

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

AVANÇOS NA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO: EXPLORANDO ESTUDOS SOBRE O MÉTODO FAWAG (FOAM ASSISTED WATER ALTERNATING GAS)

AUTORES:

Janiele Alves Eugênio Ribeiro Galvão, Gregory Vinícius Bezerra de Oliveira, Dennys Correia Silva, Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão, Alcides Oliveira Wanderley Neto, Marcos Allyson Felipe Rodrigues

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

AVANÇOS NA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO: EXPLORANDO ESTUDOS SOBRE O MÉTODO FAWAG (FOAM ASSISTED WATER ALTERNATING GAS)

Resumo

A produção de petróleo no Brasil aumentou 4% em relação ao ano de 2022, conforme o balanço energético nacional de 2023. A demanda global por combustíveis fósseis permanece alta, destacando o papel estratégico do setor de óleo e gás na economia e na transição energética global. A extração de petróleo abrange fase de recuperação primária, tratando-se da produção em função da energia do reservatório e o fator de recuperação em média não ultrapassa 15%. Após a recuperação primária, são aplicados os métodos de recuperação avançada de petróleo, cujo objetivo é o aumento e a aceleração da produção de óleo. Diante da complexidade e diversidade dos reservatórios, a implementação de métodos especiais de recuperação se torna necessária para aumentar a produtividade. Dentre os métodos de recuperação de petróleo, destacam-se os térmicos, miscíveis, químicos e biológicos. Em particular, o método químico *Foam Assisted Water Alternating Gas* (FAWAG) tem ganhado notoriedade na recuperação avançada. Este método envolve a injeção de espuma, à base de tensoativos, para controlar a mobilidade do gás, retardando o *breakthrough* e reduzindo caminhos preferenciais, denominado *viscousfingers*. Derivado do método *Water Alternating Gas* (WAG), o FAWAG demonstrou eficiência na mobilidade do gás durante uma grande escala de demonstração no campo de Snorre, no Mar do Norte, em 1997. Embora ainda em desenvolvimento, o FAWAG apresenta potencial promissor para a indústria de óleo e gás. A metodologia empregada neste trabalho consistiu de uma revisão bibliográfica com pesquisa realizada nas plataformas *google scholar* e periódicos CAPES, sobre o método de recuperação avançada de petróleo FAWAG selecionando os artigos mais relevantes.

Palavras-chave: FAWAG, espuma, recuperação avançada de petróleo, tensoativo.

Abstract

Oil production in Brazil increased by 4% compared to 2022, according to the 2023 national energy balance. Global demand for fossil fuels remains high, highlighting the strategic role of the oil and gas sector in the economy and the global energy transition. Oil extraction encompasses the primary recovery phase, in the case of production depending on the reservoir's energy and the recovery factor on average does not exceed 15%. After primary recovery, advanced oil recovery methods are applied, the objective of which is to increase and accelerate oil production. Given the complexity and diversity of reservoirs, the implementation of special recovery methods becomes necessary to increase productivity. Among the oil recovery methods, thermal, miscible, chemical and biological stand out. In particular, the chemical Foam Assisted Water Alternating Gas (FAWAG) method has gained notoriety in advanced recovery. This method involves the injection of surfactant-based foam to control gas mobility, delaying breakthrough and reducing viscous fingers. Derived from the Water Alternating Gas (WAG) method, FAWAG demonstrated efficient gas mobility during a large-scale demonstration at the Snorre field in the North Sea in 1997. Although still under development, FAWAG presents promising potential for industry of oil and gas. The methodology used in this work consisted of a bibliographical review with

research carried out on Google Scholar platforms and CAPES journals, on the FAWAG advanced oil recovery method, selecting the most relevant articles.

Keywords: FAWAG, foam, enhanced oil recovery, surfactant.

Introdução

O petróleo mantém sua posição como uma das principais fontes energéticas na matriz global de energia. No contexto brasileiro, observa-se um incremento de 4% na produção nacional de petróleo em relação ao ano de 2022, conforme reportado pelo Balanço Energético Nacional. Embora o debate contemporâneo seja marcado por questões como transição energética e descarbonização, ainda se vislumbra um horizonte de aumento na produtividade e avanços tecnológicos na indústria de óleo e gás. Notavelmente, no âmbito nacional, percebe-se uma interseção significativa entre a temática da transição energética e a indústria de óleo e gás, dado que a maior parcela dos investimentos em projetos tecnológicos voltados à transição e descarbonização provém desse setor. Segundo projeções de cenários da IEA (Agência Internacional de Energia) para o ano de 2050, a demanda por petróleo e gás deverá se manter (EPE, 2023).

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. Dada a alta demanda por petróleo e gás, especialmente para suprir outras indústrias, o aumento da exploração requer tecnologias eficazes no campo da recuperação avançada (SANTOS, 2023).

Na recuperação avançada de petróleo, são comumente empregados métodos químicos, térmicos e de injeção de gás, além de outras abordagens físicas e, até mesmo, biológicas. Enquanto a recuperação primária raramente ultrapassa 15% de fator de recuperação, podendo chegar a apenas 5%, na recuperação avançada, esse índice pode variar de 40 a 70% (MALOZYAMOV et al., 2023). Em alguns reservatórios, a recuperação primária mal alcança 30% (MASSARWEH & ABUSHAUKHA, 2020). Nos campos do pré-sal brasileiro, o método WAG, que envolve a injeção alternada de água e gás para estimular a recuperação, é frequentemente utilizado. Entretanto, a injeção de gás tende a resultar em baixa eficiência de varredura devido à sua alta mobilidade. Nesse contexto, o método FAWAG tem sido objeto de estudo como uma alternativa ao WAG, visando à formação de uma espuma por meio de uma solução de tensoativo e gás, a fim de controlar a mobilidade do gás e modificar a molhabilidade da rocha, entre outros aspectos (SHABIB-ASL et al., 2014). Nesse contexto, este trabalho tem por objetivo apresentar um consistente estado da arte sobre o método de recuperação avançada de petróleo FAWAG abordando seus avanços tecnológicos e cenários promissores.

Metodologia

A metodologia empregada neste trabalho consistiu de uma revisão bibliográfica cuja pesquisa foi realizada em bases de dados acadêmicos, como *google scholar* e *periódicos capes*. Foram empregadas palavras-chave relevantes como “FAWAG”, “*Enhanced Oil Recovery (EOR)*”, “*surfactant*”, “*foam*”, “*reservoir*”, para encontrar artigos científicos, revisões e relatórios técnicos pertinentes ao tema.

A seleção dos artigos foi baseada em critérios de relevância, incluindo informações sobre o método FAWAG, sua aplicação em reservatórios carbonáticos, experiências de projetos-piloto e a comparação com outros métodos de recuperação avançada. Essa revisão proporcionou uma visão abrangente sobre o estado atual da pesquisa nesse campo, permitindo a identificação de tendências e padrões comuns. Os dados obtidos foram submetidos a uma análise qualitativa, destacando aspectos relevantes como eficiência do método, discussões acerca do mecanismo de atuação da espuma no reservatório, variáveis de influência no processo e parâmetros importantes para a escolha da espuma. Essa abordagem proporcionou uma compreensão abrangente e sistemática do método FAWAG, fornecendo *insights* valiosos para o avanço e desenvolvimento desse campo promissor.

Resultados e Discussão

Em 1980, Lawson e Reisberg pioneiramente propuseram o uso de espumas como um meio de controle de mobilidade, embora na época ainda não houvesse um entendimento suficiente sobre o mecanismo de ação dessas espumas (LI et al., 2010). Em 1982, AL-KHAFAJI et al. conduziram um estudo abrangente sobre as propriedades das espumas em condições de reservatório, investigando sua estabilidade térmica, adsorção, particionamento e o deslocamento dinâmico na presença de tensoativos (AL-KHAFAJI et al, 1982). Em 1997, uma demonstração em grande escala do método FAWAG foi realizada no campo de Snorre, no Mar do Norte. Anteriormente, a recuperação nesse campo era efetuada pelo método WAG. Contudo, observou-se que o gás se deslocava para zonas de alta permeabilidade, onde ficava retido, além de o método mostrar eficácia apenas no primeiro ciclo, resultando em um *breakthrough* precoce. O uso da espuma permitiu o controle da mobilidade do gás e, consequentemente, retardou o *breakthrough* (GBADAMOSI et al., 2018).

AARRA et al. (2002) relataram sobre o uso do método FAWAG no campo de Snorre, no Mar do Norte, reservatórios de arenito, caracterizados por depósito fluvial em blocos de falhas, com pressão superior a 300 bar e temperatura de 90 °C. O tensoativo utilizado foi o Sulfonato de Alfa-Olefina (AOS) de grau comercial, com variação de concentração de 0,2 a 0,5% em massa. Constataram a ação da espuma como agente de controle de mobilidade do gás, retardando o mesmo no reservatório e, consequentemente, diminuindo a razão gás/óleo. Além de incrementar a produção de óleo ficou registrado o aumento no armazenamento de gás. Além de retratar discussões acerca do teste de campo realizado no Bloco de Falha Ocidental do campo de Snorre, o trabalho realiza simulações para avaliar o método FAWAG e aplicá-lo em outro campo.

BAGERI et al. (2014), realizaram um estudo com o método *FAWAG* utilizando o gás nitrogênio e variando alguns surfactantes para a recuperação avançada em rochas carbonáticas. Nesse estudo foi analisada a influência de fatores como o tipo de tensoativo, a permeabilidade e a alcalinidade. Para determinar a concentração ótima de tensoativo, foi estudada a salinidade, com destaque para a solubilidade e estabilidade da espuma formada. Entre os resultados obtidos, foi encontrado um fator de recuperação de óleo residual de 47,7% em rochas carbonáticas de baixa permeabilidade enquanto que houve um fator de recuperação de 43,0% para os plugues de alta permeabilidade. Outro destaque da análise foi o fato de que houve uma maior recuperação quando se utilizou tensoativos sem alcalinidade.

HAMZA et al. (2017), trazem um *overview* da performance e estabilidade da utilização de espumas na recuperação avançada de petróleo. O trabalho traz discussões acerca da performance e os desafios da EOR-espuma dos estudos laboratoriais às aplicações em campos de petróleo e gás. Na Tabela 1, extraída de HAMZA et al. (2017), são apresentadas aplicações de espuma em campos petrolíferos.

Nos estudos experimentais de WOJNICKI et al. (2020), em reservatórios com molhabilidade mista, foi analisado o método *WAG* com injeção de gás natural com alto teor de Nitrogênio (85%) e o método *FAWAG* também foi testado, sendo comparados com os métodos de injeção contínua de água (*WI*) e o de injeção contínua de gás (*GI*). Nos resultados, concluíram que o *WAG* apresentou fator de recuperação superior em relação ao *WI* e ao *GI*, levando-se em consideração plugues sem fraturas. Todavia, o desempenho desses métodos foi reduzido na presença de fraturas artificiais nos plugues. Nesse contexto, o *FAWAG* apresentou um maior fator de recuperação, visto que a aplicação do fluxo de espuma permitiu unificar a velocidade de fluxo na fratura e na matriz da rocha.

KECHUT et al. (2021), trazem em seu estudo discussões imprescindíveis acerca do método *FAWAG*. Através de uma análise de estudos e dados disponíveis, eles enfatizam que ainda há muitas incertezas da dinâmica da espuma, na adsorção do tensoativo e na estabilidade da espuma quando em contato com o óleo. O trabalho apresenta uma ferramenta de triagem para o método *FAWAG* contemplando características importantes do reservatório, incertezas nos parâmetros de modelagem da espuma e as condições operacionais do reservatório, além dos planos de injeção. Um modelo de textura implícita é utilizado para descrever o pressuposto equilíbrio entre criação e coalescência da espuma.

DEREVYANKO et al. (2023), fizeram um estudo comparativo entre os métodos de recuperação avançada de petróleo, sendo injeção de água (*WI*), gás alternado de água (*WAG*) e gás alternado de água assistido por espuma (*FAWAG*) considerando reservatórios de rochas carbonáticas com fraturas artificiais, com intuito dos ensaios estarem mais próximos das condições reais dos reservatórios carbonáticos do campo de Alekseevskoye, na Rússia, que possuem fraturas em desenvolvimento. Em plugues carbonáticos sem fraturas foram obtidos fator de recuperação de 33,0% para *WI*, 76,0% para *WAG* e 53,0% para o *FAWAG*. Os melhores métodos foram selecionados para teste em amostras fraturadas. Em plugues fraturados artificialmente, o *FAWAG* apresentou melhor resultado, com fator de recuperação de óleo de 47,0%, devido ao bloqueio parcial da fratura, em detrimento ao *WAG*, que apresentou 40%.

Em um estudo conduzido por RAZAK et al. (2024), foram desenvolvidas formulações de espuma para o método *FAWAG*, a serem empregadas em campos petrolíferos na Malásia, destacando o

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

sucesso de uma formulação específica no controle da mobilidade do gás em três campos distintos. Os testes foram realizados em amostras de rocha arenito em altas temperaturas, acima das condições do reservatório a fim de investigar e garantir a estabilidade das espumas. Em relação às conclusões desse estudo pode-se destacar que a presença dos tensoativos aumentaram a pressão diferencial inicialmente, durante o ciclo WAG, mas que à medida que avançavam, deslocando o gás, a pressão diminuía.

Tabela 1: Aplicação de EOR-espuma em campos petrolíferos

Nome do campo	Ano do projeto	Desafios a superar	Vantagem da utilização de espuma	Desafios devido à utilização de espuma
Daqin	2012	Alto <i>water cut</i> , baixa eficiência de varredura e severa heterogeneidade	Controle de mobilidade e bloqueio dos caminhos preferenciais	Não
Shengali Tuo 11	2004	Alto <i>water cut</i> e substituição de gás	Queda do <i>water cut</i> e produção de óleo incrementada	Não
Snorre	1996	Prematuro <i>breakthrough</i> do gás	50% de redução do GOR (Razão Gás-Óleo) em 2 meses	Sim: dificuldade para avaliar a performance da espuma devido à complexidade geológica
East Mallet Unit, Texas	1994	Canalização e produção de gás	Redução da canalização e produção do gás	Sim: problema operacional com a co-injeção
East Vaccum grayburg, Mexico	1993	A pressão do reservatório caiu abaixo do MMP e estranhos padrões de <i>breakthrough</i> evoluíram	Desvio profundo do gás	Sim: econômico (custos operacionais e químicos)
North Ward-Ester, Texas	1991	Conformidade vertical com baixa varredura e baixa recuperação de óleo	Desvio de CO ₂ de caminhos preferenciais para regiões não varridas e melhoria na produção de petróleo	Não

Fonte: HAMZA et al., 2017.

Conclusões

O FAWAG apresenta-se como um método de recuperação avançada de petróleo promissor, atuando no controle de mobilidade do gás e reduzindo os caminhos preferenciais. Com base na literatura também constatamos a eficiência na aplicação do método em reservatórios com rochas fraturadas. Entre as variáveis mais estudadas, está a concentração do tensoativo, que influencia na formação e estabilidade da espuma. Dado à heterogeneidade dos reservatórios, com diferentes condições de temperatura e pressão, além das características da rocha, torna-se desafiador encontrar uma formulação unificada que propicie o mesmo aumento no fator de recuperação de petróleo. Apesar de já ter sido empregado em grande escala em um campo petrolífero, pode-se dizer que o FAWAG ainda está em desenvolvimento, até mesmo para aprimorar as ferramentas de modelagem e simulação que ainda não descrevem com precisão a atuação da espuma no reservatório.

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 ao Programa de Recursos Humanos (PRH-26) pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

_____. Balanço Energético Nacional 2023, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2023.

AL-KHAFAJI, A. H.; WANG, P. F.; CASTANIER, L. M.; BRIGHAM, W. E. Steam surfactants systems at reservoir conditions, SPE, 1982.

AARRA, M. G.; SKAUGE, A.; SPE; NORSEK HIDRO ASA; MARTINSEN, H. A.; SEPRO. FAWAG: A breakthrough for EOR in the North Sea, Society of Petroleum Engineers Inc., 2002.

BAGERI, A. S.; SULTAN, A. S.; KANDIL, M. E. Evaluation of Novel Surfactant for Nitrogen-Foam-Assisted EOR in High Salinity Carbonate Reservoirs, Onepetro, Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, 2014.

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), 2023.

GBADAMOSI, A.; KIWALABYE, J.; JUNIN, R.; AUGUSTINE, A. A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2018.

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), 1641-1650, 2017.

HOU, Q.; ZHU, Y.; LUO, Y. & WENG, R. Studies on foam flooding EOR technique for daqing reservoirs after polymer flooding. In SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2012.

KENCHUT, N. I.; GROOT, J. A. W. M.; MUSTAFA, M. A.; GROENEMBOOM, J. Robust Screening Criteria for Foam-Assisted Water Alternating Gas FAWAG Injection, Onepetro, (Paper presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition), 2021.

Li, Z.Q.; Song, X.W.; Wang, Q.W.; Zhang, L.; Guo, P. & Li, X.L. Enhanced foam flooding pilot test in chengdong of shengli oilfield: Laboratory experiment and field performance, International Petroleum Technology Conference, 2009.

LI, R. F.; YAN, W.; LIU, S.; HIRASAKI, G. J.; MILLER, C. A. Foam mobility control for surfactant enhanced oil recovery, SPE Journal, 2010.

MALOZYOMOV, B. V.; MARTYUSHEV, N. V.; KUKARTSEV, V. V.; TYNCHENKO, V. S.; BUKHTOYAROV, V. V.; WU, X.; TYCHEKO, Y. A.; KUKARTSEV, V. A. Overview of Methods for Enhanced Oil Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs, Energies (16) 4907, 2023.

MASSARWEH, O. & ABUSHAIKHA, A. S. The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances, Energy Reports (6) 3150-3178, 2020.

RAZAK, A. A. A.; ZAINAL, S.; BAHRIM, R. Z. K.; HSIA, I. C.; RAZALI, N.; ZAIDIN, M. F.; ZULKARNAIN, N. N.; AMIR, M. I. M. Foam Assisted Water Alternating Gas (FAWAG) Injection Offshore Malaysia Fields: A Single Formulation Approach for Enhanced Oil Recovery. International Petroleum Technology Conference (IPTC), 2024.

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.

SHABIB-ASL, A.; AYOUB, M. A.; ALTA'EE, A. F.; BIN MOHD SAAID, I.; PAULO JOSÉ VALENTIM, P. Comprehensive review of foam application during Foam Assisted Water Alternating Gas (FAWAG) Method, Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, 8(17) 1896-1904, 2014.

SHENG, J. *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*. Gulf Professional Publishing, Houston: Gulf Professional Publishing, 1st Edition, 2013.

WOJNICKI, M.; LUBAS, J.; WARNECKI, M.; KUSNIERCZYK, J.; SZUFLITA, S. Experimental studies of immiscible high-nitrogen gas WAG injection efficiency in mixed-wet carbonate reservoir, Energies, 13(9), 2346, 2020.