



PIBIC/CNPq/UFPG-2010

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE ESCOAMENTO NÃO ISOTÉRMICOS DE ÓLEOS PESADOS INDUZIDO PELA INJEÇÃO DE FLUIDOS EM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

Adriana Barbosa da Costa¹, Morgana de Vasconcellos Araujo², Severino Rodrigues de Farias Neto³, Antonio Gilson Barbosa de Lima⁴,

RESUMO

As reservas de óleos pesados apresentam maior dificuldade de extração em virtude de sua alta viscosidade o que requer tecnologias avançadas a fim de melhorar o fator de recuperação. Inovações tecnológicas têm refletido positivamente nesse âmbito e a simulação numérica é uma delas, que com o auxílio de modelos matemáticos possibilita a previsão da distribuição de pressão, velocidade, fração volumétrica e temperatura, dentre outros. Neste sentido, o presente trabalho se propõe a estudar numericamente o processo de recuperação não isotérmica de óleos pesados e ultraviscosos de uma parcela de reservatório por meio de injeção de água. Adotou-se dois pontos de injeção de água, o primeiro a seção de entrada de água do poço injetor localizado no interior da parcela do reservatório e, o segundo, localizado na superfície. Todas as simulações foram realizadas no pacote comercial ANSYS CFX 11. Os resultados da distribuição da fração volumétrica de água e a evolução com o tempo da quantidade de óleo produzida e do fator de recuperação em cada uma das situações são apresentadas e analisadas.

Palavras-chave: Reserva Petrolífera, Óleos Pesados, Simulação Numérica.

NUMERICAL SIMULATION NO ISOTHERMAL HEAVY OIL FLOW INDUCED BY INJECTION OF FLUIDS IN OIL RESERVOIR

ABSTRACT

The reserves of heavy oils are more difficult to extract due to its high viscosity which requires advanced technologies to improve the recovery factor. Technological innovations have reflected positively in this framework and numerical simulation is one of them, with the help of mathematical models allows the prediction of pressure distribution, velocity, volume fraction and temperature, among others. In this sense, the purpose of this paper is to study numerically the non-isothermal recovery process of heavy oil from a portion of reservoir by water injection. We adopted two points of water injection, the first section of water entering the well injector located in the inner portion of the reservoir and the second, located on the surface. All simulations were performed in the commercial package ANSYS CFX 11. The results of the distribution of volume fraction of water and evolution over time the amount of oil produced and the recovery factor in each case are presented and analyzed.

Keywords: Reserve Oil, Heavy Oil, numerical simulation, multiphase flow,

¹ Aluna do Curso de Engenharia Química, Unidade Acadêmica de Engenharia Química, UFPG, Campina Grande, PB, E-mail: adrianabarbosaabc@hotmail.com, bolsista.

² Aluna do Curso de Engenharia Química, Unidade Acadêmica de Engenharia Química, UFPG, Campina Grande, PB,, E-mail: missmoiga@gmail.com, ex-bolsista;

³ Engenharia Química, Professor. Doutor, Unidade Acadêmica de Engenharia Química, UFPG, Campina Grande, PB, E-mail: fariasn@deq.ufcg.edu.br; orientador, *Autor para correspondências.

⁴ Engenharia Química, Professor. Doutor, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica, UFPG, Campina Grande, PB, E-mail: gilson@dem.ufcg.edu.br; colaborador.

INTRODUÇÃO

A maioria dos investimentos da indústria de petróleo se concentra nas atividades de exploração, perfuração, completação e produção, o qual conduz aos profissionais envolvidos, direta ou indiretamente, se depararem com situação que necessitam realizar tarefas, muitas vezes, complexas e tomarem decisões que envolvem milhões de dólares e, muitas vezes, situações de risco.

A indústria petrolífera tem mostrando um grande interesse por campos maduros ou de óleos pesados e ultra-viscoso visando a sua remoção do reservatório e transporte até a superfície. No entanto, uma das primeiras atividades a ser realizada em um campo de petróleo é avaliar a quanto em volume de óleo poderá ser extraído. Entretanto, para se produzir a partir desta reservas recorre-se a tecnologias mais sofisticadas, a partir das quais podem ser identificados o potencial de recuperação dos óleos e aplicar métodos que possam maximizar e facilitar a exploração de campos petrolíferos.

No processo de produção do óleo, o reservatório possui inicialmente uma determinada quantidade de energia armazenada nos fluidos presentes. Com a produção, observa-se uma descompressão, que acarreta uma expansão dos fluidos (água, gás e/ou óleo), possibilitando, dependendo das condições termodinâmicas, a vaporização de frações mais leves do óleo e, conseqüentemente, uma redução da energia inicial no interior do reservatório, obrigando assim a utilização de novos métodos que possam auxiliar no fator de recuperação do petróleo.

A recuperação secundária surge com o intuito de melhorar a produção do óleo, por meio da adição de uma energia artificial no interior dos reservatórios, via injeção de água, por exemplo, possibilitando uma eficiência média de até 60%, embora o valor mais freqüente gire em torno de 30 a 50% (Rosa et al. 2001; Ahamed, 2001; Ahamed e McKinney 2005).

A injeção de água tem sido um dos métodos de recuperação do óleo muito usado na indústria de petróleo e durante o escoamento dos fluidos, visto que o óleo é mais viscoso que a água, logo esta última tende a se descolar mais rápido por caminhos preferenciais. Como conseqüência, observa-se o aparecimento da digitação viscosa (deslocamento da água no reservatório na forma de dedos ou "fingers") devido a essa diferença de viscosidade e também densidade entre os fluidos. Isto faz com que a produção de óleo pesado seja reduzida (Mariano *et al.*, 2007; Ribeiro, 2008).

Segundo Rosa *et al.* (2001) e Ahmed e McKinney (2005) a equação da difusividade é o ponto central no estudo do deslocamento, ou melhor dizendo, no escoamento de fluidos nos meios porosos. Esta equação amplamente utilizada na engenharia de reservatórios é obtida pela junção de outras três equações, sendo elas, de conservação de massa e momento linear, a *Lei de Darcy* associadas a estas últimas equações é assim utilizadas para prever o comportamento dos fluidos em um reservatório petrolífero.

No reservatório de petróleo, a água, o óleo e o gás formam um sistema trifásico e o estudo das propriedades e características desses fluidos, tais como porosidade, permeabilidade, saturação, capilaridade, possibilitam saber a mobilidade dos mesmos e o ponto mais interessante, que é a quantidade de fluidos que pode ser extraída, se tornando assim informações fundamentais de um reservatório.

Neste contexto, a simulação numérica de escoamentos multifásicos em meios porosos (reservatórios de petróleo) é uma das ferramentas que vêm sendo utilizada, pois permite, por exemplo, a análise do comportamento de um reservatório quando sujeito à injeção de diferentes tipos de fluidos para recuperação suplementar de óleo. Vários trabalhos têm sido reportados na literatura visando a obtenção de uma solução numérica do escoamento de fluidos em reservatórios petrolíferos (Vossoughi, *et al.*, 1984; Wendland *et al.*, 2001; Risso *et al.*, 2003; Coutinho e Mendonça, 2004; Donato *et al.*, 2006; Barbosa, 2006; Hadia *et al.*, 2007; Larson e Malqvist, 2007; Tavares *et al.* 2008a; Tavares *et al.* 2008b; Ribeiro, 2008, Cunha, 2010).

Costa e Filho (2003), por exemplo, demonstraram a capacidade do uso de um código computacional para simular a injeção não isotérmica de água no afloramento de Barreiras do Boqueirão (Maceió – AL), considerado um análogo de reservatório. As simulações realizadas revelaram a importância de se considerar a influência da temperatura no processo de fluxo. Por outro lado, Tavares et al. (2008) empregaram o modelo "Black-oil" para estudar numericamente a recuperação de óleos pesados considerando um reservatório com a permeabilidade aleatória e concluíram que a permeabilidade tem uma influência direta no comportamento da frente de avanço de água em um reservatório, resultado igualmente observado por outros autores a exemplo de Starov e Zhdanov (2001), Ambrus et al. (2004), Barbosa (2006), Ribeiro (2008).

Neste contexto, o presente trabalho tem por objetivo apresentar os resultados numéricos do processo de recuperação de óleos pesados e ultraviscosos de uma parcela de reservatório petrolífero, utilizando um esquema de injeção de água seis pontos. Foi utilizado para tal o Ansys CFX 11[®] o qual utiliza o método dos volumes finitos para tratar numericamente as equações diferenciais de conservação de massa, momento linear e energia governantes do problema.

MODELAGEM MATEMÁTICA

Problema Físico

No presente trabalho foi considerada uma parcela do reservatório petrolífero, como ilustra a Figura 1, de aproximadamente 270 m de comprimento, 180 m de largura e 15 m de profundidade. A distância entre cada um dos poços de injeção (dois no total) é de 92 m e cada poço produtor encontra-se distanciado diagonalmente a 65 metros dos poços centrais.

Cada um dos poços foi considerado como cilíndrico de 0,2 m de diâmetro e 1,5 m de comprimento, para o caso em que a injeção de água no reservatório ocorra internamente (Figura 2.a) e comprimento nulo quando a injeção de água ocorrer na superfície da parcela do reservatório, conforme ilustra a Figura 2.b. Adotou-se um esquema de cinco pontos ou “*five spots*” para a distribuição dos poços na parcela do reservatório.

A malha não estruturada constituída de 695750 volumes de controle, ilustrada na Figura 3, é resultado de diferentes refinamentos visando a não dependência dos resultados com a malha utilizada.. Ilustra-se, ainda, nesta figura um detalhe da malha na região do poço P6., bem como uma aproximação ou ampliação da malha referente ao referido poço.

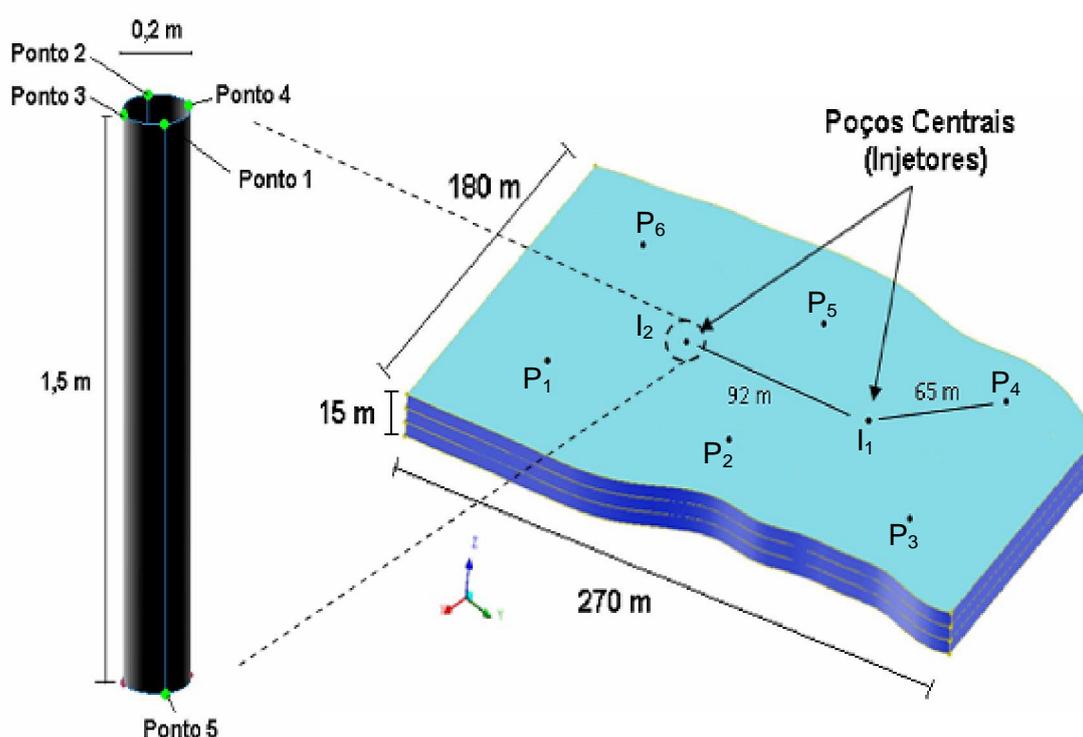


Figura 1- Representação da parcela do reservatório em estudo (Fonte: Adaptado de Cunha, 2010).

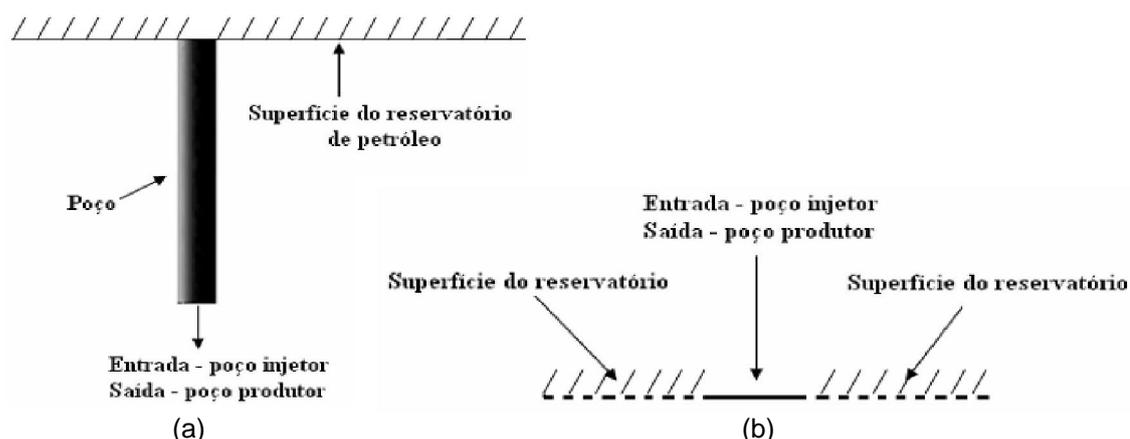


Figura 2- Detalhe dos poços no reservatório com (a) injeção interna e (b) injeção na superfície (Fonte: Cunha, 2010).

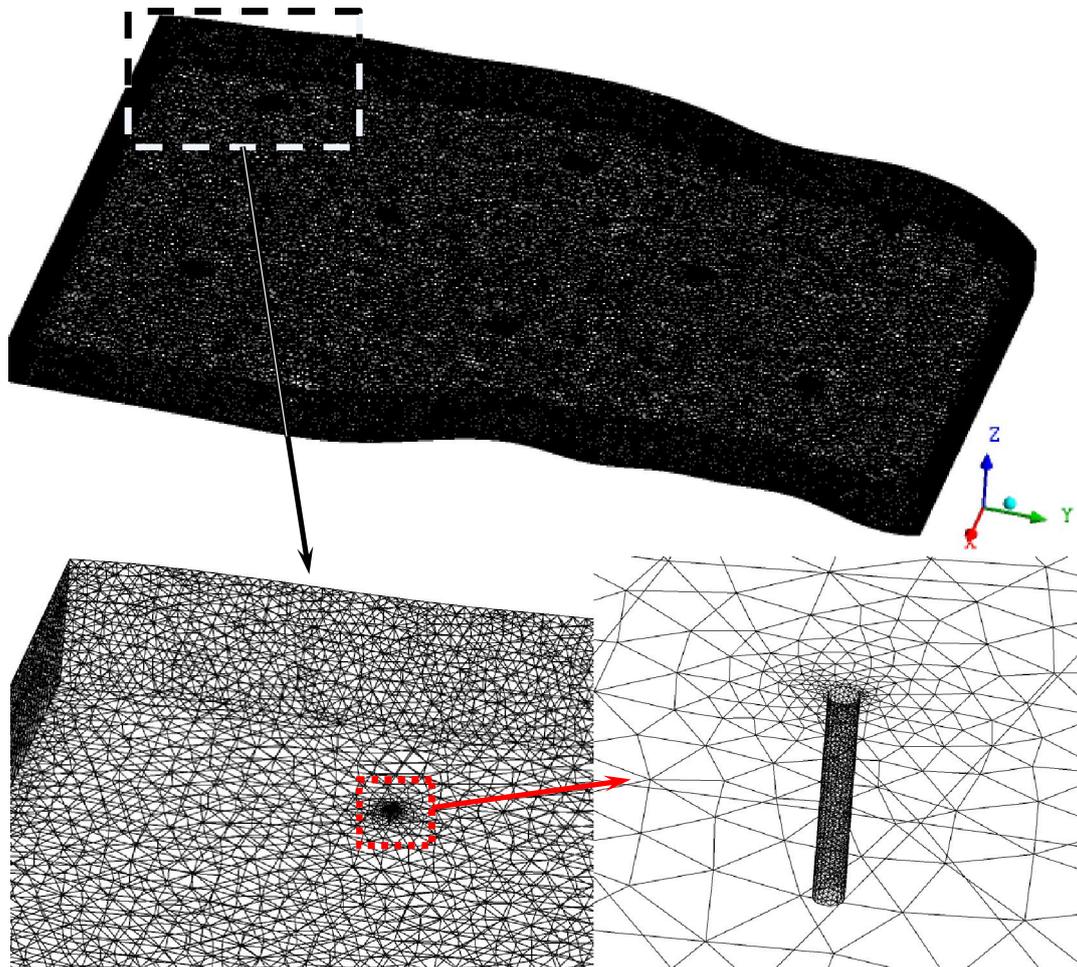


Figura 3 – Representação da malha utilizada na simulação e detalhes da malha e do poço de injeção interna.

Modelo Matemático

O modelo matemático utilizado na descrição do comportamento de reservatórios petrolíferos corresponde a uma associação das equações de conservação de massa e movimento (equações de Navier-Stokes) e da Lei de Darcy para o escoamento em meios porosos, estas são descritas abaixo:

- *Equação de Conservação de Massa*

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

onde t é o tempo, ϕ é a porosidade volumétrica, ρ é a densidade volumétrica, \mathbf{K} é a permeabilidade absoluta do meio poroso e \vec{U} é o vetor velocidade real.

- *Equação de Transferência de Momento Linear*

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

onde \vec{U} é o vetor velocidade real, μ_e é a viscosidade efetiva – ou a viscosidade laminar e $\mathbf{R} = (\mathbf{R}^i)$ representa a resistência ao fluxo no meio poroso, \mathbf{K} corresponde a um tensor simétrico de segunda ordem, chamado de *tensor porosidade de área*.

Para resistências elevadas deve-se atribuir um gradiente de pressão elevado para equilibrar a resistência. Nessa situação, os dois termos do membro direito da Equação 2 são grandes e de sinal oposto, e os termos convectivos e difusivos no membro esquerdo da equação são insignificantes. Assim, a Equação 2 reduz-se a:

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

No ANSYS CFX 11.0 a fonte de quantidade de movimento linear é representada por:

$$\mathcal{S}_i^M = -C^{R1} U_i - C^{R2} |\vec{U}| U_i + \mathcal{S}_i^{spec} \quad (4)$$

onde C^{R1} é o coeficiente linear de resistência, C^{R2} é o coeficiente de resistência quadrático, \mathcal{S}_i^{spec} outras fontes de quantidade de movimento (que podem ser direcionais), U e U_i são velocidades superficiais.

Sendo assim, a lei de Darcy passa a ser generalizada por:

$$-\frac{\partial P}{\partial x_j} = \frac{\mu}{\mathbf{K}} U_j + K_{loss} \rho |\vec{U}| U_j \quad (5)$$

Onde μ é a viscosidade dinâmica, \mathbf{K} é a permeabilidade e K_{loss} é o coeficiente empírico de perda (no default do código comercial ANSYS CFX $K_{loss} = 0$).

Comparando as Equações (4) e (5) e considerando as velocidades reais, os coeficientes C^{R1} e C^{R2} são expressos por:

$$C^{R1} = \frac{\mu}{\phi \mathbf{K}} \quad (6)$$

$$C^{R2} = \frac{K_{loss} \rho}{\phi^2} \quad (7)$$

Com a utilização das velocidades superficiais os coeficientes C^{R1} e C^{R2} passam a ser definidos por:

$$C^{R1} = \frac{\mu}{\mathbf{K}} \quad (8)$$

$$C^{R2} = K_{loss} \rho \quad (9)$$

- **Equação de Transferência de Calor**

De forma semelhante, a transferência de calor pode ser modelada, sendo descrita pela seguinte equação:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho H) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U} H) - \nabla \cdot (\Gamma_e \mathbf{K} \cdot \nabla H) = \phi \mathcal{S}^H \quad (10)$$

onde Γ_e é a difusividade térmica efetiva, H é a entalpia e \mathcal{S}^H contém uma fonte de calor para o meio poroso.

- *Condições iniciais*

Seção	Óleo Pesado				Água				Velocidade (m/s)		
	ω_o (kg/s)	f_o	P (kPa)	T (K)	ω_w (kg/s)	f_w	P (kPa)	T (K)	u_x	u_x	u_x
Reservatório	-	1	12.159,0	311	-	0	12.159,0	-	0	0	0

- *Condições de Contorno*

Seção	Óleo Pesado				Água				Velocidade (m/s)		
	ω_o (kg/s)	f_o	P (kPa)	T (K)	ω_w (kg/s)	f_w	P (kPa)	T (K)	u_x	u_x	u_x
Entrada	0	0	-	-	0,25	1	-	323; 333; 343; 353	-	-	-
Saída	-	-	10.132,5	-	-	-	10.132,5	-	-	-	-
Paredes	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0

As propriedades da água, do óleo e do meio poroso estão representadas nas Tabelas 1 a 4 utilizadas no presente trabalho.

Tabela 1 – Variação das viscosidades em função da temperatura.

Fluido	Viscosidade	Fonte
Água	$\mu_w = \frac{2,185}{(40,12 + 0,0051547 T) T - 1000}$	Costa <i>et al.</i> (2003)
Óleo	$\mu_a = \exp(\exp(11,7613 + 2,099 \ln T)) - 1,05$	Costa <i>et al.</i> (2003)

Tabela 2 – Propriedades do óleo para os casos estudados.

Propriedades físicas	Fase contínua (Petróleo)	Fonte
Densidade (Kg/m ³)	868,7	Guimarães et al. (2002)
Calor específico (J/Kg.K)	2092	Costa et al. (2003)
Condutividade térmica (W/m.K)	0,143	Cunha et al. (2009)
Tensão superficial (N/m)	0,03	Mendonça et al. (2007)
Massa molar (Kg/ Kmol)	105,47	Cunha et al. (2009)

Tabela 3 – Propriedades do meio poroso utilizadas na simulação.

Propriedades		Fonte
Permeabilidade (Darcy)	2×10^{-12}	Mimbela et al. (2006)
Porosidade	0,25	Mazo et al. (2006)

Tabela 4 - Propriedades da água para os casos estudados.

Propriedades físicas	Fase contínua (Água)
Densidade (Kg/m ³)	942,5
Calor específico (J/Kg.K)	4181,7
Condutividade térmica (W/m.K)	0,6198
Massa molar (Kg/ Kmol)	18,02

Na Tabela 5 estão representados oito casos diferentes referentes à injeção de água em condições não-isotérmicas. Foram definidas duas situações: a primeira considerando a injeção de água sobre a seção reta do poço situado a 1,5 m de profundidade da superfície da parcela do reservatório (Figura 2.a); a segunda referente a seção reta circular do poço sobre a superfície da parcela do reservatório (Figura 2.b).

Em todas as simulações foram considerados um passo de tempo de 48h (quarenta e oito horas) e um tempo final de injeção de água de 24000 h (vinte e quatro mil horas), correspondente a dois anos e nove meses.

Tabela 5 – Estudo dos casos utilizados na simulação numérica.

Injeção Interna			
Casos	Vazão mássica de água na injeção (Kg/s)	Temperatura da água de injeção (K)	Temperatura do óleo no reservatório (K)
01	0,25	323	310,95
02	0,25	333	310,95
03	0,25	343	310,95
04	0,25	353	310,95

Injeção na superfície			
Casos	Vazão mássica de água na injeção (Kg/s)	Temperatura da água de injeção (K)	Temperatura do óleo no reservatório (K)
05	0,25	323	310,95
06	0,25	333	310,95
07	0,25	343	310,95
08	0,25	353	310,95

Afim de quantificar a quantidade recuperada de óleo com a injeção de água no poço injetor foi determinado o fator de recuperação definido pela seguinte equação:

$$F_r = \frac{\text{Volume de óleo acumulado}}{\text{Volume de óleo original}} = \frac{\sum_i \Delta V_i}{V_{o_i}} = \sum_i \Delta S_i \quad (11)$$

onde i refere-se ao (i -ésimo) intervalo de tempo Δt , o volume original de óleo foi calculado a partir do produto do volume do reservatório (695.750 m^3) e a porosidade (0,25).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nas Figuras 4 e 5 estão representadas as distribuições da fração volumétrica da água sobre dois planos A e B, ilustrados na Figura 6, passando sobre os poços P_3 , I_2 e P_5 (Plano A) e P_2 , I_1 e P_4 (Plano B) para quatro temperaturas (323, 333, 343 e 353 K) da água de injeção após 1000 dias. Os resultados ilustram que a água injetada tende a se deslocar pelas camadas inferiores do reservatório independentemente da posição em que se encontra a seção de injeção de água na parcela do reservatório, na superfície Figura 4 e no interior da parcela do reservatório (Figura 5). Este comportamento pode ser explicado pela ação da gravidade, da diferença de densidade entre os fluidos, além dos efeitos da temperatura que possibilitam uma redução da viscosidade dos fluidos, em especial o óleo pesado, facilitando assim seu deslocamento no meio poroso.

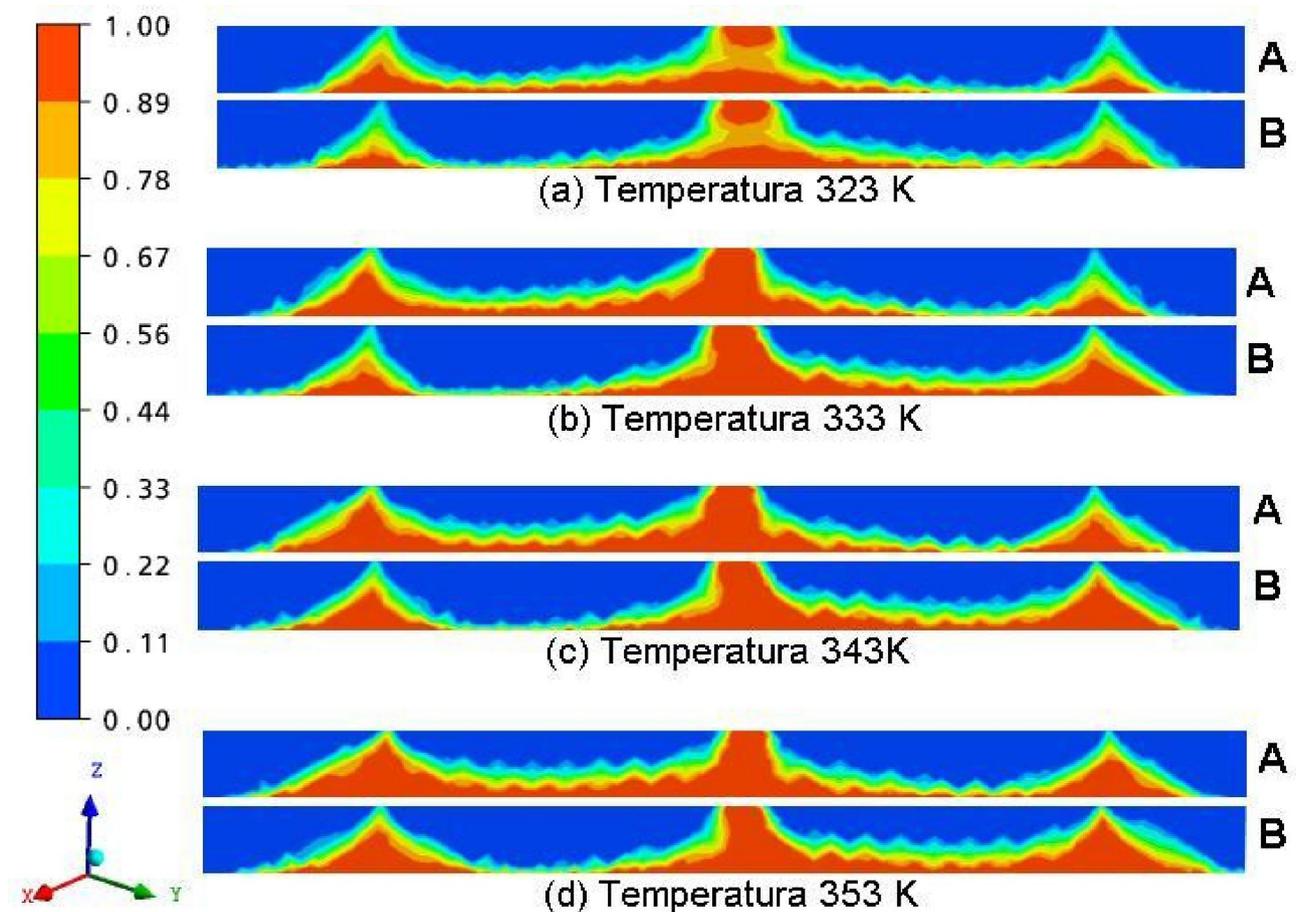


Figura 4 - Distribuição da fração volumétrica da água para diferentes temperaturas de injeção de água na superfície (a), (b), (c) e (d) nos planos A e B da Figura 4 ($t = 1000$ dias).

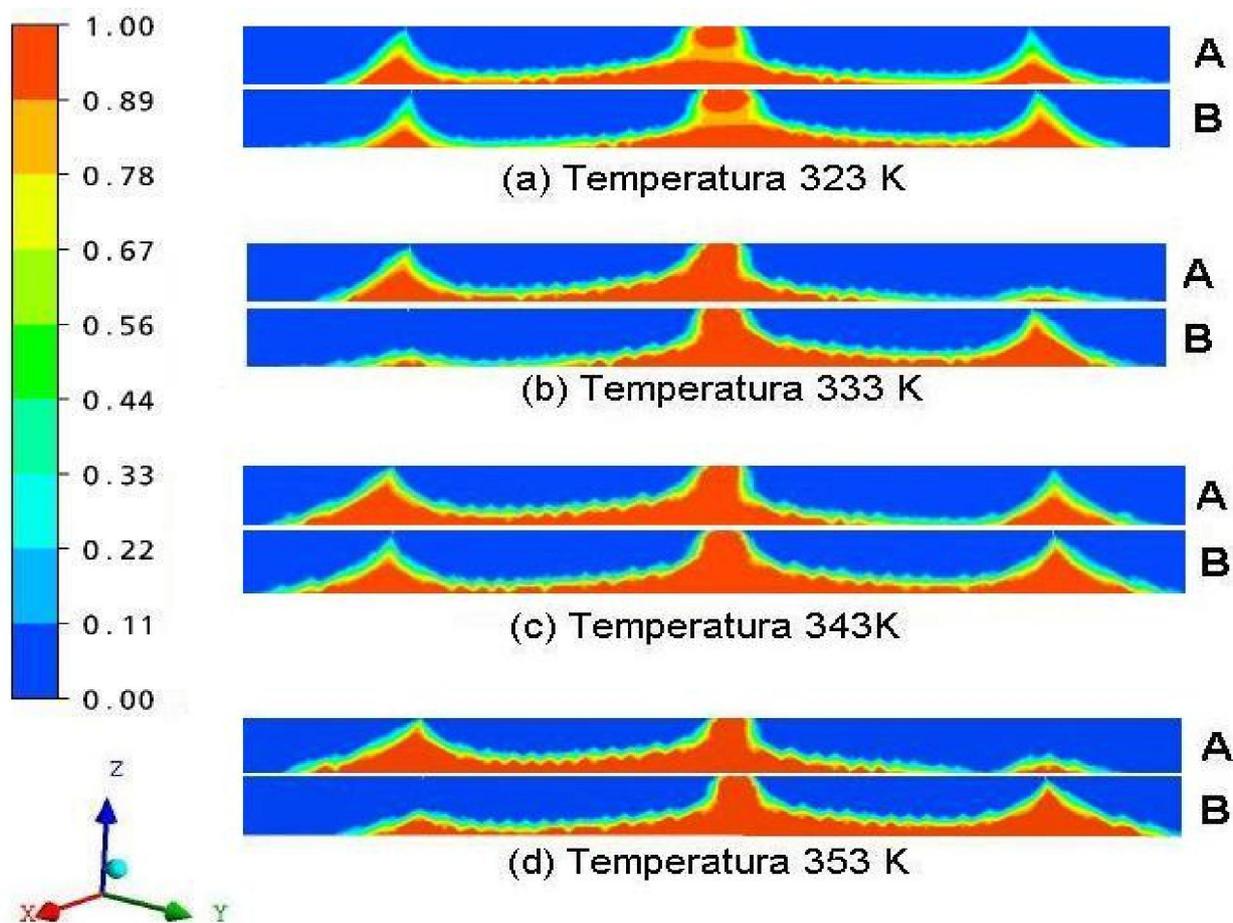


Figura 5 - Distribuição da fração volumétrica da água para diferentes temperaturas de injeção de água internamente (a), (b), (c) e (d) nos planos A e B da Figura 4 ($t= 1000$ dias).

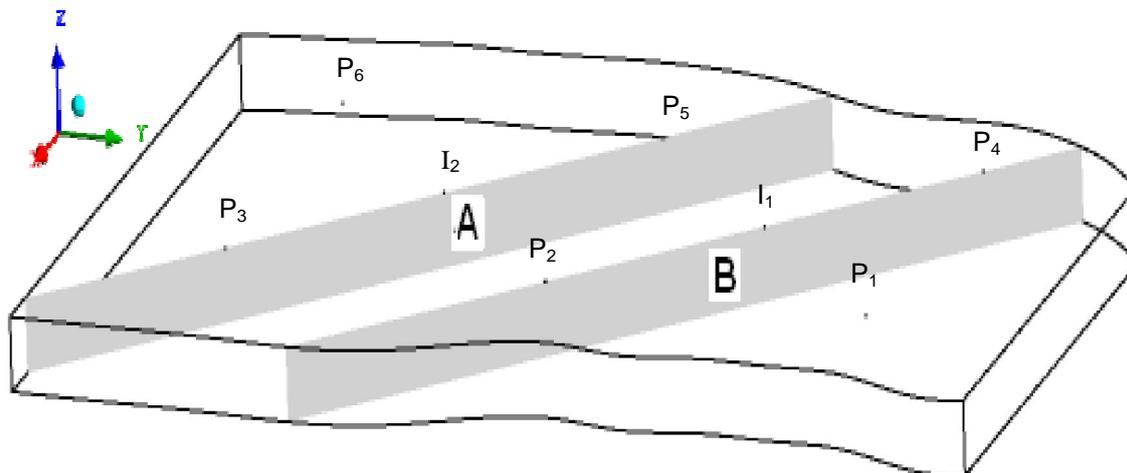


Figura 6 – Ilustração dos planos verticais A e B passando pelos poços produtores.

Nas Figuras 7.a e 7.b estão representadas a evolução do volume de óleo recuperado nos poços produtores (P_1 a P_6 , ilustrados na Figura 6) com o tempo de produção para diferentes temperaturas de injeção de água para a injeção de água realizada no interior da parcela do reservatório e na superfície da parcela do reservatório, respectivamente. Estes resultados põem em evidência um aumento da quantidade acumulada de óleo pesado produzido em 1000 dias, a qual é diretamente afetada pelo aumento da temperatura de injeção de água, proporcionando um aumento de 8,05% do volume de óleo acumulado em

1000 dias ao se passar de 323 K a 353 K quando ao se injetar água no interior da parcela do reservatório. E para o caso da injeção na superfície da parcela do reservatório, observou-se um aumento de 12,1%. Ao se observar atentamente a Figura 4, observa-se uma diferença no comportamento da evolução do volume de óleo produzido, especialmente nos primeiros 500 dias quando se varia o valor da temperatura de injeção de água. Percebe-se que, para o caso da injeção na superfície, não praticamente nenhuma variação no comportamento das curvas com o aumento da temperatura, diferentemente quando se injeta água no interior da parcela do reservatório.

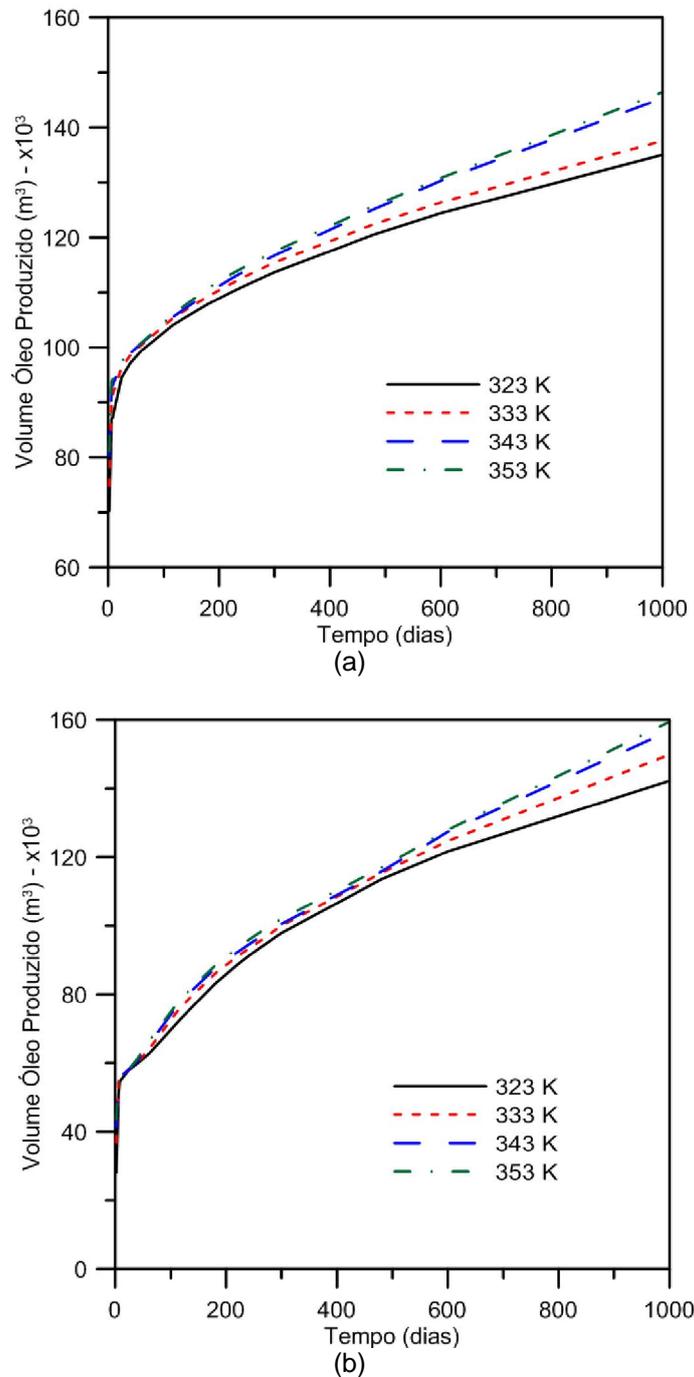


Figura 7 - Volume de óleo produzido para diferentes temperaturas do fluido injetado (a) no interior da parcela do reservatório, (b) na superfície da parcela do reservatório.

Como vem sendo discutido a mudança do ponto de injeção de água na parcela do reservatório afeta diretamente o volume de óleo produzido ou no fator de recuperação, como pode ser observado na Figura 8. As injeções de água no nível da superfície da parcela do reservatório apresentaram fatores de recuperação superiores a aqueles obtidos pela injeção interna. Este fato se deve ao maior percurso vertical que a água

deve passar desde a entrada de água através do poço na superfície da parcela do reservatório em comparação quando se tem a injeção no interior da parcela do reservatório, como pode ser observado nas Figuras 9 e 10. Estas figuras correspondem a evolução temporal da fração volumétrica de água sobre o plano que passa verticalmente pelos poços P_3 , I_2 e P_5 (Figura 6) em diferentes instantes de tempo. Estas Figuras ilustram ainda o comportamento desta evolução temporal para quatro diferentes temperaturas de entrada de água nos poços de injeção no interior da parcela do reservatório (Figura 9) e na superfície da parcela do reservatório (Figura 10). Estas figuras ilustram o efeito térmico sobre o comportamento da frente de avanço da água em virtude da redução da resistência ao deslocamento do óleo em virtude da redução da viscosidade com o aumento da temperatura. Estes resultados ratificam o comportamento observado por Cunha (2010) cujos resultados indicam que a injeção de água quente no reservatório proporciona melhores resultados no que diz respeito ao fator de recuperação. Cunha (2010) mostrou igualmente que os melhores resultados da recuperação de óleo são obtidos quando se injeta água a partir da superfície da parcela do reservatório.

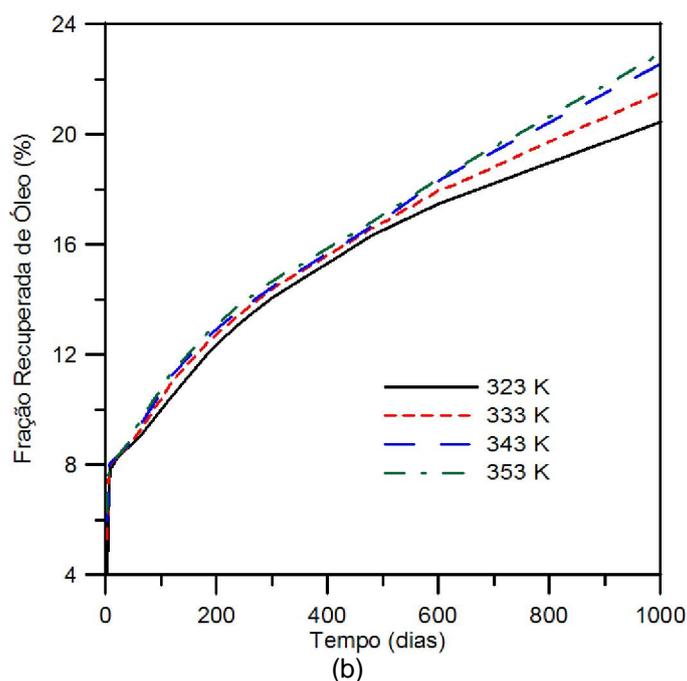
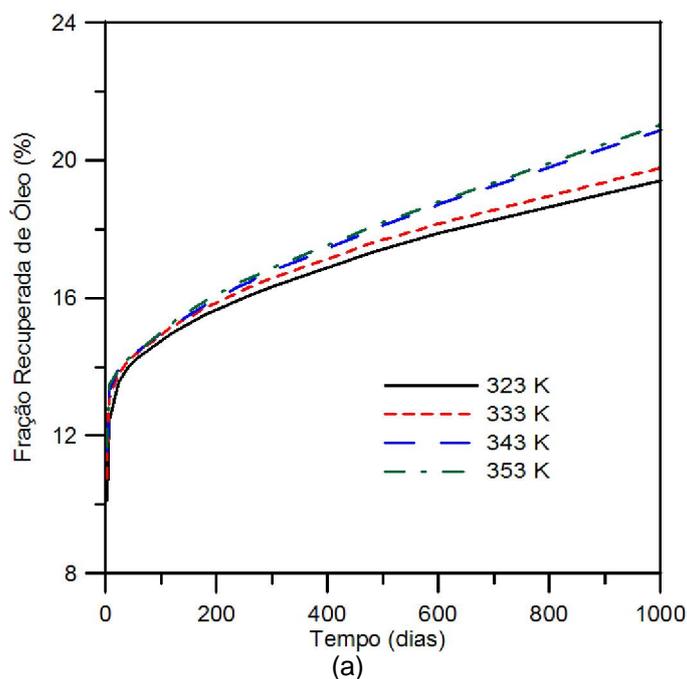


Figura 8 – Fator de recuperação de óleo para diferentes temperaturas do fluido injetado (a) no interior da parcela do reservatório, (b) na superfície da parcela do reservatório.

Da análise realizada ao se comparar os resultados da injeção de água no interior e na superfície da parcela do reservatório para as diferentes temperaturas, verificou-se a que melhor apresentou maior fator de recuperação foi com a temperatura de 353 K. Assim, com o intuito de comparar os resultados da injeção no interior e na superfície da parcela do reservatório, estão representados sobre a Figura 11 os resultados do volume de óleo produzido e o fator de recuperação para esta temperatura (353 K). A partir destes resultados pode-se constatar que a injeção de água na superfície da parcela do reservatório apresenta um fator de recuperação de 22,9%, ao fim de 1000 dias, enquanto que para a injeção no interior da parcela de reservatório de 21%.

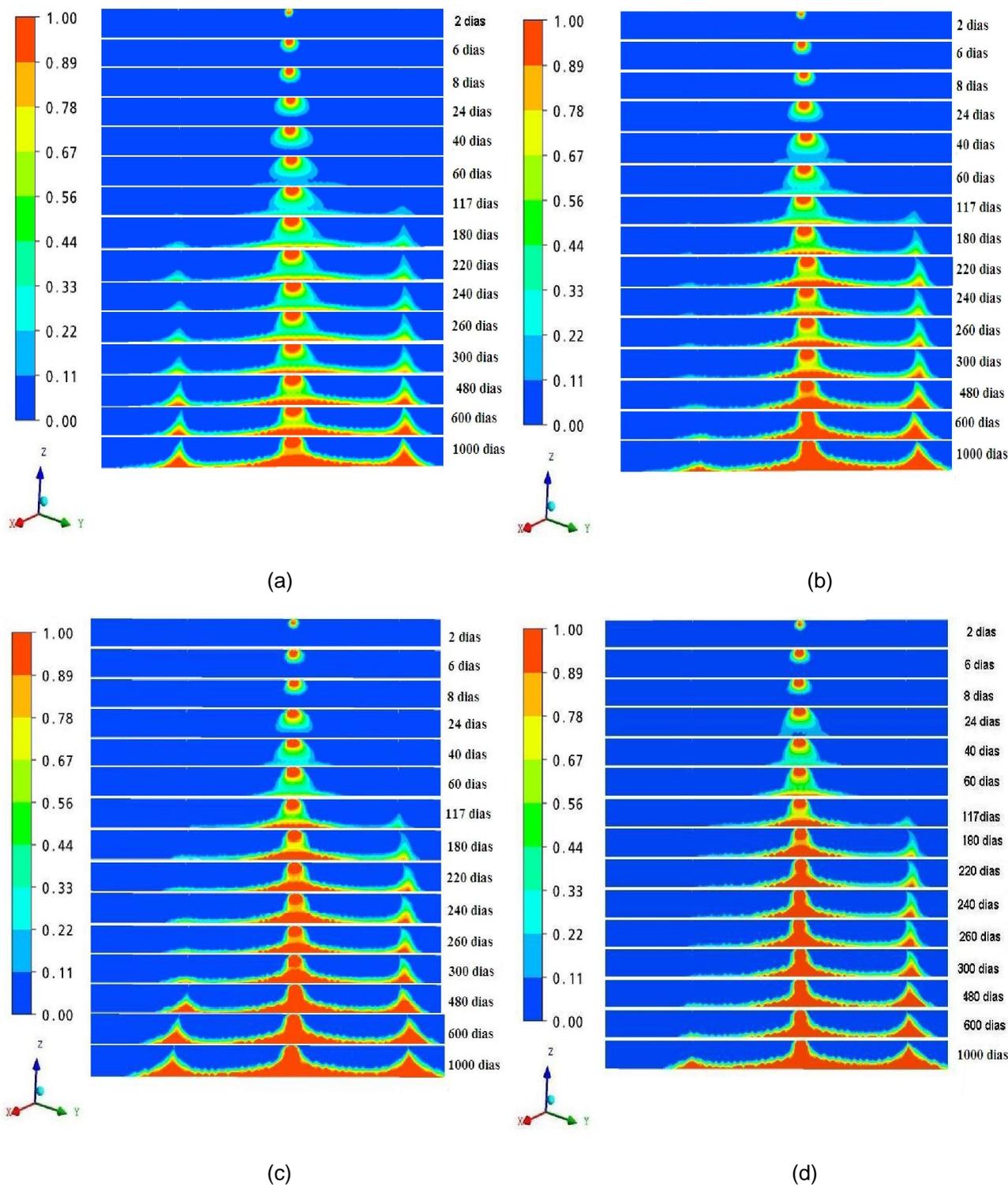
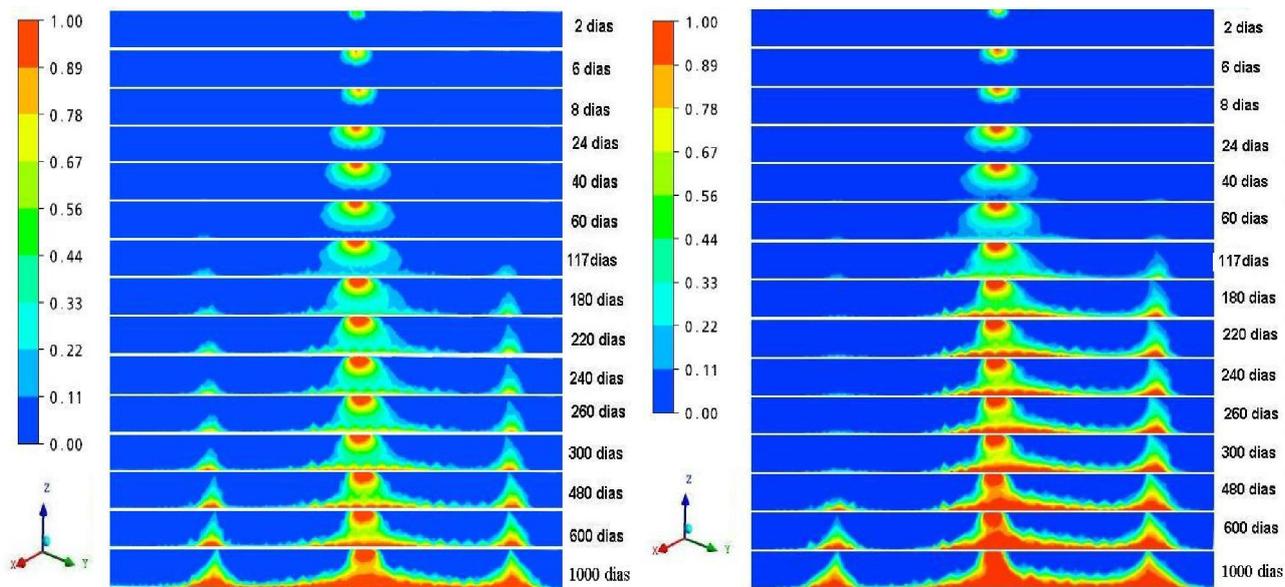
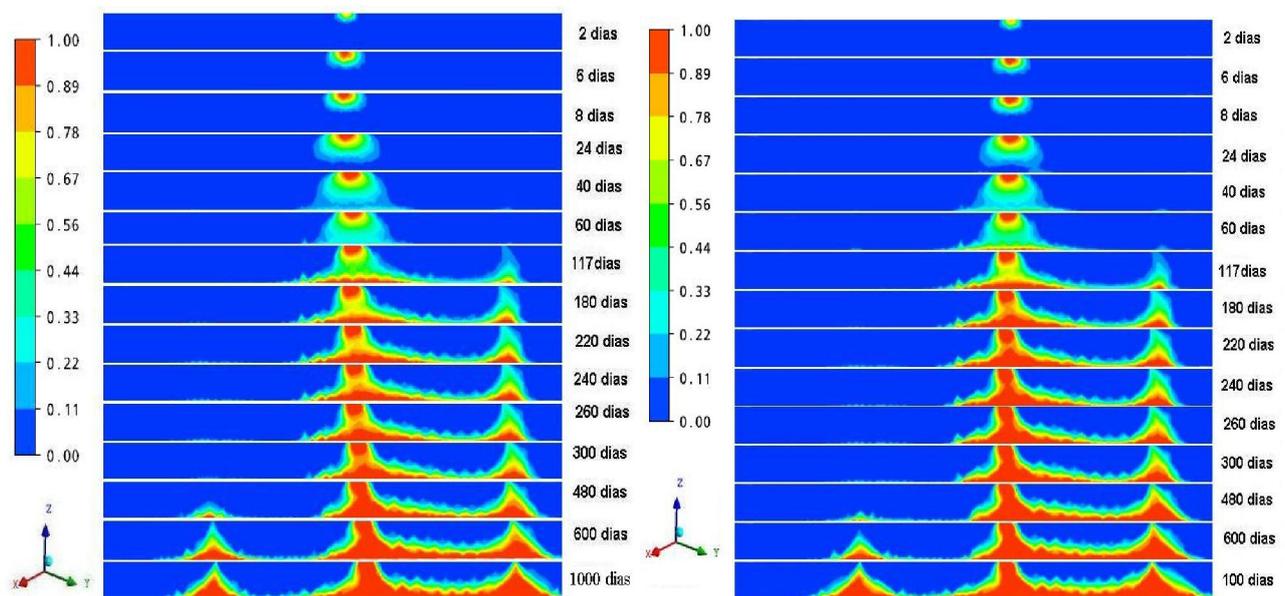


Figura 9 - Evolução da fração volumétrica da água em um plano que passa por um poço injetor e dois produtores em dadas temperaturas de injeção da água interna: (a) Temperatura de 323 K; (b) Temperatura de 333 K; (c) Temperatura de 343 K; (d) Temperatura de 353 K.



(a)

(b)



(c)

(d)

Figura 10 - Evolução da fração volumétrica da água em um plano que passa por um poço injetor e dois produtores em dadas temperaturas de injeção da água superficialmente: (a) Temperatura de 323 K; (b) Temperatura de 333 K; (c) Temperatura de 343 K; (d) Temperatura de 353 K.

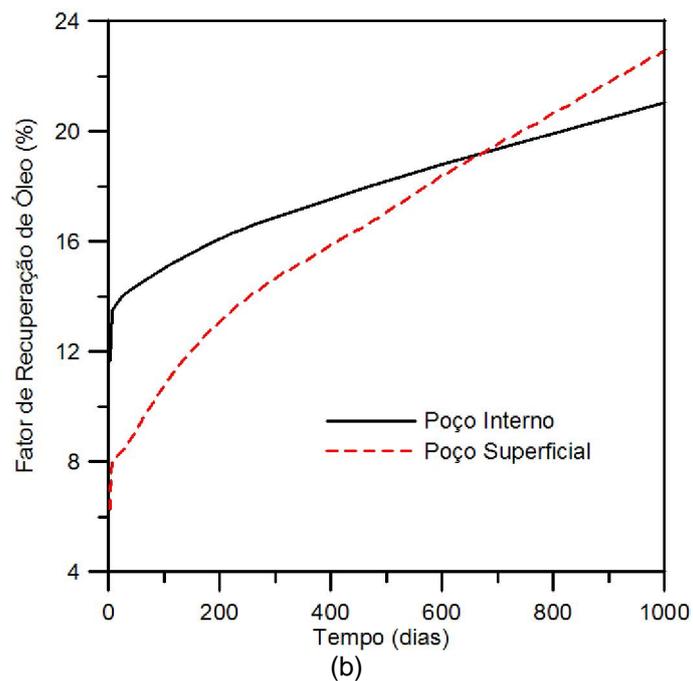
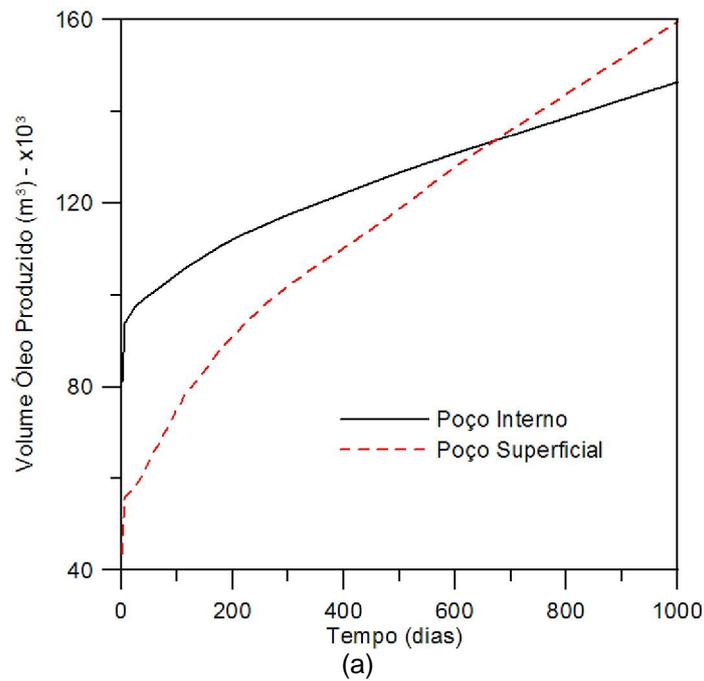


Figura 11- Comparação entre o volume de óleo produzido em $t=24000$ h com o método de injeção superficial e interna (a); Comparação entre o fator de recuperação de óleo em $t= 24000$ h com a utilização do método de injeção superficial e interna.

CONCLUSÃO

Os resultados numéricos obtidos nas simulações remetem as seguintes conclusões:

- O fator de recuperação e a quantidade produzida de óleo pesado variam com o aumento da temperatura.
- A frente de avanço da água no interior da parcela do reservatório é significativamente influenciado tanto pela temperatura como pela posição do ponto de injeção na parcela do reservatório.
- O fator de recuperação de óleo passou de 20,4% a 323 K para 22,9% para 353 K ao se injetar água a partir da superfície da parcela do reservatório, enquanto que para a injeção no interior da parcela do reservatório obteve-se 19,4% a 323 K e 21% a 353 K.

AGRADECIMENTOS

Ao CNPq pelo financiamento do projeto e pela concessão da bolsa de Iniciação Científica (PIBIC);

Ao FINEP/ CT–PETRO, JBR Engenharia e Petrobras pelo suporte financeiro.

A Universidade Federal de Campina Grande juntamente aos laboratórios LPFI – Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem e LCTF – Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos.

A todos os colegas do LPFI e do LCTF pelo incentivo e apoio e a toda equipe que contribuiu com o desenvolvimento deste projeto, especialmente a Acto e a Morgana.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHMED, T. H. **Reservoir Engineering Handbook**, Gulf Professional Publishing, 2001, 1211p.
- AHMED, T.; MeKINNEY, P.D., **Advanced Reservoir Engineering**, Gulf Professional Publishing, ISBN: 0-7506-7733-3, USA, 2005.
- AMBRUS, J.; HURTADO, F. S. V.; MALISKA, C. R.; SILVA, A. F. C. da; CONTESSI, B. A. e CORDAZZO, J.. Uma metodologia de estimação de parâmetros aplicada à determinação de curvas de permeabilidade relativa de rochas reservatório. Congresso Ibero Latino de Métodos Computacionais em Engenharia – **CILAMCE**. Recife, 2004.
- Ansys, Inc., “CFX-Pre, Release 11.0” – Manual do CFX 11.0 (2008)
- BARBOSA, E. S. **Escoamento Bifásico em Reservatórios Petrolíferos Heterogêneos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2006, PB.
- 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, Rio de Janeiro, 2003.
- COUTINHO, Á. L. G. A.; MENDONÇA, A. L., **Simulação de escoamentos bifásicos de fluidos não-newtonianos em reservatórios de petróleo pelo método dos elementos finitos**. In: I BRAZILIAN CONFERENCE ON RHEOLOGY, Rio de Janeiro, 2004, p. 102.
- CUNHA, A. L.; FARIAS NETO, S. R. **Aplicação da Fluidodinâmica Computacional na Separação Água/Óleo através de Membranas Cerâmicas**, 5º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Ceará, 2009.
- CUNHA, A. L.; FARIAS NETO, S. R. Recuperação Avançada Não-Isotérmica de Óleos Pesados em Reservatórios de Petróleo Via Simulação Numérica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2010, PB.
- DONATO, G. Di; TAVASSOLI, Z.; BLUNT, M. J., Analytical and Numerical Analysis of Oil Recovery by Gravity Drainage. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 54, p. 55-69, 2006.
- GUIMARÃES, L. N.; COSTA, L. M.; SANTOS, E. A.; COSTA, A. P.; PONTES FILHO, I. D. S. **Multiphase Flow of Water and Oil in Heterogeneous Reservoir**, Mecânica Computacional Vol. XXI, pp. 670-682, Argentina, October 2002.
- HADIA, N.; CHAUDHARIA, L.; AGGARWALB, A.; MITRA, S. K.; VINJAMURB M.; SINGH, M. R., Experimental and Numerical Investigation of One-Dimensional Waterflood in Porous Reservoir, **Experimental Thermal and Fluid Science**, v. 32, p. 355–361, 2007.
- LARSON, M. G.; MALQVIST, A., Goal Oriented Adaptivity for Coupled Flow and Transport Problems with Applications in Oil Reservoir Simulations. **Computational Methods Applied. Mechanical Engineering**, v. 196, p. 3546–3561, 2007.
- MARIANO, G. C., CARDOSO, F. F., LOPES, T. J., QUADRI, M. G. N., MACHADO, R.A.F., QUADRI, M.B., **Um Estudo Experimental sobre a Instabilidade da Interface no Deslocamento de Óleo por Injeção de Água**. In: 4º PDPETRO, Campinas, SP, Outubro, 2007.

MAZO, E. O. M.; MORENO, J. M. M.; SCHIOZER, D. J. **Efeito do Acoplamento da Geomecânica à Simulação Numérica de Reservatórios com Injeção de Água à Pressão Acima da Pressão de Fratura**, Rio Oil & Gas Expo and Conference, IBP1085_06, Rio de Janeiro, 2006.

MENDONÇA, C. G.; RAETANO, C. G. **Tensão Superficial Estática de Soluções Aquosas com Óleos Minerais e Vegetais Utilizados na Agricultura**, Revista Engenharia Agrícola, v.27, n.esp., p.16-23, Jaboticabal, Janeiro, 2007.

MIMBELA, R. R. F.; PIRES, A. P. **Análise do Efeito da Injeção de Água com Polímeros no Início da Produção de um Campo via Simulação Numérica de Reservatórios**, Rio Oil & Gas Expo and Conference, IBP1085_06, Rio de Janeiro, 2006.

RIBEIRO, S. M. dos S., **Estudo Numérico de Escoamento Bifásico em Reservatórios de Petróleo de Alta viscosidade**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2008.

RISSO, V. F.; SCHIOZER, D. J.; WENDLAND, E. Reservoir Numerical Simulation with Local Refinement. 17th **INTERNATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING, ABCM**, São Paulo, SP, 2003.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. D. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatório de Petróleo**. Núcleo Bahia: Universidade Corporativa, 2001.

STAROV, V. M. e ZHDANOV, Vjacheslav. Effective permeability of porous media.

TAVARES, D. P. S. A., "Escoamento Multifásico em Reservatórios de Óleo Pesado". V Congresso de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2008.

TAVARES, D. P. S. A.; FARIAS NETO, S. R.; MACÊDO, M. J. P. ; LIMA, A. G. B., **Escoamento Multifásico em Reservatórios de Óleos Pesados**. IN: 29º IBERIAN LATIN AMERICAN CONGRESS ON COMPUTATIONAL METHODS IN ENGINEERING - IBERIAN LATIN AMERICAN CONGRESS ON COMPUTATIONAL METHODS IN ENGINEERING. Maceió, v.1. p. 1-20, 2008b.

TAVARES, D. P. S. A.; FARIAS NETO, S. R.; LIMA, A. G. B. **Escoamento Multifásico em Reservatórios de Óleo Pesado**. V CONGRESSO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE. Campina Grande: UFCG, 2008a.

VOSSOUGH, S.; SMITH, J. E.; GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P., A New Method to Simulate the Effects of Viscous Fingering on Miscible Displacement Processes in Porous Media. **Society of Petroleum Engineers J.**, v.24, p. 56-64, 1984.

WENDLAND, E.; RISSO, V. F.; SCHIOZER, D. J., **Simulação de Escoamento Bi-fásico em Meio Poroso Heterogêneo**. In: XVI CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA MECÂNICA, Uberlândia, Minas Gerais, 2001.