

11º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

A Influência do Efeito Película no Estudo do Processo de Injeção de Vapor

AUTORES:

Rodrigo Barbosa Gonçalves; Anna Carolina de Almeida Tavares; Briza Mateus dos Santos; Millena Emanuele Dunga Formiga Vieira; Pedro Tupã Pandava Aum; Edson de Andrade Araújo

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE (UFCG)

A Influência do Efeito Película no Estudo do Processo de Injeção de Vapor

Resumo

No mundo, existem inúmeros campos de petróleo com um longo histórico de produção, mas que tiveram sua produção interrompida porque atingiram o limite da sua viabilidade econômica, mesmo ainda tendo uma quantidade significativa de óleo. No Brasil, estima-se que existam, em torno de, 192 blocos exploratórios onshore, dentre os quais 75% se encontram localizados na Região Nordeste, com destaque para o estado do Rio Grande do Norte, com inúmeros campos que atingiram ou estão atingindo seu limiar econômico, o que faz com que seus reservatórios sejam candidatos para a aplicação de técnicas que possam aumentar o percentual de óleo recuperado. Nesses locais, o óleo possui alta viscosidade e uma baixa mobilidade, minimizando a eficiência de deslocamento no meio poroso, que pode ser mitigada pela aplicação de métodos térmicos para incrementar a produção de óleo. Dentre os métodos térmicos, destaca-se o processo de injeção de vapor, onde calor é gerado na superfície e injetado no meio poroso, acarretando troca de calor com o óleo possibilitando melhoria na mobilidade do fluido, consequentemente, propiciando o incremento na recuperação do óleo. Desta forma, este trabalho teve como objetivo avaliar a influência que o efeito película acarreta no percentual de óleo recuperado durante o processo de injeção de vapor, no período de 16 anos. Para isto, foi considerado um reservatório semissintético, com características semelhantes às aquelas encontradas no Nordeste Brasileiro. Todas as simulações foram realizadas em um programa comercial de processos térmicos, denominado “STARS” (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*), da empresa CMG (*Computer Modelling Group Ltd.*). Foi observado que variando o skin positivo para negativo, acarretou um incremento do percentual de óleo recuperado, em três pontos percentuais no tempo final do projeto.

Palavras-chave: simulação, injeção de vapor, óleo pesado.

Introdução

No mundo, a extração de óleos pesado tem proporcionado diversos desafios tecnológicos em relação ao óleo convencional em função de características adversas, como alta viscosidade e baixa mobilidade, além de percentuais de asfaltenos, enxofre e metais pesados, em condições de reservatórios (PRATAMA; BABADAGLI, 2022). Nesses locais, a viscosidade sofre variação pela alteração da temperatura, permitindo o transporte do calor para o óleo armazenado, proporcionando redução da viscosidade e uma melhoria na mobilidade do óleo no reservatório (LYU et al., 2021; GATES; LARTER, 2014).

Sendo assim, a aplicação de métodos térmicos tem sido comprovada como alternativas eficientes para o desenvolvimento desses campos visando otimizar a produção de óleo (NIE; HAN; GENG, 2022). No Brasil, podemos destacar os campos localizados no estado do Rio Grande do Norte, com um longo histórico de produção em campos terrestres, em locais que atingiram ou estão atingindo seu limiar econômico, tornando candidatos a aplicação dessas técnicas (ARAÚJO, et al., 2017).

Dentre os métodos térmicos, destaca-se o processo de injeção de vapor, com diversos projetos bem-sucedidos ao redor do mundo, onde calor é gerado na superfície e injetado no meio poroso, com o calor migrando rapidamente para as áreas adjacentes do reservatório, acarretando troca de calor com o óleo possibilitando melhoria na mobilidade do fluido, consequentemente, propiciando o incremento na recuperação do óleo (ARAÚJO, 2022).

Além disso, podem ser realizadas operações de estimulação, como por exemplo a acidificação matricial, visando restaurar a porosidade e permeabilidade na região ao redor do poço, afetadas durante a vida produtiva do campo, impactando na injetividade/produtividade do poço (DAVIES; KELKAR, 2007). O desempenho dessas operações pode ser avaliado através do fator de película (skin effect), número adimensional, relacionado ao comportamento e intensidade da queda de pressão na região ao redor do poço (COSTA et al., 2019).

Entretanto, existe um problema multi-escala entre o poço e o reservatório, na representação do impacto da acidificação no reservatório. Os simuladores numéricos de reservatório pouco consideram as condições de fluxo na região próxima ao poço, de forma que o problema do acoplamento poço-reservatório, principalmente com foco no efeito da acidificação. Enquanto as simulações de poço estão preocupadas em descrever como o fluido se comporta no poço e quais as perdas de pressão e conversões de fases que ocorrerão durante este escoamento (CAO et al., 2019).

Assim, este trabalho teve como objetivo avaliar a influência que o efeito película acarreta no percentual de óleo recuperado durante o processo de injeção de vapor, no período de 16 anos. Para isto, foi considerado um reservatório semissintético, com características semelhantes às encontradas no Nordeste Brasileiro. Todas as simulações foram realizadas em um programa comercial de processos térmicos, denominado “STARS” (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*), da empresa CMG (*Computer Modelling Group Ltd.*).

Metodologia

Foi considerado um reservatório semissintético com características do Nordeste Brasileiro, com 25 x 25 x 23 blocos sobre as direções i , j e k , respectivamente, sob uma área de 200 m² com espessura de 26 m (Figura 1). Foi considerado a presença de dois poços, um injetor e outro produtor, em uma faixa de completação de 20 metros, com camadas homogêneas de permeabilidade, na direção K, com valores de 10 mD, 100 mD e 1000 mD (Figura 1).

Figura 1: Modelo de reservatório considerado no estudo.



Na Tabela 1 podem ser observadas as propriedades da rocha-reservatório, contato água-óleo, permeabilidades (horizontal e vertical), porosidade, temperatura inicial, entre outras.

Tabela 1. Propriedades da rocha-reservatório.

Variáveis	Valores
Pressão inicial (psia) – no topo do reservatório	289 (1992 kPa)
Temperatura inicial (°C)	38
Porosidade (%)	30
Área do reservatório (m²)	100 x 100
Espessura da zona de óleo, h (m)	20
Profundidade do reservatório (m)	200
Contato água-óleo (m)	220
Número total de blocos	14375
Vazão de injeção (m³STD/dia)	25
Permeabilidade horizontal (Kh, mD)	Variável
Permeabilidade vertical (Kv, mD)	0,1 x Kh

As frações molares utilizadas neste estudo são os mesmos originalmente encontrados no Campo de Alto do Rodrigues, cujo petróleo bruto tem densidade de 16 °API (MEZZOMO et al., 2001). Ao definir pseudocomponentes para o petróleo bruto, estes foram organizados em 6 grupos, a saber, C₁₋₃, C₄₋₅, C₆₋₉, C₁₀₋₁₉, C₂₀₋₃₉ e C₄₀₊, com predominância de C₂₀₋₃₉ devido ao alta complexidade química, além de CO₂ e N₂, como 2 componentes adicionais (ARAÚJO, 2022).

O “efeito película” representado pela sigla “S”, também conhecido por fator de *skin* (Equação 1). Os termos *k* e *k_s* representam as permeabilidades do reservatório (região não danificada) e da região com permeabilidade alterada, respectivamente. O *r_w* representa o raio do poço e *r_s* representa o raio da área danificada, a partir do centro do poço, da região com permeabilidade alterada (COSTA et al., 2019)

$$s = \left(\frac{k_{orig}}{k_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) \quad (\text{Equação 1})$$

Se o fator de película estiver positivo, significa que o reservatório está danificado, podendo impactar negativamente na injetividade/produzitividade dos poços. Quando este termo for negativo,

significa que o reservatório foi estimulado, podendo incrementar a injetividade/produzitividade dos poços (LOPES, 2012). Outro ponto importante, se tratando de reservatórios heterogêneos, e que não se tem um valor fixo de *skin*, mas sim um perfil distribuído com valores sendo alterados na direção do poço.

Esse perfil distribuído apresenta impacto considerável na recuperação de óleo de um campo, mostrando a necessidade de se obter a sua melhor distribuição, e não apenas um único valor para o *skin*, que seria um valor médio de *skin* para toda profundidade analisada (Aum, 2016). No entanto, no presente estudo foram considerados três valores de *skin* homogêneos e fixo em toda a distribuição do poço (-2, 0 e +2).

As vazões dos poços, injetor e produtor, foram calculadas baseadas no modelo de poço de Peaceman (1983). No qual, de forma similar, a injetividade/produzitividade dos poços da seguinte forma (Equação 2).

$$WP \text{ ou } WI = 2\pi f f.kh.wfrac/\{\ln(r_e/r_w) + S\} \quad (\text{Equação 2})$$

Vale ressaltar a presença do fator de película na equação, possibilitando o cálculo da injetividade/produzitividade por camadas, sendo a conexão entre os dados da simulação de acidificação com a área de reservatórios.

Resultados e Discussão

A Figura 2 mostra a vazão de óleo em função do período de 16 anos, para os casos com *skin* “-2”, “0”, e “+2”, respectivamente, com a vazão de injeção de 25 m³STD/dia. Foi observado, no caso com *skin* positivo, um incremento na vazão de óleo atingido um pico máximo de 13,2 m³STD/dia, em torno do oitavo ano de projeto, seguido de um declínio até o décimo sexto ano, possivelmente, decorrente da depleção do meio poroso. Os demais casos, *skin* zero e negativo, apresentaram um pico máximo de produção semelhante ao caso com *skin* positivo seguidos com a mesma tendência de declínio. Ademais, foi observado uma antecipação do banco de óleo, quando se altera o efeito película positivo para o negativo, indicando que as operações de estimulação de poços podem acarretar melhorias na injetividade/produzitividade dos poços, resultando no deslocamento do banco de óleo.

A Figura 3 mostra a saturação de óleo, através de mapas areal 2D, dos casos estudados (-2, 0 e +2) em dois intervalos de tempo (inicial e em 6 anos). Nessa Figura, pode ser observado que no tempo inicial os casos apresentam as mesmas características, enquanto, em seis anos de projeto, o caso estimulado (com efeito película negativo) apresentou um melhor varrido no meio poroso quando comparado com o caso danificado (com efeito película positivo), corroborando a antecipação do banco indicada no estudo.

Figura 2: Vazão de óleo, em 16 anos, para os casos com skin negativo, zero e positivo.

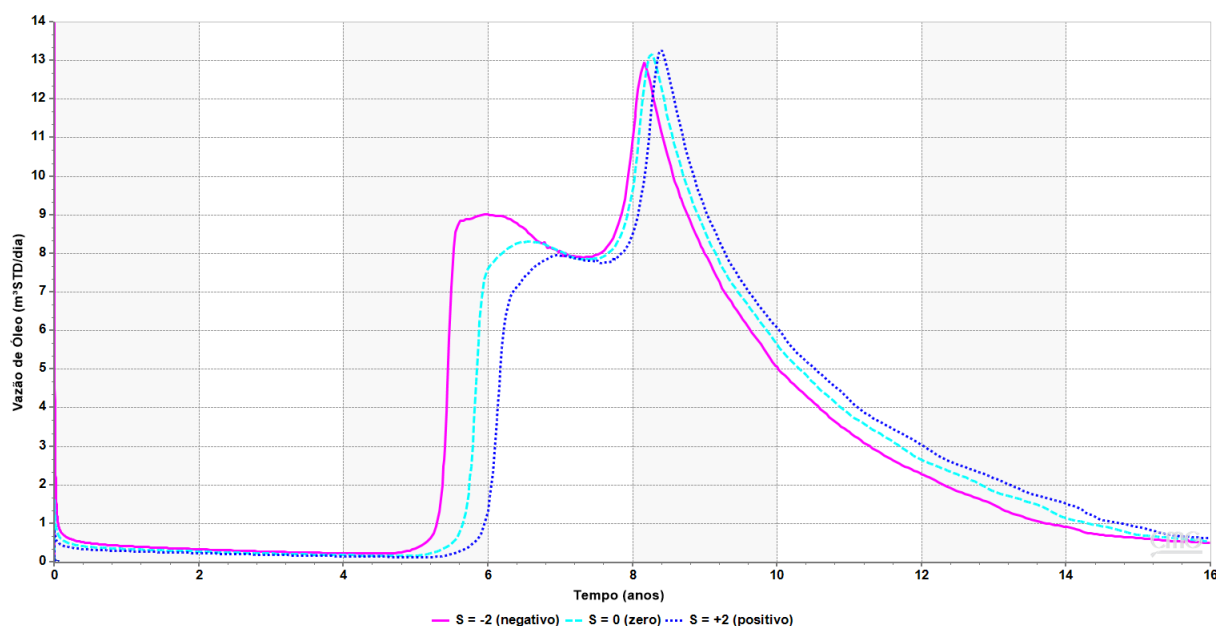
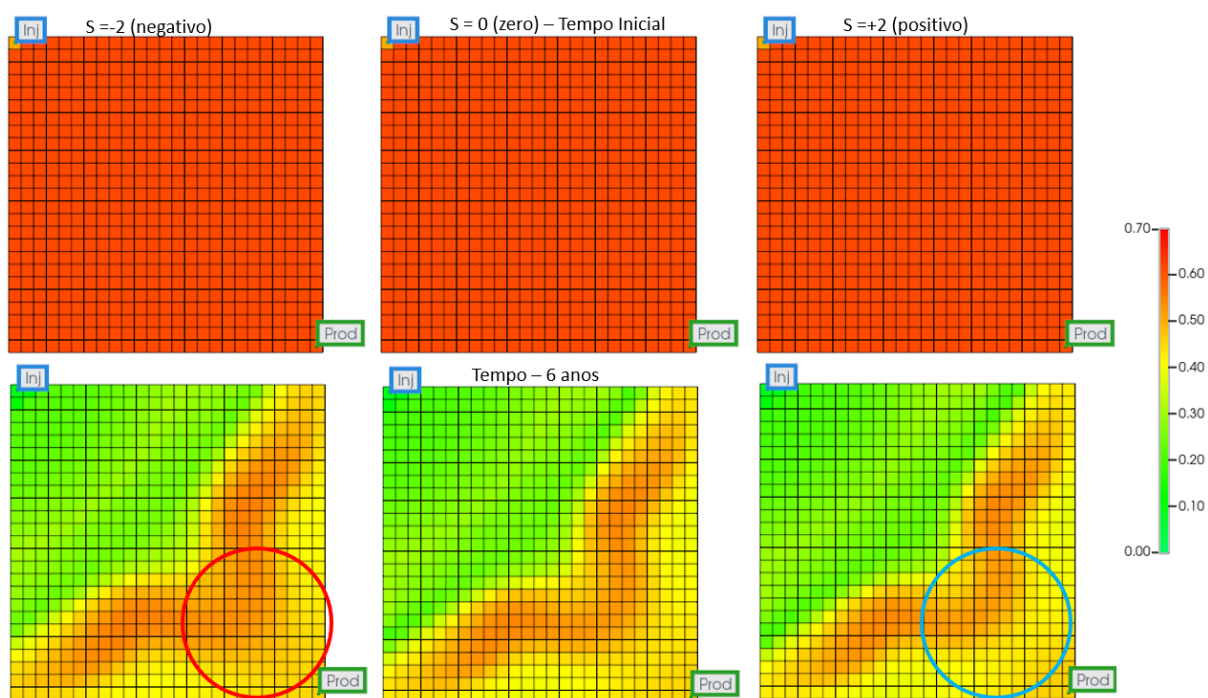


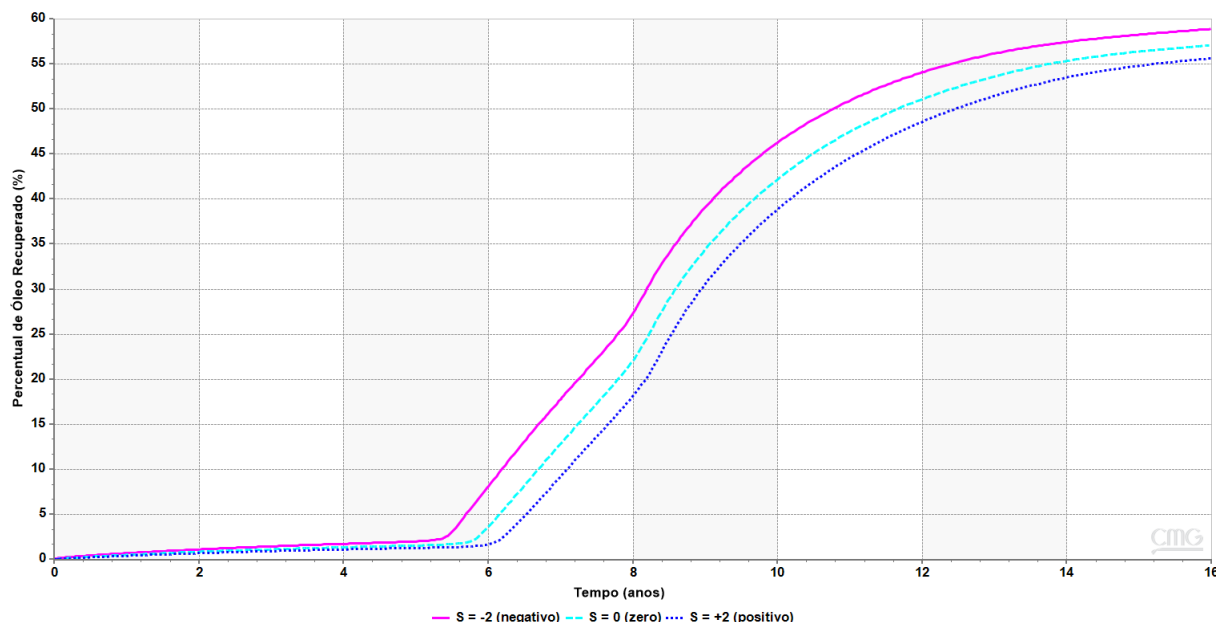
Figura 3: Mapa areal 2D da saturação de óleo para os casos estudados em dois intervalos de tempo (inicial e em seis anos).



A Figura 4 mostra o percentual de óleo recuperado em função do período de 16 anos para os mesmos casos citados. Foi observado, que variando o skin positivo para negativo, acarretou um incremento do percentual de óleo recuperado, em três pontos percentuais no tempo final de projeto. Além disso, em 6 anos de projeto, foi observado que o caso estimulado (skin negativo) apresentou um

incremento, em torno de, seis pontos percentuais em relação ao caso danificado (skin positivo). Esses resultados corroboram que as operações de estimulação podem melhorar a injetividade/produzibilidade dos poços, refletindo em um incremento do percentual de óleo recuperado.

Figura 4: Percentual de óleo recuperado (%FR) com injeção de ar contínua e intermitente.



Conclusões

As principais conclusões deste estudo são:

- A análise de sensibilidade mostrou que as operações de estimulação podem acarretar melhoras na injetividade/produzibilidade dos poços favorecendo a antecipação e/ou incremento da produção de óleo;
- Os métodos de estimulação podem auxiliar no desenvolvimento de campos maduros integrados aos métodos recuperação avançados estendendo a vida produtiva desses locais;

Agradecimentos

À CMG (*Computer Modelling Group*) pelo programa, ao LCPetro (Laboratório de Ciências do Petróleo), do Campus Universitário de Salinópolis da Universidade Federal do Pará, pela infraestrutura e a Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo (UAEPetro), da Universidade Federal de Campina Grande, pelo apoio no desenvolvimento da pesquisa.

Referências Bibliográficas

ARAÚJO, E. A.; ARAUJO, E. A.; GURGEL, A. R.; RODRIGUES, M. A. F.; DINIZ, A. A. R.. Economic analysis of oil production by applying in situ combustion. *Energy Sources Part B-Economics Planning and Policy*, v. 12, p. 365-371, 2017.

ARAÚJO, E. A.; BATISTA, L. C.; BECHARA, J. V. O.; GURGEL, A. R.; OLIVEIRA, G. P. ; AUM, P. T. P. Influence of high permeability subdomains on steam injection performance in heavy-oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022.

CAO, J.; ZHANG, N.; JOHANSEN, T. E. Applications of fully coupled well/near-well modeling to reservoir heterogeneity and formation damage effects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 176, no. December 2017, p. 640–652, 2019.

COSTA, Francileide G; SPEGLICH, Carlos; LANGE, Roberto; DIAS, Rodrigo A C; PETROBRAS, Cenpes; MACEDO, Avenida Horácio; JANEIRO, Rio De. Metodologia de otimização para previsão de perfil de dano em reservatórios utilizando o software OpenFOAM. 2019.

DAVIES, S.; KELKAR, S. Carbonate stimulation. *Middle East & Asia Reservoir Review*, n.8, p. 50 – 63, 2007.

LOPES, F. R. Estudo Experimental de Dano de Formação em Meios Porosos. .p. 109, 2012. .

MEZZOMO, R.; LUVIZOTTO, J. M.; PALAGI, C. L. Improved oil recovery in carmópolis field: r&d and field implementations. In: *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Vol. 4, February, 2001.

GATES, I.D., LARTER, S. R. Energy efficiency and emissions intensity of SAGD. *Fuel*, 2014.

LYU, X.; LIU, H., TIAN, J., ZHENG, Q., ZHAO, W. Influence of top water on SAGD steam chamber growth in heavy oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021.

NIE, J.; HAN, X., GENG, J. Temperature-dependent rock physics modeling for heavy oil sands. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022.

PEACEMAN, D. W. Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation With Nonsquare Grid Blocks and Anisotropic Permeability. *Society of Petroleum Engineers journal*, vol. 23, no. 3, p. 531–543, 1983.

PRATAMA, R. A.; BABADAGLI, T. A review of the mechanics of heavy oil recovery by steam injection with Chemical additives. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022.