

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE UM MODELO DE RESERVATÓRIO DE ÓLEO COM INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE VIA CFX

AUTORES:

Guilherme Miller Ferreira da Silva¹, Balbina Raquel de Brito Correia¹, Severino Rodrigues de Farias Neto², Antonio Gilson Barbosa de Lima¹

INSTITUIÇÃO:

¹Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica

²Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Química

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba-PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8ºPDPETRO.

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE UM MODELO DE RESERVATÓRIO DE ÓLEO COM INJEÇÃO DE ÁGUA QUENTE VIA CFX

Abstract

The study and analysis of thermal recovery methods in oil reservoir has had great advances and comes diffusing over the years, aiming to increase the temperature of the reservoir and oil "in situ", thereby increasing recovery efficiency. This method consists in injecting the fluid in porous media to a temperature above the fluids contained in the reservoir to obtain a differential temperature therebetween. Thus, there will be a heat transfer so that there is a reduction in oil viscosity and an increase in mobility ratio between the fluids in the porous media. Different numerical simulations, (three-dimensional, and transient) were performed using an isotropic reservoir model, with initial saturation of oil considering isothermal and non-isothermal processes. For the numerical simulations, we used the commercial software ANSYS CFX 15.0®. Water (13.8 m³/d, 27.5 m³/d, 41.3 m³/d) was injected inside the oil zone at a depth of 1.5 m from the top of the model. We attempted to discuss and analyze the influence of the temperature difference between the fluid that displaces and the fluid displaced, the variation of the dynamic oil viscosity over time, the cumulative oil produced and the recovery factor during the injection process. It was found that the recovery factor increases proportionally with the injected water volumetric rate and the temperature difference of the fluids.

Introdução

Em reservatórios cujo óleo é muito viscoso, a utilização de um processo convencional de recuperação fatalmente resulta em insucesso. A alta viscosidade do óleo dificulta o seu movimento dentro do meio poroso, enquanto que o fluido injetado, água ou gás, tem uma mobilidade muito maior, resultando em pequenas eficiências de varrido e por consequência uma recuperação normalmente muito baixa, (Thomas *et al.*, 2001).

Em campos considerados, maduros a ocorrência de problemas que são comuns para a Engenharia de Petróleo surge da necessidade de técnicas eficientes para aumentar a recuperação de óleo. Entre as técnicas desenvolvidas que mais se destaca, a injeção de água está entre as mais utilizadas. Trata-se do deslocamento de fluidos não miscíveis para aumentar a produção de óleo. Além disso, a água injetada pode estar a uma temperatura diferente da temperatura inicial da formação (problemas não-isotérmicos). Com isso, além de deslocar o óleo em direção ao poço produtor, o processo de injeção também resultará em mudanças na temperatura da formação, influenciando diretamente as propriedades dos fluidos (Costa *et al.*, 2003).

Processos de recuperação térmica utilizam energia térmica para aumentar a temperatura do reservatório e, portanto, diminuir a viscosidade do óleo, o que torna possível o deslocamento de óleo para os poços de produção (Zerón, 2012).

A injeção de água quente é o tipo mais comum e básico de recuperação térmica. Com poucas mudanças no equipamento, a injeção de água pode ser estendida a uma técnica por aquecimento da água injetada. A recuperação é aumentada para melhorar a eficiência de varrido e expansão térmica do óleo (Rosa *et al.*, 2011).

Com estes conceitos, o presente artigo tem como objetivo estudar numericamente a recuperação de óleo a partir de injeção de água para os casos isotérmicos e não-isotérmicos, comparando ambos para fins de analisar o comportamento dos fluidos e formação, para os respectivos valores de óleo recuperado e água produzida. O modelo em estudo é um reservatório, saturado completamente em óleo, com duas configurações *five-spot* invertido e em paralelo. Foi definido um reservatório homogêneo, como modelo de fluido *black oil*, com 22,1 °API, em uma malha não-estruturada. As simulações foram realizadas com o software comercial ANSYS CFX® 15.0, com um tempo total de injeção de 72.000 horas (8,2 anos).

Metodologia

Modelagem matemática

As equações de conservação utilizadas no presente estudo, para descrever o escoamento no meio poroso correspondem a uma generalização das equações de Navier-Stokes, da lei de Darcy e da conservação da energia, utilizadas pelo ANSYS CFX® 15.0. Especificamente, as equações da conservação de massa e quantidade de movimento linear são as seguintes:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U}) = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial(\rho\phi\vec{U})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho\phi(\hat{K}\vec{U}) \otimes \vec{U}) - \nabla \cdot (\mu_e \hat{K}(\nabla\vec{U} + \nabla\vec{U}^T - \frac{2}{3}\nabla \cdot \vec{U})) = -\phi R\vec{U} - \phi \nabla P \quad (2)$$

onde t é o tempo, ϕ é a porosidade, ρ é a massa específica, K é a permeabilidade absoluta do meio poroso e $\vec{U}$ é o vetor velocidade real, μ_e é a viscosidade efetiva (ou a viscosidade laminar), $\hat{K}=(K^{ij})$ corresponde a um tensor simétrico de segunda ordem, chamado de *tensor porosidade de área* e $R=(R^{ij})$ é o coeficiente de resistência ao fluxo em meios porosos.

Em situações de regime permanente e de alta resistência, um alto gradiente de pressão deve ser atribuído para equilibrar a resistência. Nesta situação, os dois termos do lado direito da equação (2) são grandes e de sinal oposto, e os termos convectivos e de difusão no lado esquerdo da equação são desprezíveis, assim a equação (2) pode ser reescrita como segue:

$$\begin{aligned} \phi R\vec{U} &= \phi \nabla P \\ -R\vec{U} &= \nabla P \\ \vec{U} &= -R^{-1}\nabla P \end{aligned} \quad (3)$$

Portanto, no limite de resistência elevada, obtêm-se uma versão anisotrópica da lei de Darcy, com permeabilidade relativa ao inverso do tensor de resistência.

A equação da transferência de energia no meio poroso é modelada da seguinte forma:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho H) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U} H) - \nabla \cdot (\Gamma_e \mathbf{K} \cdot \nabla H) = \phi S^H \quad (4)$$

onde, o primeiro termo da esquerda é o termo de acúmulo de energia, o segundo termo refere-se a transferência de calor convectivo e o terceiro termo está relacionado a transferência de calor por

difusão, onde Γ_e é a difusividade térmica, H é a entalpia e S^H contém uma fonte de calor (que pode ser positiva ou negativa).

Modelo físico

O domínio estudado representa uma fração de um determinado reservatório de petróleo, com o topo a 200 metros de profundidade (Figura 1).

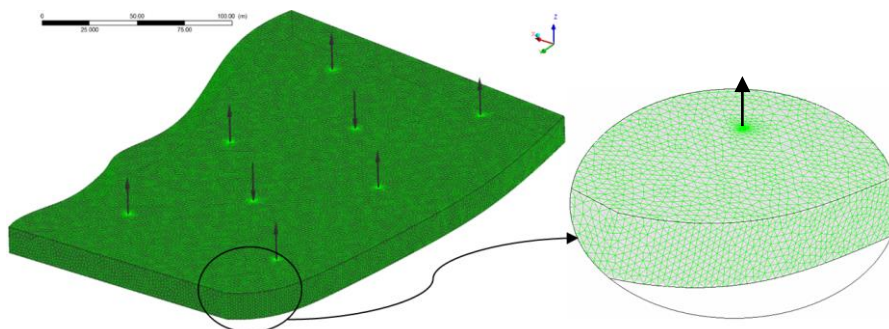


Figura 1 – Modelo do reservatório em estudo, com detalhe de refinamento de malha.

Condições de contorno e características do reservatório

Na Tabela 1, são apresentadas as propriedades e características do modelo de reservatório em estudo. As características tanto do meio poroso quanto dos fluidos foram adotadas a partir da concepção da literatura estudada.

	Saturação inicial de óleo (%)	Saturação inicial de água (%)	Permeabilidade horizontal (mD)	Permeabilidade vertical (mD)	Viscosidade do óleo a 310,95 K (cP)	Porosidade (%)	Pressão Inicial (kPa)
Isotérmico	100	0	1000	1000	170	28	12.159
Não-isotérmico							

Tabela 1 – Dados do reservatório para os dois casos estudados (Isotérmicos e Não-isotérmicos)

A porosidade segue o modelo de Ruiz (2006), a permeabilidade é dada por Aires (2013) e a pressão, temperatura do reservatório e viscosidade do óleo reportadas por Cunha (2010). Para as características dos fluidos foram adotadas a massa específica do óleo $\rho_o = 868,7 \text{ kg/m}^3$ e peso molecular de 105,47 kg/kmol; massa específica da água de injeção $\rho_{w_{inj}} = 942,5 \text{ kg/m}^3$ e peso molecular de 18,02 kg/kmol; a tensão superficial água/óleo $\tau = 0,03 \text{ N/m}$, com base nos estudos de Cunha (2010).

Para os casos isotérmicos foram adotadas condições de superfície impermeável nas partes superior, inferior e laterais, que representam as fronteiras do reservatório como também as paredes dos poços injetores e produtores, ou seja, as componentes das velocidades nas três direções são nulas. Além disso, nos casos não-isotérmicos foram adotadas condições de parede adiabática.

Casos estudados

Foram simulados casos com variação de fração volumétrica de injeção de água, para duas temperaturas distintas, para avaliar a influência dos parâmetros operacionais na eficiência do método, como mostrado abaixo na Tabela 2.

Caso	Temperatura (K)	Vazão (m ³ /d)		
Isotérmico	310,95	13,8	27,5	41,3
Não-Isotérmico	370	13,8	27,5	41,3

Tabela 2 – Parâmetros operacionais

Resultados e Discussão

Com o intuito de verificar qual configuração dos parâmetros é mais eficiente, foram discutidos os resultados das simulações utilizando-se o Fator de Recuperação “FR”. Na Figura 2, foi observado o fator de recuperação no decorrer do tempo de injeção, para todos os casos simulados. Variou-se a vazão de injeção e a temperatura do fluido injetado, a fim de analisar o comportamento desta variação no FR final.

Na Figura 2, ver-se que para a maior vazão de injeção de água quente, foi obtido o melhor fator de recuperação comparado com o método isotérmico nas mesmas condições de vazão. Isto pode ser explicado pelo fato de que devido à troca de calor com o meio, aumenta-se a mobilidade do óleo, o que leva a um aumento no deslocamento do mesmo, aumentando assim ao fator de recuperação. O valor do fator de recuperação final para o método isotérmico com a vazão de 41,3 m³/d foi de 12,15% e para o método não-isotérmico com a mesma vazão obteve-se um fator de recuperação de 19,8%.

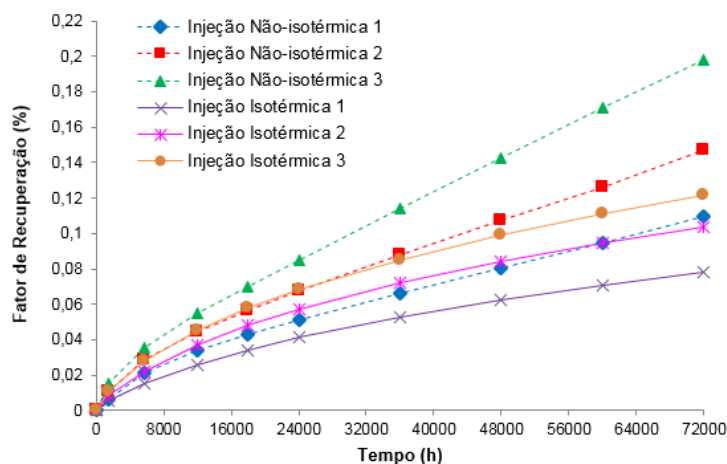


Figura 2 – Fator de recuperação em função do tempo de processo para os casos isotérmicos e não-isotérmicos

Observa-se ainda que quanto mais injeta-se água no reservatório, mas se tem um melhor FR. Contudo, deve-se notar que ao mesmo tempo em que se tem mais óleo recuperado, também ter-se-á mais água produzida, assim deve ser feito um balanço no qual se analisará qual das configurações tem melhor viabilidade econômica. Na Figura 3, observa-se a água acumulada produzida no decorrer do tempo de injeção para todos os casos estudados.

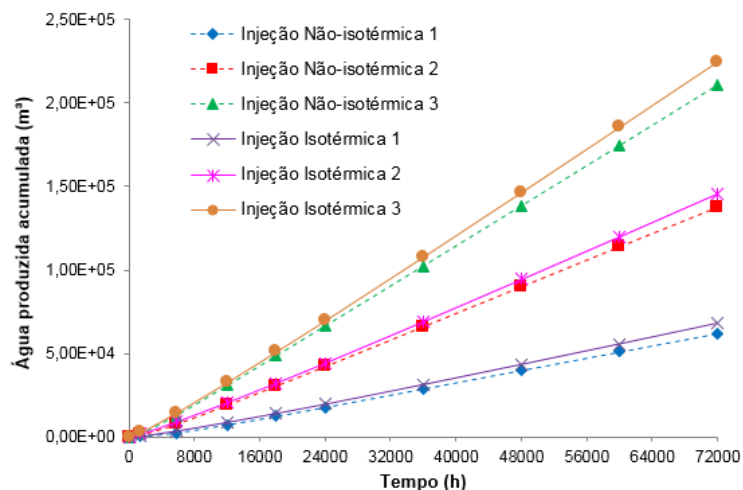


Figura 3 – Água produzida acumulada em função do tempo de processo para os casos isotérmicos e não-isotérmicos

A Figura 4 apresenta-se a evolução da fração volumétrica de água no tempo, ilustrada em um plano vertical em relação a um (1) poço injetor e dois (2) produtores. Esta figura permite observar a frente de avanço da água em diferentes instantes de tempo para os casos isotérmicos e não-isotérmicos.

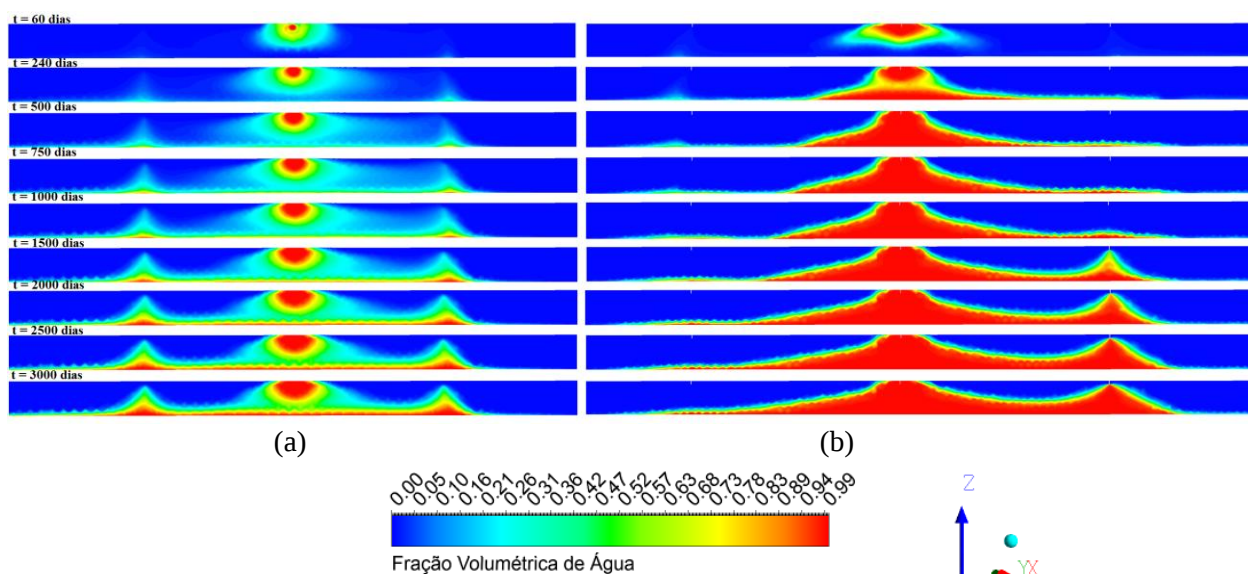


Figura 4 – Evolução temporal da fração volumétrica de água injetada para vazão volumétrica de 27,5 m³/d, (a) Isotérmico e (b) não-isotérmico

Na Figura 5, mostra-se uma visão frontal do avanço da água no reservatório, para o caso não-isotérmico. Assim, pode-se observar que a água segue caminhos preferenciais e sua chegada aos poços produtores não é uniforme para todos os poços. Logo, o “breakthrough” e a formação do cone de água, podem ser consideradas prematuras para alguns poços enquanto para outros não.

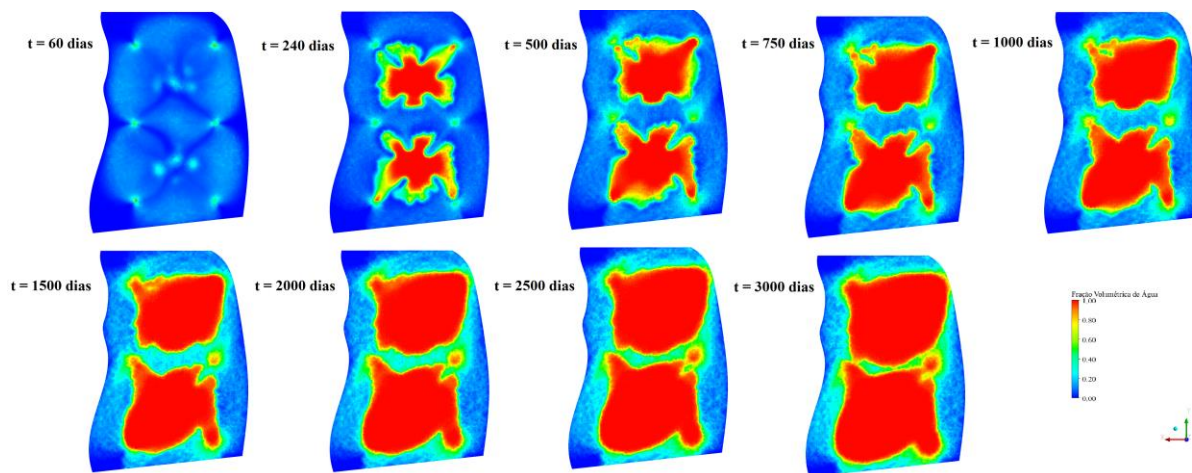


Figura 5 – Avanço da água no reservatório, para diversos tempos de processo (27,5 m³/d e não-isotérmico)

Conclusões

Baseado nos resultados das análises numéricas, pode-se ver que a porcentagem recuperada apresenta uma relação direta com o aumento da vazão de água e também mostra a importância de considerar que a temperatura promove redução significativa na viscosidade, aumentando assim sua mobilidade, resultando em maiores valores de fator de recuperação. Então obteve-se um fator de recuperação aproximadamente de 7,8% a 12,15% para os casos isotérmicos e para os casos não-isotérmicos de 10,93% a 19,8%. Para a maior vazão de injeção foi obtido uma produção de óleo acumulado de 22.704 m³ (caso isotérmico) e 36.999 m³ (caso não-isotérmico).

Através das simulações numéricas foi observado que a água tanto nos casos isotérmico e não-isotérmicos apresentou a formação de caminhos preferenciais em direção aos poços produtores. Este fato pode ser explicado tendo em vista o diferencial entre a viscosidade do óleo e da água ser bastante significativo.

Verifica-se ainda que a água quente injetada no reservatório ao trocar calor com o óleo ali contido, proporciona um aumento na viscosidade do óleo no decorrer do seu caminho até os poços produtores, devido à diminuição da sua temperatura, fazendo com que se tenha uma redução da produção de óleo.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio da CAPES, CNPQ, ANP/UFCG-PRH-25, FINEP e PETROBRAS S/A, pelo financiamento do projeto e pela concessão da bolsa de iniciação científica.

Referências Bibliográficas

AIRES, J. D. M. *Estudo e desenvolvimento de um campo de óleo pesado submetido ao processo de injeção contínua de vapor*. Trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.

COSTA, L. M., GUIMARÃES, L. J. N., Pontes Filho, I. D. S. *Simulação de injeção de água em análogos de reservatório em condições não isotérmicas*. 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Civil. Recife-PE. 2003.

CUNHA, A. L. *Recuperação avançada não – isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Dissertação de Mestrado, Campina Grande, Paraíba, 2010.

ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência. Rio de Janeiro, RJ. 2011.

RUIZ, C. P. A. *Estudo comparativo da injeção de água usando poços verticais e horizontais*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

THOMAS, J. E. (org). *Fundamentos da Engenharia de Petróleo*. 2ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

ZERÓN, L. R. *Advances in Enhanced oil recovery processes*. Chemical Engineering Departament, University of New Brunswick, Canada.