



PRPG | Pró-Reitoria de Pós-Graduação
PIBIC/CNPq/UFPG-2009

ESTUDO NUMÉRICO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO EM RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS VIA INJEÇÃO DE ÁGUA

Morgana de Vasconcellos Araújo¹, Severino Rodrigues de Farias Neto²

RESUMO

A sucessiva exaustão das reservas de óleos leves, os óleos pesados passaram a ter um papel importante na geração de energia. Vários pesquisadores tem se dedicado em estudos acerca da viabilidade econômica e exploração destas reservas. O método de recuperação via injeção de água é uma das técnicas de recuperação mais utilizadas e pode empregar diferentes arranjos dos poços de injeção e produção. A proposta do presente trabalho é avaliar numericamente, via ANSYS CFX, o processo de recuperação de óleos pesados em um meio poroso empregando um modelo de injeção de cinco pontos. Foram utilizadas as equações de conservação de massa e movimento em conjunto com a lei de Darcy. Foi igualmente considerado o modelo partícula para o escoamento bifásico água-óleo pesado no meio poroso. Adotou-se uma distribuição uniforme para porosidade e permeabilidade. Os resultados da frente de avanço da água (fração volumétrica) em direção ao poço produtor a partir dos poços injetores são apresentados e analisados.

Palavras-chave: Reservatório Petrolífero, Óleos Pesados, Simulação Numérica.

NUMERICAL STUDY OF THE PRODUCTION OF OIL IN PETROLEUM RESERVOIR VIA INJECTION OF WATER

ABSTRACT

The exhaustion of reserves of oils, the heavy-oil has been given an important role in the generation of energy. Several researchers have been devoted to studies on the feasibility and economic exploitation of these reserves. The recovery method by water injection is one of the most widely used techniques for recovery and may employ different arrangements of injection and production wells. The purpose of this study is to evaluate numerically, by ANSYS CFX, the process of recovering heavy-oil in a porous media using a model of injection of five-spot. We are used the equations of conservation of mass and movement together with the law of Darcy. It was also considered the model for the particle flow biphasic water-heavy oil in porous media. Was used a uniform distribution for porosity and permeability. The results of the front of advance of water (volume fraction) toward the well from producing wells injectors are presented and analyzed.

Keywords: Petroleum Reservoir, Heavy-Oil, numerical simulation.

INTRODUÇÃO

Uma das grandes preocupações para o desenvolvimento de um país é garantir o abastecimento de energia para as indústrias e a sua população. Como parte deste processo tem-se a indústria de petróleo que exerce um importante papel. Dentre as diferentes etapas do processo de produção de óleo a que envolve o reservatório de petróleo merece uma atenção especial. Neste sentido, o engenheiro de petróleo além de detectar e avaliar sua viabilidade econômica deve aplicar e desenvolver técnicas visando a extração do óleo e gás do reservatório. No processo de produção de óleo, a descompressão dos fluidos da jazida e as resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem no meio poroso causam a dissipação dessa energia, onde esta é caracterizada pelo volume, pela natureza dos fluidos e pelos níveis de pressão e de temperatura reinantes no reservatório. As forças viscosas e capilares existentes caracterizam as

¹Morgana de Vasconcellos Araújo, Unidade Acadêmica de Engenharia de Química, UFCG, Campina Grande, PB, E-mail: morgana_apx@yahoo.com.br

²Severino Rodrigues de Farias Neto, Prof. Doutor, Unidade Acadêmica de Engenharia de Química, UFCG, Campina Grande, PB, E-mail: fariasn@deq.ufcg.edu.br

resistências oferecidas ao escoamento do óleo. A perda de energia primária pode ser minimizada ao serem reduzidas as resistências viscosas e/ou capilares através de métodos especiais, como o aquecimento do reservatório, ou pela suplementação com energia secundária por meio de construção de poços de injeção de fluidos, denominada de recuperação secundária.

A recuperação secundária surge com o objetivo de melhorar esta eficiência e acelerar a produção do óleo, sendo caracterizada pela adição de energia secundária para a extração petrolífera. A eficiência de recuperação secundária, em casos bem sucedidos, chega aos 60%, apesar do valor mais freqüente ser de 30 a 50%. No reservatório petrolífero o óleo, a água e o gás disputam o mesmo espaço, determinando um sistema trifásico. A natureza dos fluidos que preenchem o meio poroso, bem como as propriedades das rochas que compõem este meio, são características importantes de um reservatório. Durante o escoamento desses fluidos, a água tende a se deslocar com mais velocidade que o óleo, chegando mais rapidamente aos poços produtores. Como consequência, observa-se o aparecimento da digitação viscosa (deslocamento da água no reservatório na forma de dedos ou "fingers") devido à diferença de viscosidade e densidade entre os fluidos. Isto faz com que a produção de óleo pesado seja reduzida (Mariano *et al.*, 2007; Ribeiro, 2008).

De acordo com Ahmed (2000), Rosa *et al.* (2001) e Ahmed e McKinney (2005) o estudo do escoamento de fluidos nos meios porosos tem como ponto central uma equação, chamada de *equação da difusividade hidráulica* ou simplesmente *equação da difusividade*, a partir da qual são desenvolvidas soluções para as diversas situações em que os reservatórios podem se encontrar. A equação da difusividade hidráulica, como é utilizada na engenharia de reservatórios, é obtida a partir da associação de três equações básicas: as equações de conservação de massa e momento linear em conjunto com a *Lei de Darcy* constituem um conjunto de equações que podem ser utilizadas para prever o comportamento dos escoamentos dos fluidos em um reservatório petrolífero.

Segundo Ahmed (2000), Civan (2000), Fanchi (2001) e Rosa *et al.* (2001) a equação da continuidade, apesar da sua aparente sofisticação, é apenas um balanço de massa que pode ser expresso em palavras do seguinte modo: "A diferença entre a massa que entra e a massa que sai nas três direções de fluxo é igual à variação de massa dentro do meio poroso".

$$\frac{\partial}{\partial x}(U_x \rho) + \frac{\partial}{\partial y}(U_y \rho) + \frac{\partial}{\partial z}(U_z \rho) = -\frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) \quad (01)$$

onde U_x é a velocidade do fluxo de fluido no eixo x, analogamente para y e z e ρ a massa específica do fluido.

A lei de Darcy relaciona a velocidade aparente do fluido com os gradientes de pressão (ou mais genericamente com os gradientes de potencial) através da equação:

$$U_s = -\frac{k_s \gamma}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial s} \quad (02)$$

onde s é uma trajetória de fluxo qualquer, k_s a permeabilidade do meio poroso na direção do fluxo, γ o peso específico do fluido, μ é viscosidade do fluido e Φ o potencial de fluxo. Conforme se observa, a velocidade aparente do fluido numa direção s qualquer, num determinado ponto do meio poroso, é inversamente proporcional à viscosidade do fluido e diretamente proporcional à permeabilidade e ao gradiente de potencial no ponto considerado, na direção s . O potencial Φ é o agente responsável e propulsor do deslocamento do fluido no meio poroso. Os fluidos se deslocam sempre de pontos de maior potencial para pontos de menor potencial (AHMED, 2000; CIVAN, 2000; FANCHI, 2001; ROSA *et al.*, 2001, AHMED e MCKINNEY, 2005).

Usando a lei de Darcy, as velocidades aparentes nas três direções de fluxo são dadas pelas seguintes expressões:

$$U_x = -\frac{k_x \gamma}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \quad (03)$$

$$U_y = -\frac{k_y \gamma}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial y} \quad (04)$$

$$U_z = -\frac{k_z \gamma}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial z} \quad (05)$$

Estas equações geralmente são resolvidas numericamente com auxílio de programas computacionais desenvolvidos pelo grupo de pesquisa ou utilizando “softwares” de utilização livre ou comerciais, a exemplo do OpenFOAM, FlexPDE, Fluent, Phoenix, Ansys CFX, STAR, entre outros. Vários trabalhos têm sido reportados na literatura em que os pesquisadores vêm se dedicando a obtenção da solução numérica do escoamento de fluidos em reservatórios petrolíferos (VOSSOUGH, *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).

O presente trabalho tem, portanto, por objetivo estudar numericamente o processo de recuperação de óleos pesados e ultraviscosos em reservatórios petrolíferos para um esquema de injeção de água cinco pontos ou “five spots” utilizando o programa computacional comercial Ansys CFX.

MODELAGEM MATEMÁTICA

Os modelos que descrevem o comportamento de reservatórios petrolíferos são descritos pela generalização das equações de conservação de massa e momento linear (equações de Navier-Stokes) e da Lei de Darcy para meios porosos, conforme descritas a seguir:

Equação da continuidade

$$\frac{\partial}{\partial t} \phi \rho + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U}) = 0 \quad (06)$$

Equação de movimento

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho \vec{U}) + \nabla \cdot (\rho (\mathbf{K} \cdot \vec{U}) \otimes \vec{U}) - \nabla \cdot (\mu_e \mathbf{K} \cdot (\nabla \vec{U} + (\nabla \vec{U})^T)) = -\phi \mathbf{R} \cdot \vec{U} - \phi \nabla p \quad (07)$$

onde \vec{U} é o vetor velocidade real, μ_e é a viscosidade efetiva, e $\mathbf{R} = (R^{ij})$ representa a resistência ao fluxo no meio poroso que é, em geral, um tensor simétrico positivo de segunda ordem, a fim de atender as possíveis anisotropias na resistência. \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 07 são grandes e de sinal oposto, e os termos convectivos e difusivos no membro esquerdo da equação são insignificantes. Assim, a Equação 07 reduz-se a:

$$U = -\mathbf{R}^{-1} \cdot \nabla p \quad (08)$$

O escoamento multifásico, água-óleo pesado e ultraviscoso, no meio poroso foi analisado empregando a aproximação Euleriana-Euleriana considerando que:

- Fluido newtoniano incompressível com propriedades físico-químicas constantes;
- Fluxo transiente e isotérmico;
- Transferência massa e momentum interfacial, bem como a fonte de massa foram desconsiderados;
- As forças interfaciais (forças de sustentação, lubrificação de parede, massa virtual, dispersão turbulenta e pressão de sólido) foram desprezadas;
- As paredes do reservatório e dos poços são estáticas;
- O óleo é a fase contínua e a água a fase dispersa. O diâmetro das gotas de água foram adotadas como sendo esféricas e diâmetro médio igual a 10 μm .

Com estas considerações as equações da continuidade e de movimento podem ser escritas como sendo:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi r_\alpha \rho_\alpha) + \nabla \cdot (r_\alpha \rho_\alpha \mathbf{K} \cdot U_\alpha) = 0 \quad (09)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi r_\alpha \rho_\alpha U_\alpha) + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \left[\rho_\alpha (\mathbf{K} \cdot \vec{U}_\alpha) \otimes \vec{U}_\alpha \right] \right\} = -\phi f_\alpha \nabla p_\alpha + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \mu_\alpha \left[\nabla \vec{U}_\alpha + (\nabla \vec{U}_\alpha)^T \right] \right\} + S_{M_\alpha} + M_\alpha \quad (10)$$

onde o sub-índice α representa as fases envolvidas, f_α a fração volumétrica, $U_\alpha = (u, v, w)$ é o vetor velocidade, ρ_α é a massa específica, μ_α é a viscosidade dinâmica, S_{M_α} descreve a fonte de momento devido as forças de corpo externas, M_α forças interfaciais (força de arraste) atuando sobre a fase α e definida por:

$$M_\alpha = c_{\alpha\beta}^{(d)} (\vec{U}_\beta - \vec{U}_\alpha) \quad (11)$$

onde $c_{\alpha\beta}^{(d)}$ corresponde ao coeficiente de arraste adimensional dado por:

$$c_{\alpha\beta}^{(d)} = \frac{3}{4} \frac{C_D}{d_p} f_\beta \rho_\alpha |\vec{U}_\beta - \vec{U}_\alpha| \quad (12)$$

onde d_p é o diâmetro da partícula e C_D o coeficiente de arraste, determinado pela correlação empírica de Ishi e Zuber:

$$C_D = \frac{24}{\text{Re}} (1 + 0,1 \text{Re}^{0,75}) \quad (13)$$

No presente trabalho foi avaliada numericamente uma parcela ou unidade do reservatório, denominada de sub-reservatório, de aproximadamente 204 m de comprimento, 192 m de largura e 15 m de profundidade, conforme pode ser observado na Figura 01. A distância entre cada um dos poços de injeção (quatro no total) é de 92 m e o poço produtor está 65 m, na diagonal, e no centro dos poços injetores. Cada um dos poços foi considerado como cilíndrico de 1,5 m de comprimento e 0,2 m de diâmetro e dispostos em um esquema de cinco pontos ou "five spots". Nas Figuras 02 e 03 estão representadas a malha representativa do reservatório e um detalhe de um dos poços, respectivamente. Foram geradas diferentes malhas utilizando elementos tetraédricos visando à obtenção dos resultados numéricos independentes da densidade de elementos ou pontos nodais. Assim, a malha resultante é constituída de 625065 volumes de controle.

As condições de contorno adotadas sobre as fronteiras do reservatório foram as seguintes:

- Na seção de entrada de cada um dos poços de injeção de água foi admitido uma velocidade igual a 0,7 m/s e fração volumétrica igual a 1,0 para água e 0,0 para o óleo pesado.
- No poço produtor foi considerado uma condição de pressão estática média constante e igual 101325 Pa.
- Nas faces superior, inferior e lateral, representativas das fronteiras do reservatório, bem como as paredes dos poços injetores e produtos foi adotado a condição de não deslizamento, ou seja, componentes das velocidades nas três direções nulas.

Na Tabela 01 estão representadas as principais propriedades dos fluidos e da rocha utilizadas no presente trabalho de acordo com o caso avaliado.

Tabela 01 – Propriedades físico-químicas dos fluidos e do meio poroso para os casos avaliados.

		Distribuição da permeabilidade, k, e da porosidade, ϕ		Densidade, ρ , e viscosidade, μ , do óleo pesado		Densidade, ρ , e viscosidade, μ , da água	
Caso	U_{inj}	k (m ²)	ϕ	ρ (kg/m ³)	μ (Pa.s)	ρ (kg/m ³)	μ (PA.s)
1	0,7	1.0 10 ⁻¹²	0,25	820	0,2	997	8,89.10 ⁻⁴
2	0,7	1.0 10 ⁻¹¹	0,25	820	0,2	997	8,89.10 ⁻⁴

U_{inj} – Velocidade de injeção de água nos poços de injeção.

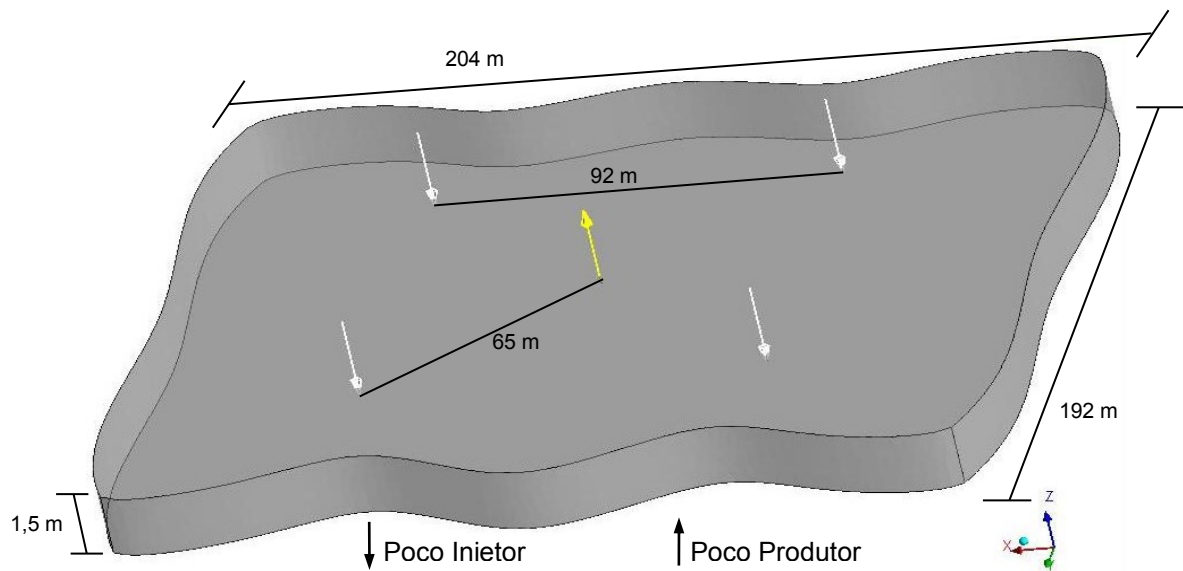


Figura 01 – Representação do reservatório petrolífero com um esquema de distribuição dos poços de cinco pontos.

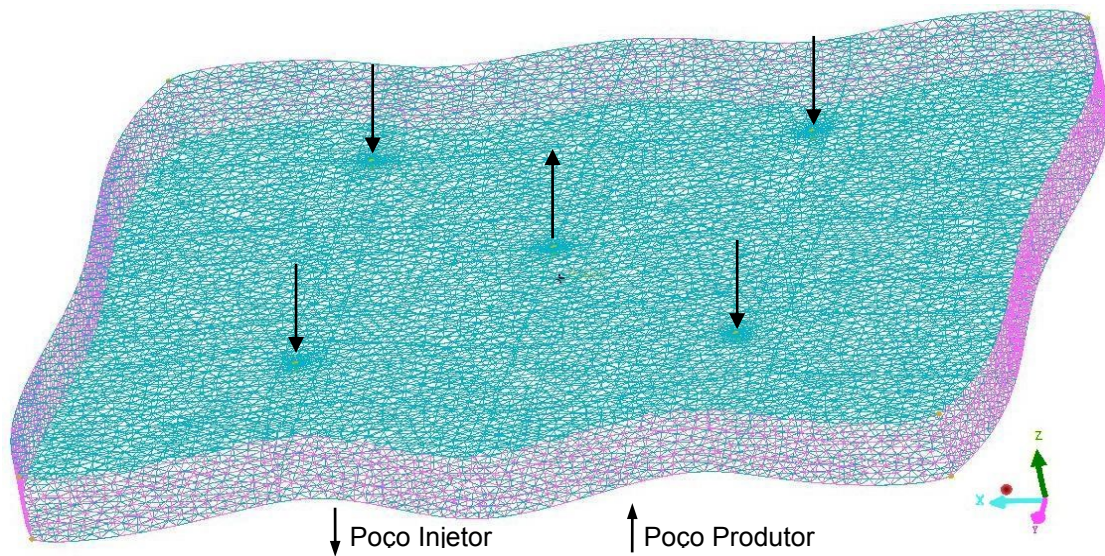


Figura 02 – Representação da malha do reservatório utilizado e do esquema de distribuição dos poços injetores e produtor.

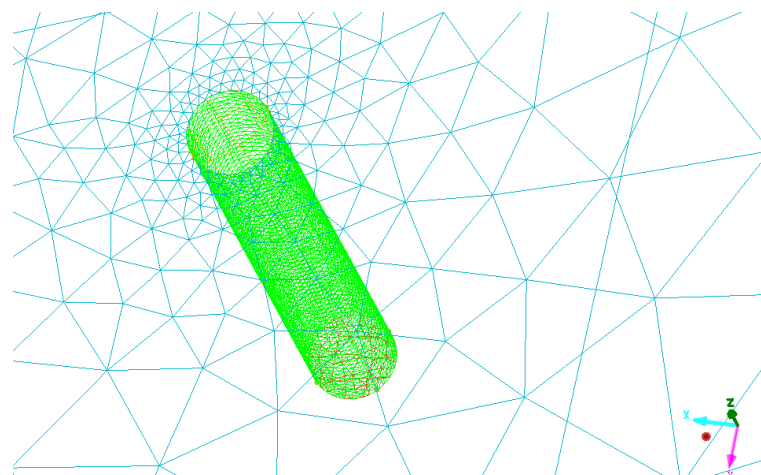


Figura 03 – Detalhe do refinamento da malha nas vizinhanças de um dos poços no reservatório.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados numéricos do processo de recuperação de óleos pesados e ultraviscosos a partir da injeção de água foram obtidos utilizando o CFX[®]11, o qual adota a metodologia de volumes finitos para resolução de suas equações. Um critério de convergência 10^{-6} kg/s foi adotado para a massa e utilizou-se o método de alta resolução (high resolution) para tratar o problema de advecção e o acoplamento pressão-velocidade foi utilizado o método trilinear. Para tanto foi utilizado um computador Intel Quad Core 2.4 GHz e 5 Gb RAM. O tempo médio de CPU foi de 44 horas de processamento.

Nas Figura 04 a 07 estão representados os campos de fração volumétrica do água sobre os planos XY, a 1,5 m da superfícies superior do reservatórios, e diagonal passando pelo poço produtor e dois poços injetores em quatro tempos de produção. Nas Figuras 04 e 05 estão apresentados os resultados numéricos da evolução da água em um reservatório sobre os planos XY e diagonal, referente a caso 1 (permeabilidade absoluta igual a $1,0 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$). Os resultados mostram que, em especial para as primeiras horas e nas proximidades dos poços de injeção, a necessidade de um aumento na densidade de elementos, ou seja, um melhor refinamento.

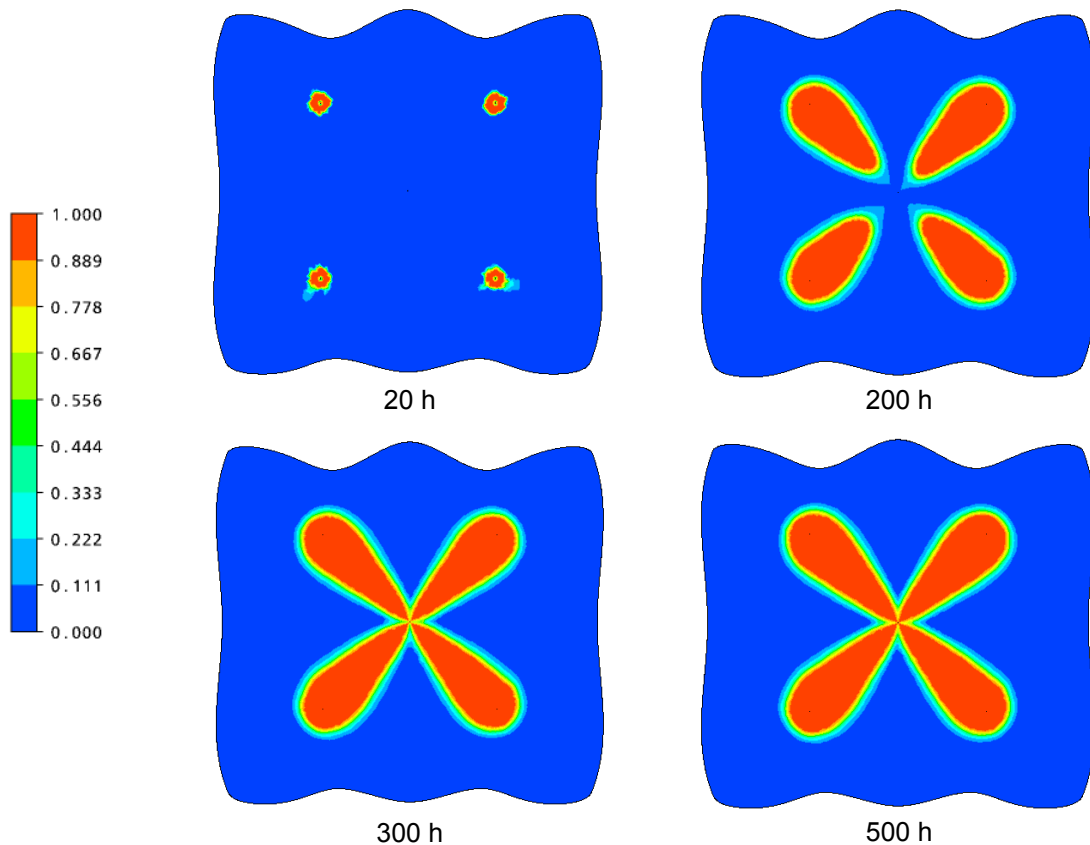


Figura 04 – Evolução da fração volumétrica da água a partir da injeção de água nos poços injetores sobre o plano XY a 1,5 m da superfície do reservatório.

É possível observar que nas primeiras 20 horas a distribuição da fração volumétrica da água sobre o plano XY se propaga radialmente no meio poroso a partir do poço injetor, enquanto que sobre o plano na diagonal, a água se distribui mais ou menos na forma de um projétil envolvendo todo o poço injetor. Com o passar do tempo, observa-se que há uma mudança significativa na forma e dimensão da frente de avanço da água em direção ao poço produtor. Este fato pode ser explicado, à princípio, por dois fatores:

- a) A baixa viscosidade da água em comparação ao do óleo, o que favorece a formação de um caminho preferencial da água em direção a região de menor pressão, ou seja, o poço produtor;
- b) A condição contorno de não deslizamento imposta sobre as fronteiras laterais do domínio de estudo (parcela do reservatório ou sub-reservatório). Neste caso, como foi tomada apenas uma pequena unidade do reservatório petrolífero haveria uma comunicação entre as fronteiras da unidade e o reservatório, formando assim o que é denominado de fronteira aberta, conforme reportada na literatura (Lin, 1979; Taylor, 1979; Aziz e Settari, 1979; Risso, 2002). Estes autores tratam as fronteiras abertas considerando ou que a parcela do reservatório é rodeada de poços virtuais ou aplicam a condição de Neumann assumindo que uma taxa de fluxo dos fluidos atravessa a fronteira.

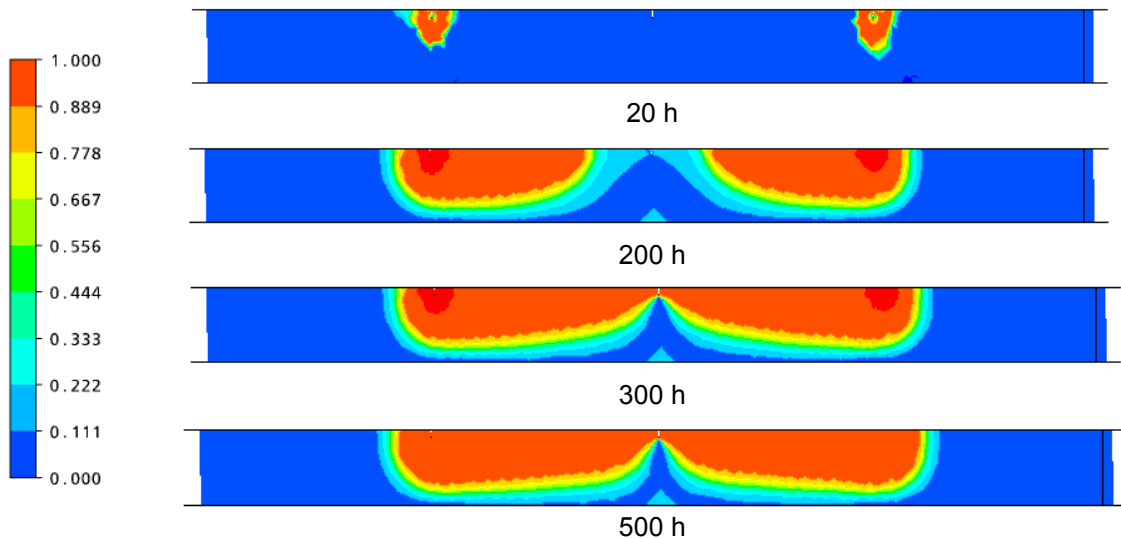


Figura 05 – Evolução da fração volumétrica da água a partir da injeção de água nos poços injetores sobre diagonal passado pelo poço produtor e dois injetores a 1,5 m da superfície do reservatório.

Nas Figuras 06 e 07 estão representados os campos da fração volumétrica da água sobre os planos XY, a 1,5 m das superfícies superior do reservatório e diagonal passando pelo poço produtor e dois poços injetores em quatro tempos de produção, semelhante às Figuras 04 e 05, modificando o valor da permeabilidade absoluta do meio poroso para $1,0 \cdot 10^{-11} \text{ m}^2$. Ao se comparar as Figuras 04 e 05 com as Figuras 06 e 07 é facilmente observado a influencia da permeabilidade na frente de avanço da água no interior do reservatório petrolífero. Como esperado o reservatório com maior permeabilidade proporcionou um deslocamento mais rápido dos fluidos, veja, por exemplo, a situação de 200 horas. Neste momento, no caso da permeabilidade igual a $1,0 \cdot 10^{-11} \text{ m}^2$ a água já está atingindo o poço produtor enquanto que o para $1,0 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$, ainda necessitará mais algumas horas para atingi-lo.

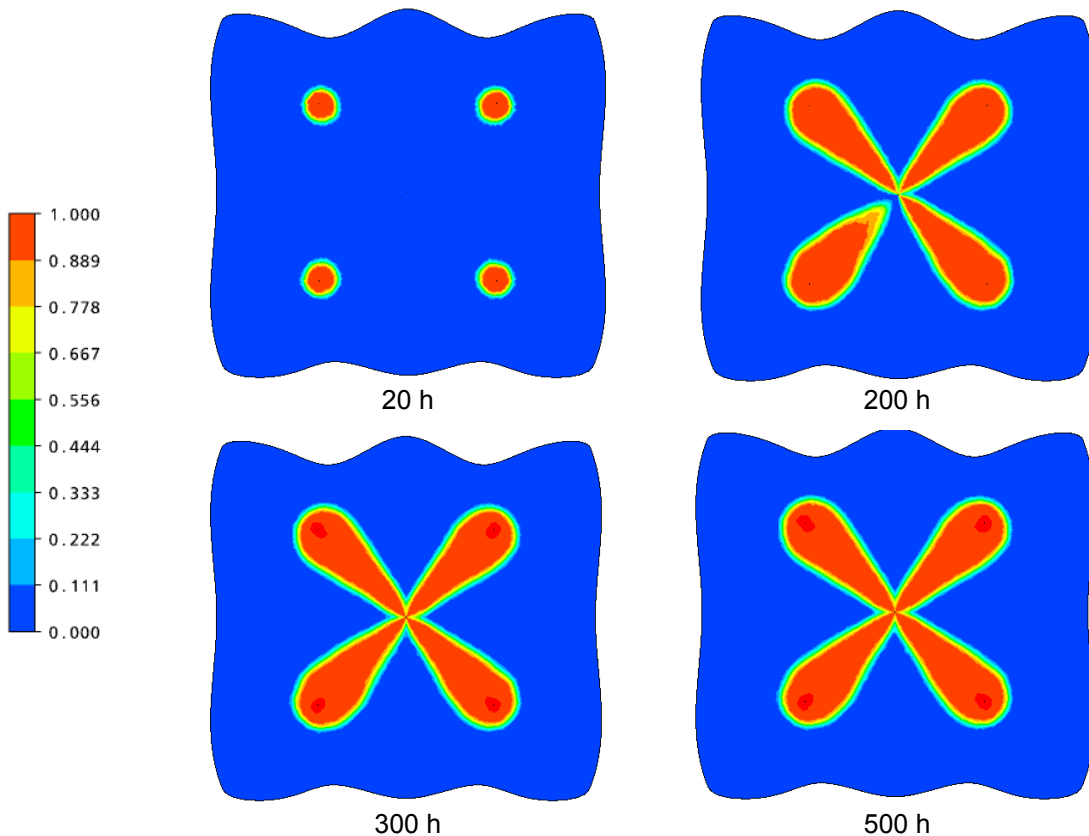


Figura 06 – Evolução da fração volumétrica da água a partir da injeção de água nos poços injetores sobre o plano XY a 1,5 m da superfície do reservatório.

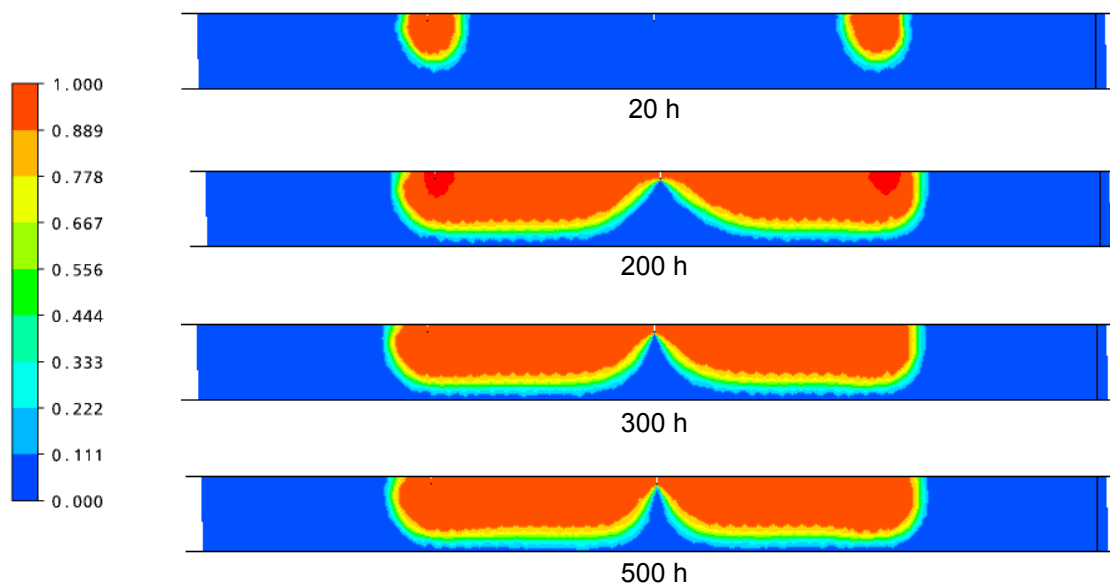


Figura 07 – Evolução da fração volumétrica da água a partir da injeção de água nos poços injetores sobre diagonal passado pelo poço produtor e dois injetores a 1,5 m da superfície do reservatório.

CONCLUSÕES

O modelo matemático proposto foi capaz de prever satisfatoriamente a frente de avanço de água na recuperação de óleos pesados e ultraviscosos.

A análise dos campos de fração volumétrica sobre planos horizontais e verticais no reservatório de petróleo permitiu por em evidência a influência da permeabilidade absoluta do reservatório sobre o avanço de água em direção ao poço produtor advindo dos poços de injeção.

Os resultados indicam que a distribuição da fração volumétrica nos planos horizontais e verticais podem ser influenciado pelas condições de contorno impostas nas fronteiras do domínio de estudo ou sub-reservatório.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao PIBIC/CNPq, FINEP/CT-PETRO, à Universidade Federal de Campina Grande juntamente aos laboratórios LPFI – Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem e LCTF Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHMED, T., **Reservoir Engineering Handbook**, 2nd ed., Gulf Professional Publishing, ISBN 0-88415-770-9, USA, 2000.
- AHMED, T.; MCKINNEY, P.D., **Advanced Reservoir Engineering**, Gulf Professional Publishing, ISBN: 0-7506-7733-3, USA, 2005.
- AZIZ, K.; SETTARI, A., **Petroleum Reservoir Simulation**, Applied Science Publishers Ltda, London, 1979, 476 p.
- 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, PB, 2006.
- CIVAN, F., **Reservoir Formation Damage - Fundamentals**, Modeling, Assessment, and Mitigation, Gulf Professional Publishing, ISBN 0-88415-301-0, USA, 2000.
- 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, pp. 102.

- 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, pp. 55-69, 2006.
- FANCHI, J.R., **Principles of Applied Reservoir Simulation**, 2nd ed., Gulf Professional Publishing, ISBN 0-88415-372-X, USA, 2001.
- 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, pp. 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, pp. 3546–3561, 2007.
- LIN, H.C., **A Method for bounding irregulars shaped reservoirs subject to unsteady state flow**, tese (Doutorado) Universidade do Texas, Austin, 1975.
- 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: **4° PDPETRO/ABPG**, Campinas, SP, 2007.
- 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., **Simulação Numérica de Fluxo em Regiões de Reservatórios de Petróleo com Refinamento Local e Fronteiras Abertas**. Dissertação (Mestrado de Ciência e Engenharia do Petróleo), Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002. 118f.
- 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.
- 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.
- 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: 29° 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.
- TAYLOR, T.D., **A New Method for Determining Average Reservoir Pressure from a Single Well Buildup Test**, , tese (Doutorado) Universidade do Texas, Austin, 1979.
- 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, pp. 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.