por muitos anos. Como resultado, verificou-se que o WAG quente em reservatórios fraturados seria altamente viável, pois além de aumentarem o fator de recuperação, mobilizam o óleo de forma eficiente em relação a outros fluidos, visto que reduzem a viscosidade do óleo e a tensão superficial. O WAG quente pode ser usado especificamente para a recuperação de petróleo pesado.

No trabalho de Valeev *et al.* (2018), foi avaliada a influência da alternância de água e gás usando uma ampla gama de composições de gás, para o método WAG. O estudo utilizou-se de uma modelagem da injeção de uma mistura de água com gases secos e úmidos, com o software Eclipse E300, para avaliar uma área do reservatório Ach do campo de petróleo de Vyintoiskoe. Ao utilizar o gás úmido na mistura com água, foi possível aumentar o fator de recuperação em até 68%. Como

resultado, foi constatado que o uso de misturas ricas em gás deve ser evitado, visto que ocasiona o *breakthrough* antecipado do gás para o poço produtor, mas que com o incremento de componentes intermediários, o processo de deslocamento do gás é mais eficiente.

O *Foam Assisted Water Alternating Gas* (FAWAG) vem como uma alternativa para mitigar os efeitos negativos do WAG, com a geração *in situ* da espuma. A espuma controla a mobilidade do gás em zonas de alta permeabilidade em formações heterogêneas (Khan et al., 2024). A utilização da espuma ocasiona um retardamento no avanço do gás, reduzindo a razão gás/óleo e consequentemente, reduzindo a injeção de gás. O tamponamento provocado pela espuma em áreas permeáveis, como regiões fraturadas, mobiliza o óleo de zonas pouco permeáveis, aumentando o fator de recuperação de óleo em virtude da redução de caminhos preferenciais (Ghaseminezhad & Sahraei, 2020). Observa-se na Figura 2 como a espuma atua no controle da mobilidade do gás, reduzindo o seu avanço, diminuindo a produção de gás e evitando caminhos preferenciais.

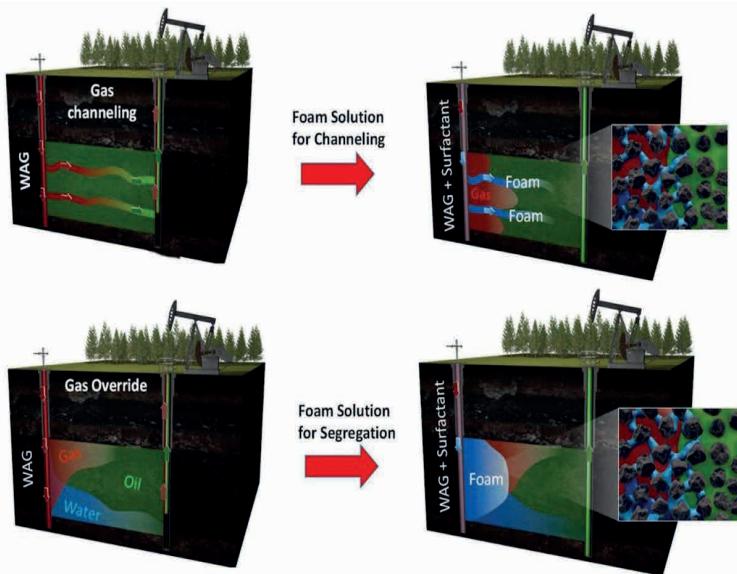


Fig. 1. Foam solutions for EOR reservoirs with gas channeling or gas override problem.

Figura 2 - Atuação da espuma no controle da mobilidade do gás

Fonte: Hassanzadeh et al. (2023, p. 2).

Borhan et al. (2022) conduziram um estudo de caso aplicando o método FAWAG sob condições específicas, visando gerenciar o excesso de espuma gerado no processo. Foram testados dois tipos de petróleo bruto e quatro tipos de antiespumantes

baseados em silicone-amina Gemini, sintetizados em água produzida, nas condições de 30 a 60 °C, com pressão variando entre 1 e 4 bar e vazão fixa de fluido de 0,5 L/min. O estudo concluiu que tanto a fração de compostos saturados no petróleo quanto a concentração de surfactante na espuma influenciam sua estabilidade.

No projeto piloto de Hassanzadeh *et al.* (2023), um tensoativo solúvel em CO₂ foi utilizado para criar uma espuma que aumentou a conformidade do gás, redirecionando o CO₂ para áreas não varridas e melhorando a produção. Observou-se uma queda de 20 a 50% na injetividade do gás após dois ciclos de espuma, mas, mesmo com esse desafio, a tecnologia mostrou um aumento sustentável de 35% na produção ao longo de dois anos, comprovando sua viabilidade econômica.

Derevyanko *et al.* (2022) realizaram um estudo comparativo entre os métodos de injeção de água (WI), gás alternado de água (WAG) e FAWAG tomando como referência os reservatórios carbonáticos fraturados e com alta heterogeneidade, localizados em Alekseevskoye, na Rússia. Os ensaios foram realizados sob condições de reservatório, e os testes de inundação foram conduzidos com plugues saturados com fluidos originais. Para a escolha do surfactante para a espuma no método FAWAG levou-se em consideração a compatibilidade com água de alta mineralização. Nos ensaios em plugues carbonáticos sem fraturas, os fatores de recuperação foram de 33,0% para WI, 76,0% para WAG e 53,0% para FAWAG. Em amostras fraturadas artificialmente, o FAWAG obteve melhor desempenho, com fator de recuperação de 47,0%, devido ao bloqueio parcial da fratura, superando o WAG, que alcançou 40%.

Karrat *et al.* (2023) exploraram técnicas de modelagem para recuperação em reservatórios fraturados com baixa permeabilidade, incluindo Gas Injection (GI), Water Alternating Gas (WAG) e Foam Assisted Water Alternating Gas (FAWAG). O estudo empregou o Modelo de Rede de Fraturas Discretas para desenvolver modelos bidimensionais que analisam condições de fraturas de diferentes tamanhos, permitindo uma simulação precisa dos métodos de recuperação. Como resultado, foi verificado que o método FAWAG é mais sensível aos tipos e redes de fraturas que o WAG e o GI, tornando necessária uma descrição mais profunda da rede de fratura. Nas simulações do FAWAG foram analisados o fator de recuperação, GOR (razão gás/óleo), *water cut* e a saturação de gás e água. Notou-se que a rede de fraturas médias contribui para a recuperação, variando de 5 a 10%. O *water cut* foi o parâmetro que sofreu maior impacto com as variações na rede de fraturas, mostrando a importância da rede no deslocamento dos fluidos injetados e produzidos nos estágios inicial e final da produção. Para o WAG foi utilizada a mesma razão de ciclo que o FAWAG, e assim como esperado, foi obtido um menor fator de recuperação, destaque notado quando há a inclusão de fraturas médias.

Razaak *et al.* (2024) desenvolveram um estudo em busca de uma formulação de espuma aplicável em campos offshore na Malásia, utilizando o método de recuperação avançada FAWAG. O objetivo era aprimorar o WAG, já aplicado nos campos da região, utilizando uma espuma que controlasse a mobilidade do gás e aumentasse a eficiência da varredura. As formulações foram testadas em plugues de arenito nativos da região em condições de temperatura mais altas que a do reservatório, visto que é uma variável de influência na estabilidade da espuma. Inicialmente, os resultados indicaram aumento na pressão diferencial com a presença dos surfactantes durante o ciclo WAG, que reduziu à medida que o gás se deslocava. Constatou-se que o aumento da taxa de injeção propiciou a formação de uma espuma adequada.

CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

A eficiência do método de recuperação avançada de petróleo depende intrinsecamente das características do reservatório. Tanto o método WAG quanto o FAWAG foram desenvolvidos há um certo tempo, entretanto com o avanço da quantidade de reservatórios maduros, essas técnicas vêm sendo mais empregadas. O WAG já é bem consolidado e empregado em vários campos, principalmente de bacias sedimentares com formações de arenito. O método FAWAG representa uma alternativa promissora, em virtude de mitigar desafios operacionais associados ao WAG, como a alta produção de gás e o avanço prematuro do gás até o poço produtor, atuando no controle de mobilidade do gás e reduzindo os caminhos preferenciais, tendo eficiência voltada para reservatórios heterogêneos e fraturados. Embora já aplicado em alguns campos petrolíferos, o FAWAG trata-se de uma tecnologia ainda em desenvolvimento, especialmente devido à complexa heterogeneidade dos reservatórios e às interações químicas que ocorrem na interface espuma-rocha-fluido.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFZALI, S.; REZAEI, N.; ZENDEHBOUDI, S., A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) Injection, **Fuel**, v. 227, p. 218-246, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.015>.

AZIZ, H.; TEMOOR, M.; KHAN, M. J.; SYED, F. I., A review on nanofluid water alternating gas (N-WAG): application, preparation, mechanism, and challenges, **Springer Nature**, n. 14, p. 1416, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12517-021-07787-9>.

BORHAN, N.; SAADON, S.; HASSAN, A. Case Study of Managing Surplus Surfactant-Foam Generated from Foam Assisted-Water Alternating Gas, OnePetro, (Paper presented at the Offshore Technology Conference Asia, Virtual and Kuala Lumpur, Malaysia), 2022. DOI: <https://doi.org/10.4043/31516-MS>.

DEREVYANKO, V. K.; BOLOTOV, A. V.; MINKHANOV, I. F.; VARFOLOMEEV, M. A.; USMANOV, S. A.; SAIFULLIN, E. R.; EGOROV, A. N.; SUDAKOV, V. A.; ZHANBOSSYNOVA, S.; SAGIROV, R. N. Feasibility of Foam-Enhanced Water-Gas Flooding for a Low-Permeability High-Fractured Carbonate Reservoir, Screening of Foaming Agent and Flooding Simulation, Onepetro, (Paper presented at the SPE Caspian Technical Conference and Exhibition, Baku, Azerbaijan), 2022. DOI: <https://doi.org/10.2118/217637-MS>.

EBADATI, A.; AKBARI, E.; DAVARPANAH, A., An experimental study of alternative hot water alternating gas injection in a fractured model, *Energy Exploration & Exploitation*, 37, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1177/0144598718815247>.

ENERGY INSTITUTE, Statistical Review of World Energy 2024. Disponível em: [energyinst.org/statistical-review](https://www.energininst.org/statistical-review). Acessado em: janeiro de 2025.

GHASEMINEZHAD, H.; SAHRAEI, E., Experimental investigation of foam assisted water alternating gas injection in relation to Enhanced oil recovery applications, *Petroleum Science & Technology*, 38, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1080/10916466.2020.1790599>.

HAMZA, M. F.; SINNATHAMBI, C. M.; MERICAN, Z. M. A.; SOLEIMANI, H.; KARL D., S. An overview of present stability and performance of EOR-foam, *Sains Malaysiana* 46 (9), p. 1641-1650, 2017.

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. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212310>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), World Energy Outlook 2024. Disponível em: www.iea.org, acessado em janeiro de 2025.

KHAN, J. A.; KIM, J. IRAWAN, S.; VERDIN, P. G.; CAI, B.; YEKEEN, N.; PERMATASAR, K. A. 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*, 10, 2024. DOI: [10.1016/j.heliyon.2024.e25435](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25435).

KARRAT, R.; ZALLAGHI, M.; OTT, H., Performance quantification of Enhanced Oil Recovery Methods in Fractured Reservoirs, *Energies*, v. 14(16), p. 4739, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14164739>.

KHARRAT, R.; ALALIM, N.; OTT, H. Assessing the Influence of Fracture Networks on Gas-Based Enhanced Oil Recovery Methods, *Energies*, v. 16(17), p. 6364, 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16176364>.

KHOSHIMA, A.; SEDIGHI, M.; MOHAMMADI, M. Gas Injection Methods: Enhanced Oil Recovery Series, Chapter 8, GPP, p. 295-316, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822302-4.00001-6>.

MUHAMMAD, U. S. & HAMZA, M. F. *Fenugreek* surfactant: Extraction, Synthesis and Evaluation of Foam Properties for Application in Enhanced Oil Recovery, *Applied and Science and Technology Express*, v. 2022, p. 1-9, 2022. Article ID: ASTE-2211032112821. Disponível em: <https://www.hptpub.org/Applied-Science-And-Technology-Express/>, acessado em dezembro de 2024.

RAZAK, AAA; ZAINAL, S.; BAHRIM, RZK; HSIA, C. I.; RAZALI, N.; ZAIDIN, M. F.; ZULKARNAIN, N. N.; AMIR, M. I. M., Foam-Assisted Water Alternating Gas (FAWAG) Injection in Offshore Malaysia Fields: A Single Formulation Approach for Enhanced Oil Recovery, **OnePetro** (paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Saudi Arabia), 2024. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-24497-MS>.

RITOCCO, H. Foam-assisted oil recovery: A physics-based perspective, *Current Opinion Colloid & Interface Science*, v. 72 p. 101809, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cocis.2024.101809>.

SANTOS, J. A. G. Valoração de tecnologia microbiana para aplicação em recuperação avançada de petróleo utilizando um modelo adaptado. Tese (Doutorado em Difusão do Conhecimento), Programa de Pós-Graduação Multi-institucional em Difusão do Conhecimento, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia e Universidade Federal da Bahia, 2023.

VALEEV, A. S.; KOTENEV, Y. A.; MUKHAMEDSHIN, V. S. Evaluation of Water-Alternating-Gas efficiency when using wide range of composition, *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, v. 194, p. 082042, 2018. DOI: [10.1088/1755-1315/194/8/082042](https://doi.org/10.1088/1755-1315/194/8/082042).

AGRADECIMENTOS

Ao Laboratório de Tecnologia de Tensoativos e Processos de Separação (LTT/ IQ/UFRN) e ao Laboratório de Reservatórios (LABRES) pelo suporte e estrutura e pelo apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015.