

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Avaliação Térmica da Recuperação de Óleo em Reservatórios Petrolíferos – Modelagem e Simulação

AUTORES:

Acto de Lima Cunha, Severino Rodrigues de Farias Neto, Antonio Gilson Barbosa de Lima, Morgana de Vasconcellos Araujo e Adriana Barbosa da Costa

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Campina Grande

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6ºPDPETRO.

AVALIAÇÃO TÉRMICA DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO– MODELAGEM E SIMULAÇÃO

Abstract

In this work, was made a numerically study of the process of heat transfer in oil reservoir via water injection. Were performed a tridimensional numerical simulations, transient, considering non-isothermal processes using the commercial package ANSYS CFX 11, and were evaluated the effects of oil recovery factor. The numerical results showed that the Nusselt number did not have significant influence on the equation of heat transfer and consequently had little influence on recovery factors of heavy oil and the profiles of water volume fraction showed the tendency of the injected water to travel by lower layers of the reservoir.

Keywords: Heavy oil, flow in porous media, recovery factor, numerical simulation.

Introdução

Os reservatórios de óleo pesado têm uma recuperação primária extremamente baixa, sendo ótimos candidatos ao emprego de métodos térmicos (Queiroz *et al.*, 2005). Entre as técnicas desenvolvidas, a injeção de água destaca-se como uma das mais utilizadas. A água injetada pode estar a uma temperatura diferente da temperatura inicial da formação que, 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). A análise da distribuição de temperatura em meios porosos, tem tido nestas três últimas décadas um rápido crescimento nas pesquisas, devido à necessidade de se conhecer o comportamento térmico e hidrodinâmico existentes nos reservatórios de petróleo (Medeiros *et al.*, 1999). No presente trabalho, o objetivo é apresentar os resultados numéricos do fator de recuperação devido a transferência de calor no escoamento em meio poroso, são igualmente apresentados os perfis de temperatura e fração volumétrica do processo de recuperação.

Geometria

O domínio de estudo é representado por uma parcela de um reservatório petrolífero constituído de 2 (dois) poços injetores de água centrais e 6 (seis) poços produtores dispostos num esquema “five spots” (Figura 1) de 1,5 m de comprimento e 0,2 m de diâmetro. As dimensões da parcela do reservatório são de 270 m de comprimento, 180 m de largura e uma altura de 15 m.

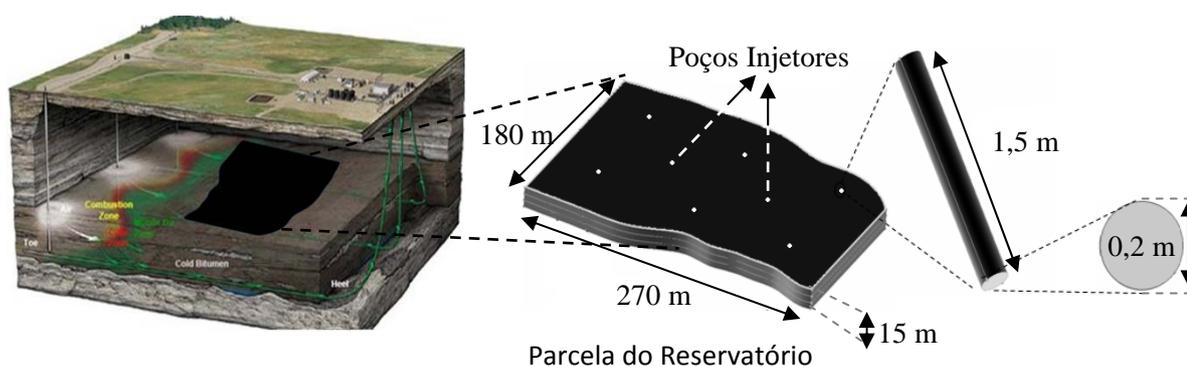


Figura 1. Layout do reservatório considerado

Na Figura 2 está representada a situação avaliada, referente ao posicionamento vertical do poço na parcela do reservatório.

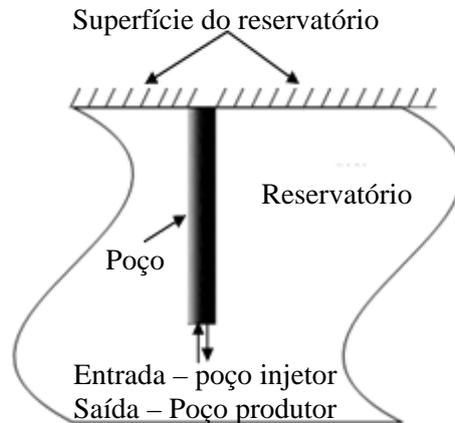


Figura 2. Posicionamento do poço na parcela do reservatório

Malha e Metodologia Computacional

Na Figura 3 está representada a malha representativa do domínio de estudo (parcela do reservatório), confeccionada com o auxílio do ICEM-CFD 11.0, que após diferentes refinamentos resultou em uma malha não estruturada com 760.786 elementos tetrahédricos.

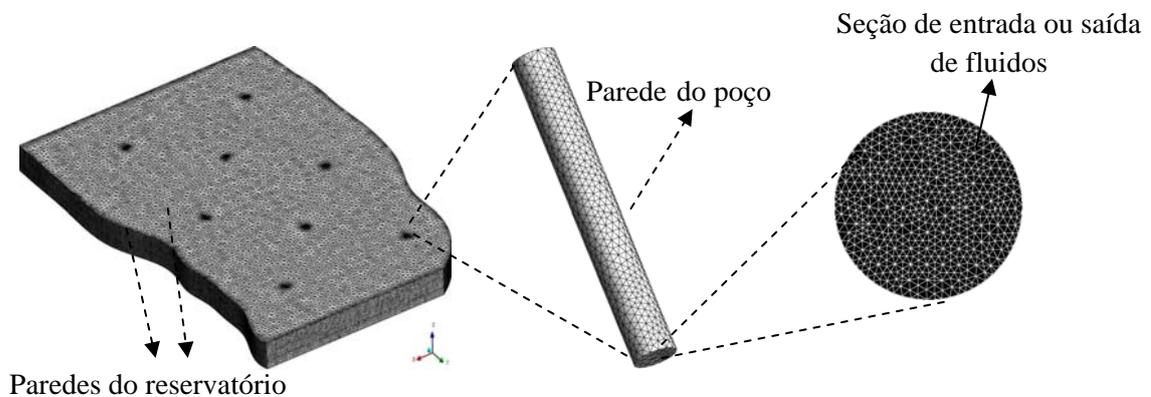


Figura 3. Reservatório estudado mostrando diferentes seções com a malha

Modelagem Matemática

O escoamento no meio poroso é descrito pelas equações de conservação da massa, quantidade de movimento, empregando a lei de Darcy e a equação de conservação de energia, representadas respectivamente pelas Equações (1-4).

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

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

onde \vec{U} é o vetor velocidade real, t é o tempo, ϕ é a porosidade, ρ é a massa específica, $\mathbf{K} = (K^{ij})$ é um tensor simétrico de segunda ordem, chamado de tensor porosidade de área, μ é a viscosidade efetiva e $\mathbf{R} = (R^{ij})$ a resistência ao fluxo no meio poroso e é, em geral, um tensor simétrico positivo de segunda ordem, a fim de atender as possíveis anisotropias na resistência ao escoamento.

No caso de resistências elevadas, deve-se atribuir um gradiente de pressão elevado para equilibrar a resistência com o objetivo de promover o deslocamento do fluido no meio poroso. Nessa situação, os dois termos do lado direito da Equação (2) são grandes e de sinal oposto, e os termos convectivos e difusivos no lado esquerdo da equação são insignificantes. Assim, a Equação (2) reduz-se a:

$$U = -\mathbf{R}^{-1} \cdot \nabla p \quad (3)$$

Assim, para valores de resistência elevada, obtém-se uma versão anisotrópica da lei Darcy, com permeabilidade proporcional ao inverso do tensor resistência.

A equação de energia no meio poroso é dada por:

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

O primeiro termo do lado esquerdo corresponde ao termo de acúmulo de energia, o segundo termo refere-se a transferência de calor por convecção e o terceiro termo está relacionado a transferência de calor por difusão, onde Γ_e é a difusividade térmica efetiva, H é a entalpia e S^H é o termo fonte de calor.

Quando o termo convectivo tem uma parcela importante na transferência de calor deve-se definir o coeficiente de transferência de calor por convecção, h , ou se define o número de *Nusselt*, dada pela Equação (5).

$$Nu = \frac{hL}{k_f} \quad (5)$$

onde L é um comprimento característico e k é a condutividade térmica do fluido.

Condições Iniciais e de Contorno

Inicialmente foi considerado que a pressão (P_i), temperatura (T_i), e a saturação de óleo (S_{o_i}) estão distribuídas uniformemente na parcela do reservatório com os seguintes valores: $P_i=120$ atm, $T_i=310,95$ K e $S_{o_i} = 1$ (consequentemente a saturação de água, $S_{w_i} = 0$). As condições de contorno adotadas estão representadas na Tabela 1, onde ω corresponde ao fluxo mássico de água injetada; f_o e f_w são frações volumétricas de óleo e água, respectivamente, P a pressão estática na fronteira de saída do poço produtor; \vec{v} é o vetor velocidade na fronteira; T temperatura de entrada da água no poço injetor e Q ao fluxo de calor (condição adiabática).

Tabela 1. Condições de contorno

Contornos	ω (kg/s)	f_o	f_w	P(atm)	\vec{v} (m/s)	T(K)	Q(J/s)
Entrada	0,25	0	1	-	-	370,2	-
Saída	-	-	-	100	-	-	-
Paredes	-	-	-	-	0	-	0

Resultados e Discussão

As simulações foram realizadas em um computador *Quad Core* 2,66 GHz, 8 Gb de memória RAM e 1 Tb de memória física (HD). Adotou-se um critério de convergência residual (RMS) inferior a 10^{-6} . O tempo de simulação dos casos estudados variou entre 43 e 46 horas. A fim de por em evidência o efeito térmico no processo de recuperação de óleo pesado na parcela de reservatório avaliado na seção anterior, tomou-se uma vazão mássica igual a 0,25 kg/s e fixou-se as temperaturas de injeção de água e do reservatório e variou-se o número de *Nusselt* (1; 2; 4; 6; 8 e 10). Os resultados das simulações estão representados na Figura 4, que ilustra a evolução do fator de recuperação¹ com o tempo para diferentes valores do número de *Nusselt*.

Na Figura 4 estão representadas o comportamento do fator de recuperação em função do tempo para diferentes valores do número de *Nusselt*. Observa-se, então que não há praticamente mudanças significativas no comparativo tanto qualitativamente como quantitativamente. Os resultados apresentados na Tabela 2 ratificam esta informação, na qual são apresentados os desvios encontrados no fator de recuperação em vários instantes para os diferentes números de *Nusselt* analisados. Os resíduos do fator de recuperação foram encontrados utilizando a seguinte relação:

$$RF_{r_j} = \left| \frac{F_{r_i} - F_{r_1}}{F_{r_1}} \right| \cdot 100, \text{ com } i = 2, 4, 6, 8 \text{ e } 10 \text{ e } j = 1, 2, 3, 4 \text{ e } 5$$

onde F_{r_1} corresponde ao fator de recuperação equivalente ao valor do número de *Nusselt* igual a 1 e F_{r_i} é o fator de recuperação equivalente ao número de *Nusselt* igual a 2, 4, 6, 8 ou 10.

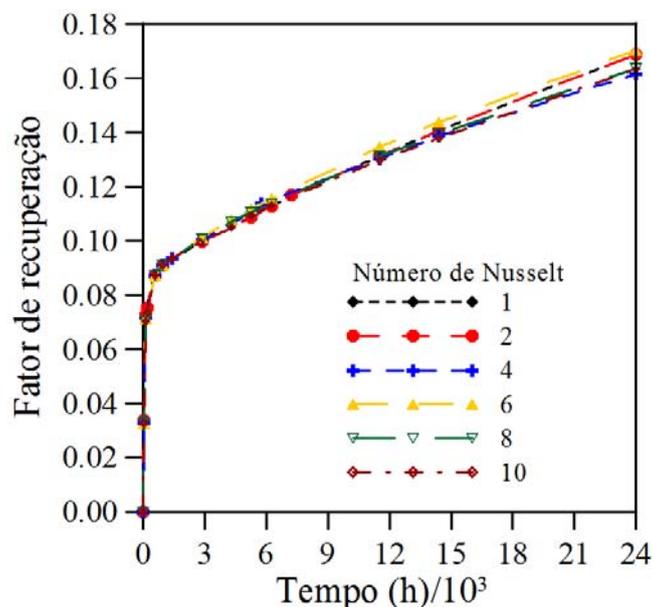


Figura 4. Evolução do fator de recuperação para diferentes números de *Nusselt*

¹Fator de recuperação corresponde à vazão entre o volume de óleo acumulado e o volume inicial de óleo no reservatório.

As diferenças podem ser decorrentes das condições de contorno adotadas nas fronteiras da parcela do reservatório, e pelo fato de existir regiões com grandes concentrações de óleo e água o que reduz a área de contato água/óleo. Atribui-se também ao escoamento ter baixa velocidade (a transferência de calor por convecção que ocorre na interface água/óleo é muito lenta, comparado ao efeito condutivo de calor no escoamento), fazendo com que a variação do número Nusselt não influencie substancialmente na equação de transferência de calor.

Tabela 2. Resíduos do fator de recuperação (RF_R) em vários instantes de tempo para os números de *Nusselt* utilizados.

Nu	2	4	6	8	10	Maior Desvio (%)
Tempo (h)	RF_{R_1}	RF_{R_2}	RF_{R_3}	RF_{R_4}	RF_{R_5}	
48	4%	6%	7%	6%	7%	7
144	1%	2%	3%	4%	4%	4
960	0%	0%	0%	0%	0%	0
1440	0%	0%	3%	1%	0%	3
2880	2%	1%	0%	1%	2%	2
5280	1%	1%	2%	1%	0%	2
11520	1%	0%	3%	1%	1%	3
14400	2%	0%	4%	1%	0%	4
24000	5%	0%	6%	2%	1%	6

Este fato pode ser constatado na Figura 6, onde estão representados os campos de temperatura para a água e o óleo, respectivamente, sobre os planos verticais e na diagonal passando por todos os poços injetores e produtores como ilustrado na Figura 5. Observa-se, visualmente, que não há praticamente nenhuma diferença na distribuição de temperatura das fases.

Como não foi observada influência significativa do número de *Nusselt* sobre o fator de recuperação de óleo pesado, doravante os resultados apresentados e discutidos são baseados no número de *Nusselt* igual a 2.

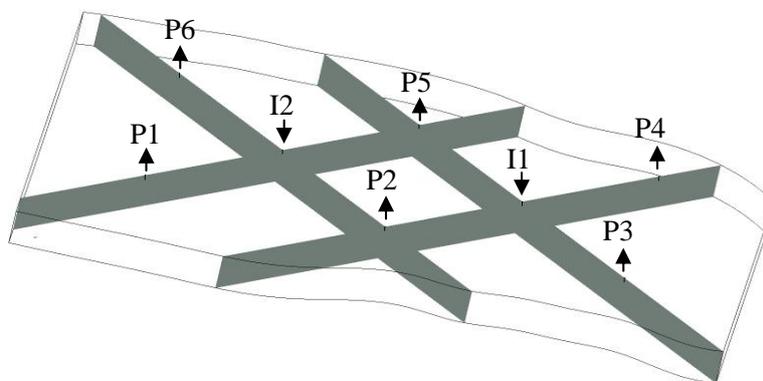


Figura 5. Planos verticais e na diagonal passando pelos poços injetores (I1 e I2) e produtores (P1, P2, P3, P4, P5 e P6).

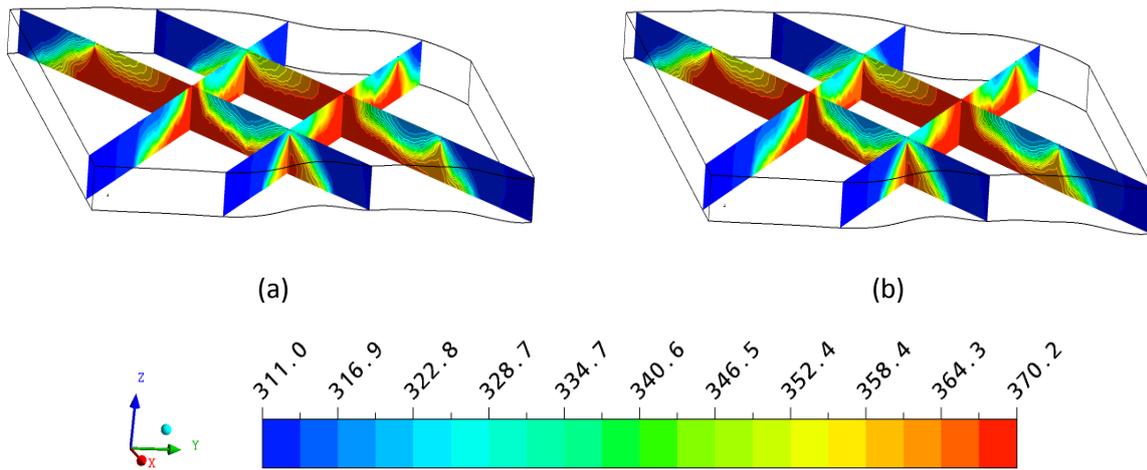


Figura 6. Distribuição da temperatura da água (a) e do óleo (b) (K)

Na Figura 7 está representada a distribuição da fração volumétrica da água sobre quatro planos na vertical passando por todos os poços. Verificou-se que a água injetada mostrou a tendência de se deslocar pelas camadas inferiores do reservatório. Este efeito pode ser explicado pela injeção vertical de água nos poços injetores, a ação da gravidade, diferença de densidade entre os fluidos, bem como por ter sido considerado propriedades isotrópicas (permeabilidade e porosidade no meio poroso).

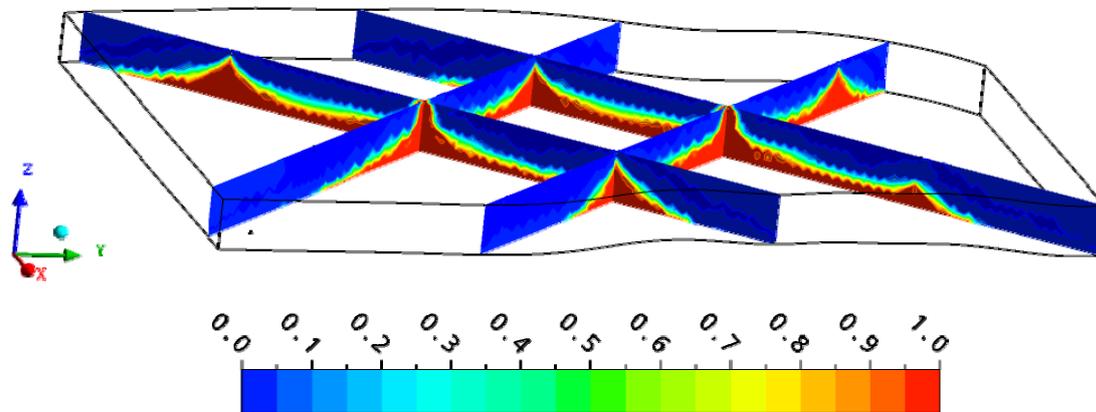


Figura 7. Distribuição da fração volumétrica da água sobre os planos verticais passando por todos os poços ($t = 24000h$)

Conclusões

A variação do número de *Nusselt* não teve influência substancial sobre o fator de recuperação de óleo obtendo uma diferença máxima de 7% entre os valores de *Nusselt* de 1 e 10.

As simulações realizadas ratificam a importância de se considerar a influência da temperatura no processo de fluxo, principalmente para óleos de alta viscosidade, onde o aumento da temperatura promove uma redução significativa na viscosidade, aumentando a sua mobilidade em direção aos poços produtores.

Agradecimentos

Os autores agradecem a ANP/UFCG-PRH-25 pela bolsa de estudo, às Agências Brasileiras CNPq, CAPES, FINEP, PETROBRAS S/A e JBR Engenharia Ltda. por apoiar este trabalho, ao Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem (LPFI) e ao Laboratório de Térmicas e Fluido da UFCG.

Referências Bibliográficas

CFX-USER Manual, ANSYS CFX 11.0, 2006.

Costa, L. M.; Guimarães, L. J. N.; Pontes Filho, I. D. S. **Simulação de Injeção de Água em Análogos de Reservatórios em Condições não Isotérmicas**, 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Recife, 2003.

Queiroz, G. O. **Influência da Cota de Vapor no Processo de Injeção Cíclica de Vapor**. In: 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. Salvador, 2005.

MEDEIROS, J. M., MARCONDES, F., GURGEL, J. M. **Convecção Natural numa Cavidade Porosa Utilizando o Modelo Generalizado com Porosidade Variável** In: IV Congresso Ibero-americano de Engenharia Mecânica, CIDIM '99, Santiago, Chile, 1999.