



SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTO BIFÁSICO IMISCÍVEL EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO USANDO O MÉTODO DOS VOLUMES FINITOS

Brauner Gonçalves Coutinho

Universidade Federal da Paraíba, Centro de Ciências e Tecnologia, Depto. de Eng. Mecânica.
Av. Aprígio Veloso, 882, Bodocongó, Cx. Postal 10069, CEP 58109-970, Campina Grande-PB.
e-mail: braunergc@yahoo.com

Francisco Marcondes

Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Depto. de Eng. Mecânica e de Produção.
Bloco 714, Campus do Pici, Cx. Postal 12144, CEP 60455-760, Fortaleza-CE.
e-mail: marconde@dem.ufc.br

Antonio Gilson Barbosa de Lima

Universidade Federal da Paraíba, Centro de Ciências e Tecnologia, Depto. de Eng. Mecânica.
Av. Aprígio Veloso, 882, Bodocongó, Cx. Postal 10069, CEP 58109-970, Campina Grande-PB.
e-mail: gilson@dem.ufpb.br

Resumo. *Um reservatório de petróleo é um meio poroso composto freqüentemente por rocha sedimentada e espaços vazios que são ocupados por água e componentes de hidrocarbonetos (gás e óleo) residindo no subterrâneo em profundidades que dificultam certas medidas e caracterização. A simulação de reservatórios desempenha um importante papel para a indústria petrolífera uma vez que permite provê-la de informações úteis sobre uma determinada bacia, tais como: vida útil, capacidade de produção e melhor localização dos poços injetores e produtores. O presente trabalho tem por objetivo apresentar uma solução numérica, empregando o método de volumes finitos e a técnica IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation) para prever o escoamento bifásico no interior de reservatórios de petróleo (óleo e água). O modelo matemático empregado é o Black-Oil com formulação nas saturações, considerando a injeção de fluido no poço injetor. Para resolver o sistema de equações gerado para a pressão, utilizou-se o método iterativo Gauss-Seidel. Resultados das distribuições de saturação e pressão do óleo como função da posição e tempo dentro do meio poroso, bem como curvas de produção de óleo, são apresentados e analisados.*

Palavras-chave: *simulação, volumes finitos, reservatório, técnica IMPES.*

1. INTRODUÇÃO

A simulação computacional de reservatórios é uma ferramenta de fundamental importância para o engenheiro de petróleo, uma vez que permite estimar com precisão o escoamento de óleo, água e gás no meio poroso. Muskat (1937) apresenta um trabalho bastante amplo sobre a simulação de reservatórios baseando-se em métodos analíticos. Posteriormente, Buckley e Leverett (1942) apresentaram um modelo matemático unidimensional para descrever o deslocamento imiscível de óleo em água. Em seguida, Welge (1952) apresentou um modelo mais amplo, que consiste na integração da distribuição de saturação sob a distância do ponto de injeção até o ponto de frente de saturação. Durante o tratamento numérico das equações diferenciais que compõem o modelo

matemático adotado, a maneira de como fazer a discretização das equações influirá diretamente no resultado final. A discretização baseada em coordenadas cartesianas tem sido mais utilizada devido a simplicidade das equações discretizadas e rápida implementação computacional. No entanto, existem algumas dificuldades para se modelar reservatórios com geometrias complexas, falhas geológicas e/ou configurações complexas de poços. Tentando contornar este problema, foram apresentados alguns modelos mais eficientes, usando coordenadas generalizadas (Mota, 1994; Cunha, 1996; Maliska, 1996; Czesnat et al, 1998; Lucianetti, 1998) e malhas de Voronoi (Marcondes, 1996), o que permitiu a modelagem de geometrias mais complexas.

A difusão numérica na solução de escoamentos de fluidos está também presente na simulação de reservatórios de petróleo. O esquema mais utilizado para avaliar os termos de fluxo convectivo nas interfaces do volume de controle é o método de ponderação a montante (UDS – Upstream Differencing Scheme) que tem a desvantagem de depender bastante da orientação da malha. Outros esquemas foram estudados por Pinto (1991) e Mota (1994). Marcondes et al (1996) apresentou uma comparação entre três metodologias de linearização das equações de simulação de reservatórios: IMPES – Implicit Pressure Explicit Saturation, TI – Totalmente Implícita e AIM – Adaptive Implicit Method. Tais metodologias também foram objeto de estudo de Mota (1994) e Cunha (1996).

O objetivo deste trabalho é apresentar uma modelagem matemática para simular o escoamento bifásico (água/óleo) num meio poroso, considerando a existência de propriedades do fluido variáveis com a pressão e saturação, bem como a injeção de água para recuperação secundária. O modelo matemático empregado é o black-oil padrão (Mota, 1994; Cunha, 1996), mais indicado para representar reservatórios de óleos pesados. A Figura 1 mostra esquematicamente o problema físico proposto.

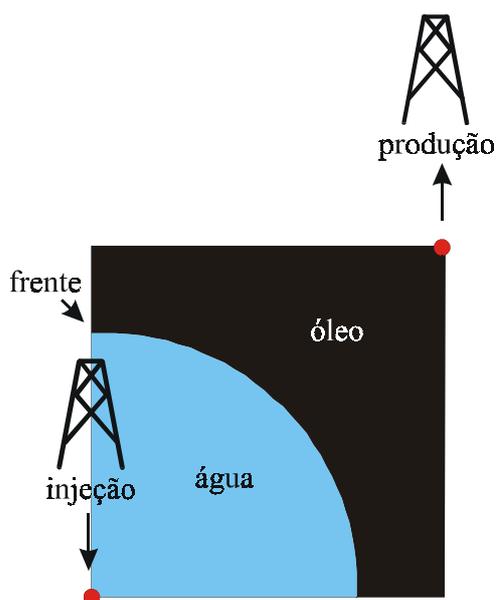


Figura 1. Esquema do problema físico.

2. MODELAGEM MATEMÁTICA

2.1. Analítica

Para o modelo black-oil padrão, a equação geral de conservação da massa é dada por (Cunha, 1996):

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \frac{S^p}{B^p} \right] = \nabla \cdot [\lambda^p \nabla \Phi^p] - \frac{q^p}{B^p}; \quad p = o, w \quad (1)$$

onde ϕ é a porosidade da rocha, S^p é a saturação da fase p , B^p é o fator volume de formação da fase p , λ^p é a mobilidade da fase p , Φ^p é o potencial da fase p que contempla os efeitos gravitacionais e de pressão, q^p é a vazão de injeção/produção da fase p por unidade de volume do reservatório e w e o indicam as fases água e óleo, respectivamente. Esta equação é geral e sua aplicabilidade inclui os efeitos de compressibilidade, pressão capilar e permeabilidade relativa, assim como variações da permeabilidade absoluta e porosidade com a posição e o tempo.

Considerando as seguintes simplificações no modelo matemático:

- Escoamento bifásico (água/óleo) imiscível;
- Geometria cartesiana bidimensional;
- Efeitos capilares e gravitacionais desprezíveis;
- Rocha e fluidos incompressíveis,

a equação (1) se reduz a:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \frac{S^p}{B^p} \right] = \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda^p \frac{\partial P}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\lambda^p \frac{\partial P}{\partial y} \right] - \hat{q}^p; \quad p=o,w \quad (2 \text{ a-b})$$

onde P é a pressão e $\hat{q}^p = q^p/B^p$ é a vazão de injeção/produção nas condições de superfície. A mobilidade da fase p é dada por $\lambda^p = \mathbf{k} k^{rp}/B^p \mu^p$ onde \mathbf{k} é a permeabilidade absoluta do meio, k^{rp} é a permeabilidade relativa da fase p com o meio poroso e μ^p é a viscosidade da fase p . As equações (2 a-b) são aplicadas para as fases óleo (o) e água (w).

Como são três as incógnitas para este problema (S^w , S^o e P), necessita-se de uma equação auxiliar para a solução. Esta equação é a de restrição volumétrica dada por:

$$S^w + S^o = 1 \quad (3)$$

2.2. Numérica

Vários métodos numéricos podem ser usados para resolver equações diferenciais parciais, tais como: elementos finitos, diferenças finitas, elementos de contorno, volumes finitos, etc. (Maliska, 1995; Patankar, 1980). No método dos volumes finitos as equações (2 a-b) devem ser integradas no tempo e no espaço para um volume elementar P como ilustrado na Fig. 2. Nesta figura evidencia-se o ponto nodal P , seus vizinhos W , E , N e S , bem como as dimensões e as faces w , e , n e s do volume de controle.

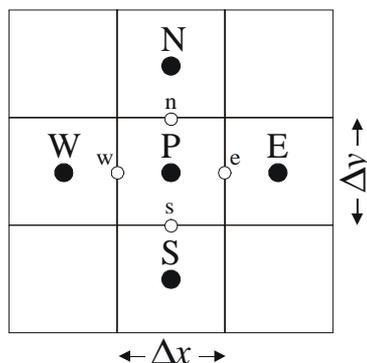


Figura 2. Volume elementar para integração.

A integração da equação (2a-b) resulta no equacionamento seguinte:

$$\left[\left(\phi \frac{S^p}{B^p} \right)_P - \left(\phi \frac{S^p}{B^p} \right)_P^O \right] \Delta x \Delta y = \left[\lambda_e^p \frac{(P_E - P_P)}{\Delta x} - \lambda_w^p \frac{(P_P - P_W)}{\Delta x} \right] \Delta y \Delta t + \left[\lambda_n^p \frac{(P_N - P_P)}{\Delta y} - \lambda_s^p \frac{(P_P - P_S)}{\Delta y} \right] \Delta x \Delta t - \hat{q}^p \Delta x \Delta y \Delta t \quad ; \quad p=o,w \quad (4)$$

Na equação (4), o sobrescrito O representa o instante de tempo anterior e as derivadas da pressão nas faces do volume elementar que apareceram com a integração das equações, foram aproximadas por diferenças centrais.

Para resolver o problema em estudo, utilizou-se a metodologia IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation) (Mota, 1994; Cunha, 1996). Neste método calcula-se a pressão através de uma equação implícita e uma equação explícita é usada para avaliar a saturação a partir do valor da pressão conhecida naquele volume.

Considerando as porosidades constantes, pode-se isolar o valor das saturações S^w e S^o da equação (4) escrita para cada um dos componentes (w e o), e obter:

$$S_P^w = \frac{\Delta t B_P^w}{\phi \Delta x} \left[\lambda_e^w \frac{(P_E - P_P)}{\Delta x} - \lambda_w^w \frac{(P_P - P_W)}{\Delta x} \right] + \frac{\Delta t B_P^w}{\phi \Delta y} \left[\lambda_n^w \frac{(P_N - P_P)}{\Delta y} - \lambda_s^w \frac{(P_P - P_S)}{\Delta y} \right] - \hat{q}_P^w \frac{\Delta t}{\phi} B_P^w + \left(\frac{S_P^w}{B_P^w} \right)^O B_P^w \quad (5)$$

e

$$S_P^o = \frac{\Delta t B_P^o}{\phi \Delta x} \left[\lambda_e^o \frac{(P_E - P_P)}{\Delta x} - \lambda_w^o \frac{(P_P - P_W)}{\Delta x} \right] + \frac{\Delta t B_P^o}{\phi \Delta y} \left[\lambda_n^o \frac{(P_N - P_P)}{\Delta y} - \lambda_s^o \frac{(P_P - P_S)}{\Delta y} \right] - \hat{q}_P^o \frac{\Delta t}{\phi} B_P^o + \left(\frac{S_P^o}{B_P^o} \right)^O B_P^o \quad (6)$$

As mobilidades e vazões são consideradas constantes dentro do intervalo de tempo e assumem o valor do instante de tempo anterior. O esquema de interpolação usado para avaliar as mobilidades nas interfaces do volume foi o UDS (Upstream Differencing Scheme) (Maliska, 1996).

Por outro lado, substituindo-se as equações (5) e (6) na equação (3), obtém-se a equação da pressão na forma implícita. Esta equação escrita na forma linear é dada por:

$$A_P P_P = A_E P_E + A_W P_W + A_N P_N + A_S P_S + F^P \quad (7)$$

onde os coeficientes A_k e F^p são dados por:

$$A_E = \frac{\Delta t}{\phi \Delta x^2} (B_P^w \lambda_e^w + B_P^o \lambda_e^o); \quad A_W = \frac{\Delta t}{\phi \Delta x^2} (B_P^w \lambda_w^w + B_P^o \lambda_w^o); \quad A_N = \frac{\Delta t}{\phi \Delta y^2} (B_P^w \lambda_n^w + B_P^o \lambda_n^o)$$

$$A_S = \frac{\Delta t}{\phi \Delta y^2} (B_P^w \lambda_s^w + B_P^o \lambda_s^o); \quad F^P = F^{P*} - \frac{d}{dP_P} (F^P)^* P_P^*; \quad A_P = A_P^* - \frac{d}{dP_P} (F^P)^*$$

sendo

$$A_P^* = A_E + A_W + A_N + A_S; \quad F^{P*} = \left(\frac{S_P^w}{B_P^w} \right)^O B_P^w - \frac{\hat{q}_P^w B_P^w \Delta t}{\phi} + \left(\frac{S_P^o}{B_P^o} \right)^O B_P^o - \frac{\hat{q}_P^o B_P^o \Delta t}{\phi} - 1$$

Para tornar a matriz diagonalmente dominante foi necessário linearizar o termo fonte (F^P) usando expansão em série de Taylor como segue (Patankar, 1980):

$$F^P = F^{P*} + \frac{d}{dP_P} (F^P)^* (P_P - P_P^*) \quad (8)$$

onde o sobrescrito * representa o nível iterativo anterior.

As condições de contorno para a equação (7) foram de gradiente de pressão nulo sobre toda a fronteira do reservatório, também conhecida como condição de contorno de Neumann.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O código computacional, desenvolvido em linguagem C++, a partir da metodologia apresentada neste trabalho, foi aplicado para a análise de um reservatório retangular (Fig. 1). Para sua validação, os resultados obtidos foram comparados com aqueles reportados por Mota (1994). Todos os resultados foram obtidos usando-se uma malha cartesiana de 20x20 volumes e um Δt máximo de 10 dias.

A Tabela 1 apresenta todos os dados do reservatório e parâmetros físicos utilizados na simulação. As permeabilidades relativas de cada uma das fases em função das saturações foram dadas por:

$$k^{rw} = (S^w)^2; \quad k^{ro} = (1 - S^w)^2$$

Os fatores volume de formação que representam a variação de volume da fase com a pressão foram obtidos por:

$$B^P = \left[\frac{B_{ref}^P}{1 + c^P (P - P_{ref})} \right]$$

onde o subscrito ref representa o parâmetro de referência e c^P é a compressibilidade da fase p.

Tabela 1. Parâmetros do reservatório usados na simulação. Fonte: Mota (1994).

Comprimento (m)	402,33
Largura (m)	402,33
Altura (m)	6,09
Vazão de injeção/produção na superfície (m ³ /dia)	9,534
Pressão inicial (Pa)	689,4.10 ³
Saturação de água inicial	0.
Fatores volume formação de referência	1.
Pressão de referência (Pa)	689,4.10 ³
Compressibilidade da água e do óleo (Pa ⁻¹)	1.45033.10 ⁻⁹
Porosidade	0,2
Permeabilidade absoluta do meio (m ²)	0,0125.10 ⁻¹²
Densidade da água e do óleo (kg/m ³)	1000
Viscosidade do óleo (Pa.s)	1.10 ⁻³
Viscosidade da água (Pa.s)	(1.10 ⁻³ /M)

O parâmetro M representa a razão entre a viscosidade do óleo e da água, dado por

$$M = \frac{\mu^o}{\mu^w}$$

A Figura 3 mostra uma comparação entre a produção de óleo obtida neste trabalho e aquela reportada por Mota (1994) para $M=10$, bem como outros resultados para $M=20$ e 40 . Nesta figura, o parâmetro adimensional VPI (Volume Poroso Deslocável Injetado) representa a razão entre o volume de água injetado no reservatório e o volume total de óleo que é possível retirar do mesmo. O parâmetro adimensional VPOR (Volume Poroso de Óleo Recuperado), representa a razão entre o volume de óleo produzido pelo reservatório com o processo de injeção e o volume total de óleo que é possível retirar do mesmo. Estes parâmetros são dados por

$$\text{VPI} = \frac{q^w t}{\phi V_R (1 - S_i^w - S_r^o)}; \quad \text{VPOR} = \int_0^t \frac{q^o(t) dt}{\phi V_R (1 - S_i^w - S_r^o)}$$

onde S_i^w é a saturação inicial de água, S_r^o é a saturação residual de óleo no reservatório e V_R é o volume total do reservatório. Os dois primeiros parâmetros foram considerados na simulação como sendo zero.

Da análise da Fig. 3, percebe-se uma boa concordância entre os resultados obtidos e aqueles apresentados na literatura ($M=10$). A variação existente pode ter sido originada de dispersão numérica devido ao uso de diferentes malhas. Mota (1994) obteve seus resultados usando malhas generalizadas. Em simulação de reservatórios esse problema de forte influência do tipo de malha empregado já é bastante conhecido e tem sido motivo para muitos estudos (Czesnat et al, 1998; Pinto, 1991).

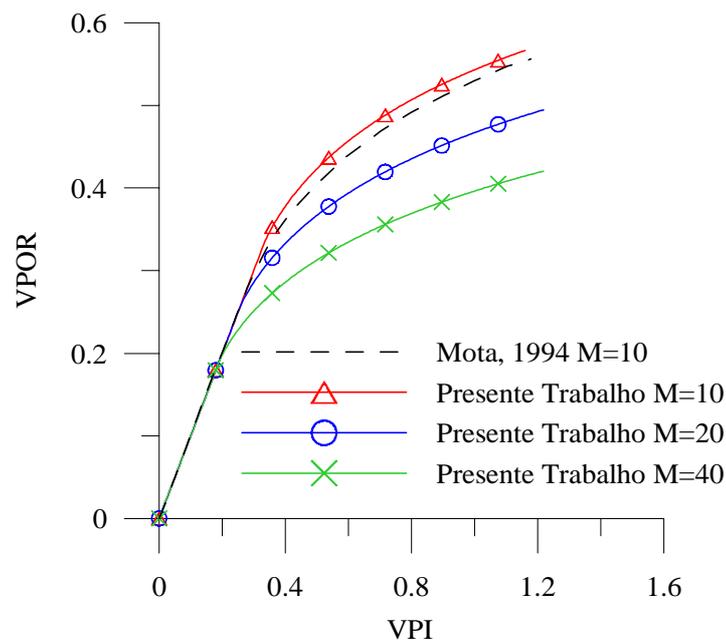


Figura 3. Curvas de produção de óleo.

O trecho linear desta curva corresponde ao intervalo de tempo em que a água leva para se deslocar do poço injetor até o poço produtor. Após este tempo, que depende do valor de M , conforme pode ser visto na figura, o volume de óleo produzido tende a diminuir gradativamente.

As Figuras 4 e 5 ilustram a distribuição de saturação da água no interior do reservatório para quatro valores distintos de VPI com $M = 10$ e $M = 40$, respectivamente. Analisando-se estas figuras, pode-se comprovar o comportamento das curvas de produção mostradas na Fig. 3. A frente de água para um maior valor de M chega muito mais rapidamente ao poço produtor, uma vez que neste caso a mobilidade da água fica bem maior em relação ao óleo e a formação de canais preferenciais de escoamento de água (Cunha, 1996; Mota, 1994) ocorre com maior intensidade. Isto é bastante indesejável uma vez que reduz sensivelmente a produção de óleo. Pode-se observar também que, para maiores valores de VPI (0,67 e 1,01), ocorre maior produção de água no caso em que $M=10$.

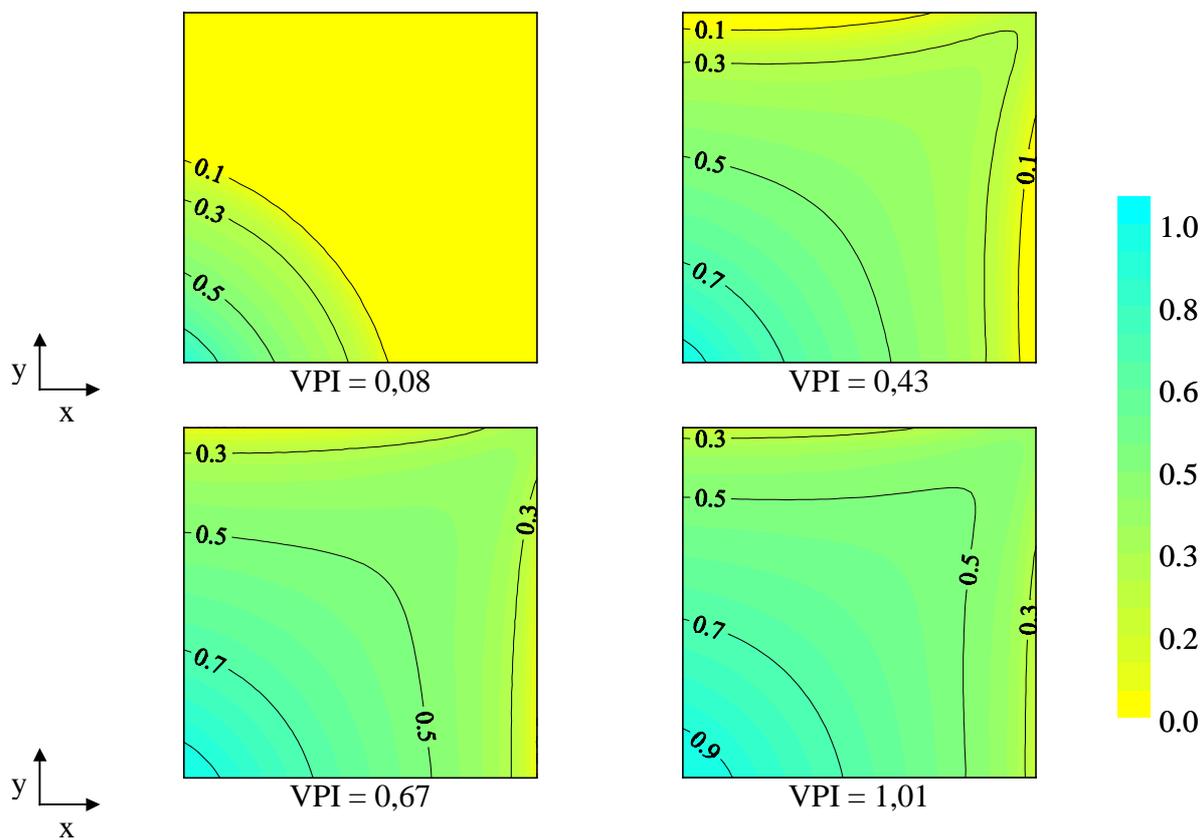


Figura 4. Campo de saturação da água para diversos VPI ($M=10$).

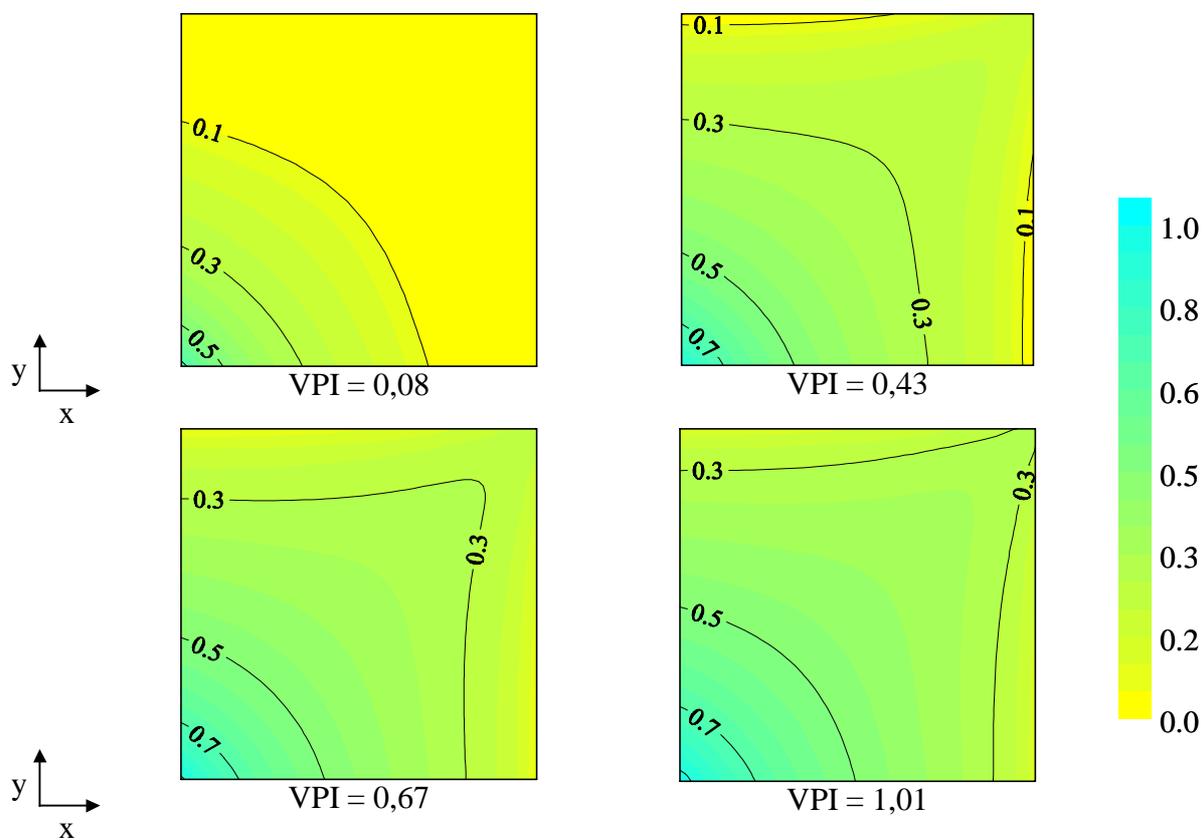


Figura 5. Campo de saturação da água para diversos VPI ($M=40$).

A Figura 6 mostra a evolução da pressão no volume de controle que contém o poço produtor em função do tempo. Percebe-se que, nos primeiros instantes do processo ocorre uma queda brusca da pressão, seguida de um crescimento acentuado até atingir a estabilização. Comparando-se as Figuras 3 e 6, verifica-se que o período de recuperação da pressão no poço produtor termina com a chegada da frente de água no mesmo. A partir daí ocorre um decréscimo da vazão de óleo no poço produtor, levando a relação vazão de água por vazão total tender para a unidade. Isto conduz a conclusão que os poços aonde a água chega mais cedo, tendem à estabilização mais rapidamente.

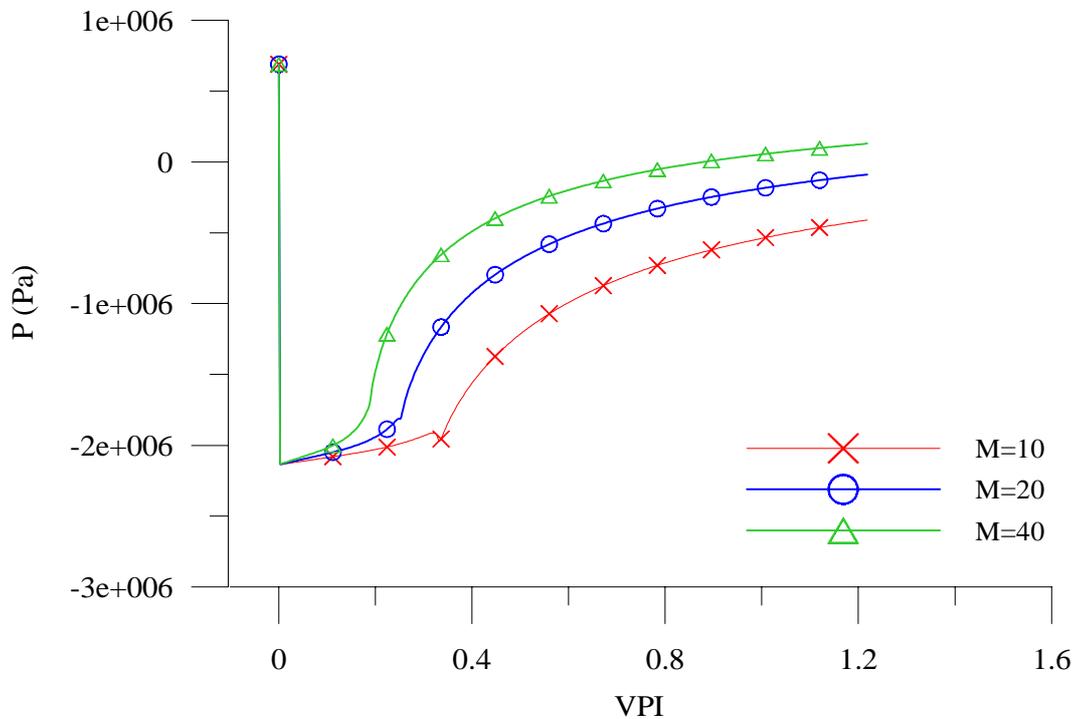


Figura 6. Curvas de produção de óleo.

A Figura 7 apresenta a distribuição de pressão no interior do reservatório para $M=10$ e $M=40$ em $VPI = 0,43$. Devido ao efeito do fluxo de água injetado e da resistência de escoamento dos fluidos envolvidos, origina-se um gradiente de pressão no reservatório que gera valores negativos de pressão no poço produtor.

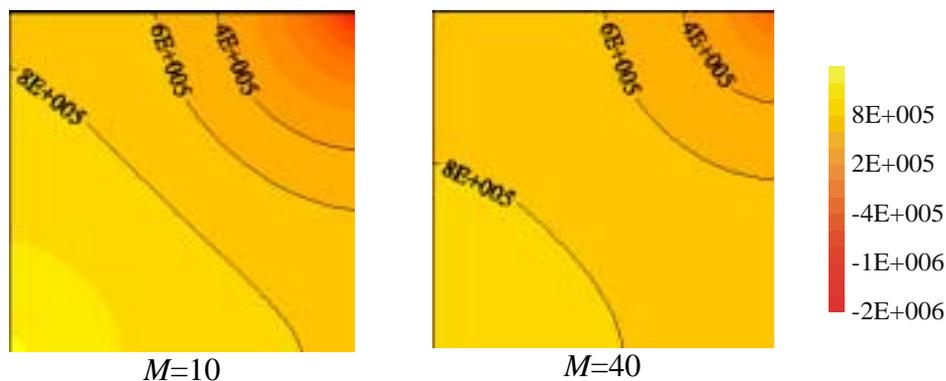


Figura 7. Distribuição da pressão (Pa) em $VPI=0,43$.

Como um comentário final, vale salientar que nenhum tratamento matemático para a pressão no poço produtor foi dado e que o nível de difusão numérica é mais acentuado quando se usa malha cartesiana, devido ao fato da dificuldade de alinhamento da malha com as direções de escoamento. Isto é um limitador para a escolha desta malha, implicando numa necessidade de novos estudos

nessa área. Do ponto de vista físico, o modelo matemático é limitado a óleos pesados. Para outros tipos de reservatórios, os autores recomendam a utilização do modelo composicional com transferência de massa entre as fases presentes (Allen et al, 1988).

4. CONCLUSÕES

A partir dos resultados obtidos pode-se concluir que:

- O tratamento matemático e o método dos volumes finitos utilizados para a obtenção da solução numérica do problema foram adequados e podem ser usados para obter as distribuições de pressão e saturação das fases óleo e água, bem como curvas de produção de óleo com o decorrer do tempo. Situações mais complexas como a existência de não-linearidades em vários parâmetros do processo, malhas não-uniformes e inclusão da fase gás, podem ser adicionadas ao código computacional.
- A validação do modelo numérico foi feita através da boa concordância com os dados numéricos reportados na literatura. Verificou-se a forte dependência dos resultados obtidos com o tipo de malha utilizado.
- A pesquisa resulta em um ótimo instrumento de avaliação e de melhoramento em projetos de injeção de água, amplamente utilizados na recuperação de petróleo em todo o mundo.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a ANP (Agência Nacional do Petróleo) e ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), processo nº 476457/2001-7, pelo apoio financeiro concedido a esta pesquisa e aos pesquisadores citados neste trabalho que ajudaram a melhorar sua qualidade.

6. REFERÊNCIAS

- Allen III, M. B., Behia, G. A., Trangenstein, J. A., 1988, "Multiphase Flow in Porous Media". Springer Verlag, New York.
- Buckley, S. E., Leverett, M. C., 1942, "Mechanism of fluid displacement in sands". Transaction AIME, Vol. 146, pp. 107-116.
- Cunha, A. R., 1996, "Uma Metodologia Para Simulação Numérica Tridimensional de Reservatórios de Petróleo Utilizando Modelo Black-oil e Formulação em Frações Mássicas", Dissertação de Mestrado, UFSC, SC.
- Czesnat, A. O., Maliska, C. R., Silva, A. F. C., Lucianetti, R. M., 1998, "Efeitos de orientação de malha na simulação de reservatórios de petróleo usando coordenadas generalizadas coincidentes com a fronteira", Anais VII ENCIT, Rio de Janeiro, Brasil.
- Lucianetti, R. M., Maliska, C. R., Silva, A. F. C., Czesnat, A., 1998, "Efeitos da não-ortogonalidade da malha na taxa de convergência do método de Newton utilizando coordenadas generalizadas", Anais VII ENCIT, Rio de Janeiro, Novembro
- Maliska, C. R., 1996, "Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional", LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S. A., Rio de Janeiro, RJ.
- Marcondes, F., Maliska, C. R., Zambaldi, M. C., 1996, "Solução de problemas de reservatório de petróleo: comparação entre as metodologias IMPES, TI e AIM", Anais VI ENCIT/VI LATCYM, Florianópolis.
- Marcondes, F., 1996, "Simulação Numérica Usando Métodos Adaptativos - Implícitos e Malha de Voronoi de Problemas de Reservatórios de Petróleo", Tese de Doutorado, UFSC, Santa Catarina.

- Mota, M. A. A., 1994, “Simulação Numérica de Reservatórios de Petróleo Utilizando Coordenadas Generalizadas e Esquema de Interpolação TVD”, Dissertação de Mestrado, UFSC, Florianópolis.
- Muskat, M., 1937, “The Homogeneous Fluids Through Porous Media”, Ed. International Human Resources Development Corporation, Boston, USA, 763p.
- Patankar, S. V., 1980, “Numerical Heat Transfer and Fluid Flow”, New York, Hemisphere Publishing Cooperation.
- Pinto, A. C. C., 1991, “Esquemas de Alta Resolução Para Controle de Dispersão Numérica em Simulação de Reservatórios”, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas, SP.
- Welge, H. J., 1952, “A simplified method for computing oil recovery by gas or water drive”, Transaction AIME, Vol. 195, pp. 91-98.

7. DIREITOS AUTORAIS

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo do material impresso incluído no seu trabalho.

TWO-PHASE IMISCIBLE FLOW SIMULATION IN OIL RESERVOIRS USING THE FINITE-VOLUME METHOD

Brauner Gonçalves Coutinho

Universidade Federal da Paraíba, Centro de Ciências e Tecnologia, Depto. de Eng. Mecânica.
Av. Aprígio Veloso, 882, Bodocongó, Cx. Postal 10069, CEP 58109-970, Campina Grande-PB.
e-mail: braunergc@yahoo.com

Francisco Marcondes

Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Depto. de Eng. Mecânica e Produção.
Bloco 714, Campus do Pici, Cx. Postal 12144, CEP 60455-760, Fortaleza-CE.
e-mail: marconde@dem.ufc.br

Antonio Gilson Barbosa de Lima

Universidade Federal da Paraíba, Centro de Ciências e Tecnologia, Depto. de Eng. Mecânica.
Av. Aprígio Veloso, 882, Bodocongó, Cx. Postal 10069, CEP 58109-970, Campina Grande-PB.
e-mail: gilson@dem.ufpb.br

Abstract. *A petroleum reservoir is a porous media composed by sedimentary rocks and void spaces occupied by water and hydrocarbon components (gas and oil). It is frequently found in depths that make difficult measurements and characterization. The reservoir simulation is important for the oil industry therefore supplies it with some information about the basin: useful life, production capacity and better location of the injectors and producers wells. The present work presents a numerical solution using the finite-volume method and the IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation) technique to predict the two-phase flow (oil and water) inside petroleum reservoirs. The mathematical model employed is Black-Oil with the formulation in saturations, considering fluid injection. The iterative method Gauss-Seidel was used to solve the equations system generated for the pressure. Results of the oil saturation and pressure distributions as a function of the position and time inside porous media and the oil production are presented and analyzed.*

Keywords: *simulation, finite-volume, reservoir, two-phase, IMPES technique.*