



# 2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

## ESCOAMENTO BIFÁSICO EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO USANDO MALHAS GENERALIZADAS

B. G. Coutinho<sup>1</sup>; J. D. de Sousa<sup>2</sup>; M. A. Cadé<sup>3</sup>; F. Marcondes<sup>4</sup>; A. G. B. de Lima<sup>5</sup>.

<sup>1</sup> UFCG/CCT/DEM, Bolsista de Mestrado ANP (PRH-25)

<sup>2,3</sup> UFCG/CCT/DEM, Bolsista ANP (PRH-25)

<sup>4</sup> UFC/CT/DEMP, Campus do Pici, CP 12144, CEP 60455-760, Fortaleza-CE.

E-mail: marconde@dem.ufc.br

<sup>5</sup> UFCG/CCT/DEM Av: Aprígio Veloso, 882, Bodocongó, Caixa Postal 10069, CEP 58109-970, Campina Grande-PB,

Tel/fax: (83) 310 1317.

E-mail: gilson@dem.ufpb.br

**Resumo** – Este trabalho mostra uma metodologia numérica para simulação de reservatórios de petróleo. As equações diferenciais que compõem o modelo isotérmico black-oil são escritas na formulação em frações mássicas para um caso bifásico imiscível (óleo-água) e transformadas para o sistema de coordenadas generalizadas, sem a consideração dos termos capilares e gravitacionais nos potenciais de fase. O sistema de equações discretizadas, obtido através do método dos volumes finitos, é resolvido de forma totalmente implícita. Resultados dos campos de saturação e curvas de óleo recuperado são mostrados e comentados.

Palavras-Chave: reservatórios; simulação; volumes finitos; black-oil; coordenadas generalizadas.

**Abstract** – This paper shows a numerical methodology for petroleum reservoir simulation. The differential equations that compose the black-oil model, are written in the mass fractions formulation for a two-phase (oil-water) immiscible case, and transformed to the generalized coordinates system, neglecting the capillarity and gravity effects. The discretized equations are obtained using the finite-volume method and solved using a full implicit methodology. Results including water saturation fields and recovered oil curves are shown and discussed.

Keywords: reservoirs; simulation; finite-volume; black-oil; generalized coordinates.

## 1. Introdução

A reprodução em laboratório das mesmas condições encontradas num reservatório de petróleo é uma tarefa bastante complexa. Reconstruir a geometria das fronteiras impermeáveis que envolvem o meio poroso onde estão contidos os fluidos, composição e configuração tanto destes como da rocha, bem como as condições de pressão e temperatura, representaria elevado custo financeiro e consumiria tanto tempo que se tornaria uma atividade quase impraticável nos dias de hoje.

Uma solução atraente é uso de simulação computacional. Através de modelos matemáticos, pode-se recriar todas as características de um problema físico e prever, em pouco tempo de simulação, um comportamento que poderia levar até mesmo alguns anos. A simulação é bastante utilizada hoje em dia para resolver problemas nos mais diversos campos de ciência. Na indústria do petróleo, é possível verificar a viabilidade de uma bacia analisando, através de simulação, parâmetros como vida útil e produtividade por intervalo de tempo. É uma ferramenta útil também no gerenciamento de um processo de recuperação secundária, através da localização ótima para a perfuração de poços injetores e produtores, além das características do fluido a ser usado na injeção para que se obtenha maior eficiência.

O uso de malhas cartesianas, apesar de ser de mais fácil implementação, não é muito flexível no tratamento de geometrias complexas, bastante comuns neste tipo de problema. Uma alternativa é o uso de malhas generalizadas, que se adaptam mais facilmente a fronteiras irregulares, sem necessidade de maior refino. Neste sentido, este trabalho apresenta uma modelagem matemática escrita no sistema de coordenadas generalizadas, para prever o escoamento bifásico imiscível (água/óleo) num meio poroso, considerando a existência de propriedades variáveis e injeção de água no poço injetor.

## 2. Modelagem Matemática

### 2.1. Analítica

As seguintes equações de conservação da massa são usadas:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho^m Z^p] = \nabla \cdot [\tilde{\lambda}^p \nabla \Phi^p] - \tilde{m}^p \quad (1)$$

onde o sobrescrito p representa cada uma das fases (água e óleo),  $\phi$  é a porosidade da matriz rochosa, Z é a fração mássica da fase p,  $\rho^m$  é a densidade média da mistura,  $\tilde{\lambda}$  é a mobilidade da fase p dada por

$$\hat{\lambda}^p = \frac{\mathbf{k} \mathbf{k}^{rp} \rho^p}{\mu^p} \quad (2)$$

Nesta equação,  $\mathbf{k}$  é o tensor permeabilidade do meio poroso,  $\mathbf{k}^{rp}$  é a permeabilidade relativa da fase p,  $\rho^p$  é a densidade e  $\mu^p$  é a viscosidade da fase p.

Na Equação 1,  $\Phi$  é o potencial da fase que contempla os efeitos gravitacionais e de pressão e,  $\tilde{m}$  é a vazão de injeção/produção da fase p por unidade de volume do reservatório multiplicada pela densidade da referida fase. Como são apenas duas fases, as seguintes equações de restrição mássica e pressão capilar são necessárias para o fechamento do problema:

$$Z^w + Z^o = 1 \quad ; \quad P^w = P^o + P^{cow} \quad (3)$$

#### 2.1.1. Transformação das Equações

A Equação 1 deve ser reescrita para o sistema coordenado curvilíneo generalizado segundo uma transformação, Equação 4, de tal forma que o domínio físico seja transformado num domínio computacional retangular.

$$\xi = \xi(x, y) \quad ; \quad \eta = \eta(x, y) \quad (4)$$

Fazendo-se a transformação da Equação 1 para o domínio computacional conforme procedimento descrito por Maliska (1995), obtém-se a seguinte equação na forma conservativa:

$$\frac{1}{J} \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho^m Z^p) + \frac{\tilde{m}^p}{J} = \frac{\partial}{\partial \xi} \left[ D_1^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \xi} + D_2^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \eta} \right] + \frac{\partial}{\partial \eta} \left[ D_2^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \xi} + D_3^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \eta} \right] \quad (5)$$

Os valores dos termos que envolvem a transformação geométrica são dados por:

$$D_1^p = \frac{\tilde{\lambda}^p}{J} (\xi_x^2 + \xi_y^2) \quad ; \quad D_2^p = \frac{\tilde{\lambda}^p}{J} (\xi_x \eta_x + \xi_y \eta_y) \quad ; \quad D_3^p = \frac{\tilde{\lambda}^p}{J} (\eta_x^2 + \eta_y^2) \quad (6)$$

As expressões que trazem as informações da malha para as equações transformadas são o jacobiano, J, e as métricas da transformação,  $\xi_x$ ,  $\xi_y$ , etc. Estas podem de ser encontradas em Maliska (1995).

## 2.2. Numérica

Alguns métodos numéricos podem ser usados para resolver equações diferenciais, tais como: elementos finitos, diferenças finitas, elementos de contorno, volumes finitos, etc (Maliska, 1995; Patankar, 1980). No método dos volumes finitos, divide-se o domínio de estudo numa série de volumes elementares. A Equação 6 deve ser então integrada no tempo e no espaço para cada um destes, conforme representado pelo volume P mostrado na Figura 1.

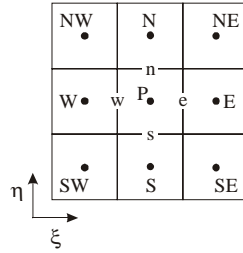


Figura 1 - Volume para integração das equações.

A integração resultante será dada por

$$\begin{aligned} \frac{\Delta V}{J} \left[ (\phi \rho^m Z^p)_p - (\phi \rho^m Z^p)_p^o \right] + \frac{\tilde{m}^p}{J} \Delta V \Delta t = & \left[ \left( D_1^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \xi} + D_2^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \eta} \right)_e - \left( D_1^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \xi} + D_2^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \eta} \right)_w \right] \Delta \eta \Delta \gamma \Delta t + \\ & \left[ \left( D_2^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \xi} + D_3^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \eta} \right)_n - \left( D_2^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \xi} + D_3^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \eta} \right)_s \right] \Delta \xi \Delta \gamma \Delta t \end{aligned} \quad (7)$$

onde  $\Delta V = \Delta \xi \Delta \eta \Delta \gamma$  representa o volume infinitesimal no sistemas de coordenadas generalizadas.

As derivadas diretas e cruzadas dos potenciais de fase que aparecem na Equação 7 podem, respectivamente, ser aproximadas como mostrado a seguir:

$$\left( \frac{\partial \Phi^p}{\partial \xi} \right)_e = \frac{\Phi_E^p - \Phi_P^p}{\Delta \xi} \quad ; \quad \left( \frac{\partial \Phi^p}{\partial \eta} \right)_e = \frac{\Phi_N^p + \Phi_{NE}^p - \Phi_S^p - \Phi_{SE}^p}{4 \Delta \eta} \quad (8)$$

Substituindo-se estas expressões na Equação 7, obtêm-se as equações algébricas na forma discretizada.

### 2.2.1. Metodologia Totalmente Implícita

Nesta metodologia, todas as incógnitas são avaliadas no instante de tempo mais atual através do método de Newton. Deslocando-se todos os termos da Equação 7 para o lado esquerdo, obtêm-se a forma residual dada por:

$$\begin{aligned} F_p^p = \frac{\Delta V}{J} \left[ (\phi \rho^m Z^p)_p - (\phi \rho^m Z^p)_p^o \right] + \frac{\tilde{m}^p}{J} \Delta V \Delta t - & \left[ \left( D_1^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \xi} + D_2^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \eta} \right)_e - \left( D_1^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \xi} + D_2^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \eta} \right)_w \right] \Delta \eta \Delta \gamma \Delta t - \\ & \left[ \left( D_2^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \xi} + D_3^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \eta} \right)_n - \left( D_2^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \xi} + D_3^p \frac{\partial \Phi^p}{\partial \eta} \right)_s \right] \Delta \xi \Delta \gamma \Delta t \end{aligned} \quad (9)$$

Nota-se que  $F_p^p$  é função das incógnitas do problema  $Z^o$  e  $P^o$ , nos pontos SW, W, NW, S, P, N, SE, E e NE da Figura 1.

As funções residuais são então expandidas em série de Taylor em torno da k-ésima iteração,

$$(F_p^p)^{k+1} = (F_p^p)^k + \sum_{\forall X} \left( \frac{\partial F_p^p}{\partial X} \right)^k \Delta X = 0 \quad (10)$$

onde X representa as incógnitas Z<sup>o</sup> e P<sup>o</sup>.

No método de Newton, a solução em cada intervalo de tempo é obtida quando os resíduos F<sup>k+1</sup> tendem a zero. Logo, a Equação 10 resulta em:

$$-(F_P^p)^k = \sum_{\forall X} \left( \frac{\partial F_P^p}{\partial X} \right)^k \Delta X \quad (11)$$

ou, na forma matricial

$$\mathbf{A} \Delta X = -F \quad (12)$$

onde A é a matriz jacobiana de F na k-ésima iteração.

A solução do sistema linear da Equação 12 permite calcular os valores de P<sup>o</sup> e Z<sup>o</sup> até que se obtenha a conservação da massa em cada instante de tempo. A matriz jacobiana A é uma matriz de blocos, isto é, seus elementos são matrizes 2x2. As matrizes têm as seguintes formas

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} A_{11} & \dots & A_{1N} \\ \cdot & \dots & \cdot \\ A_{N1} & \dots & A_{NN} \end{bmatrix}; \quad \Delta X = \begin{bmatrix} \Delta X_1 \\ \cdot \\ \Delta X_N \end{bmatrix}; \quad F = \begin{bmatrix} F_1 \\ \cdot \\ F_N \end{bmatrix} \quad (13)$$

onde

$$A_{ij} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_i^w}{\partial P_j^o} & \frac{\partial F_i^w}{\partial Z_j^o} \\ \frac{\partial F_i^o}{\partial P_j^o} & \frac{\partial F_i^o}{\partial Z_j^o} \end{bmatrix}; \quad \Delta X_i = \begin{bmatrix} P_i^{o,k+1} - P_i^{o,k} \\ Z_i^{o,k+1} - Z_i^{o,k} \end{bmatrix}; \quad F_i = \begin{bmatrix} F_i^w \\ F_i^o \end{bmatrix} \quad (14)$$

Nestas equações, o índice i indica avaliação no i-ésimo volume, j representa os termos avaliados nos pontos P, E, W, N e S e, finalmente, o subscrito N indica o número total de volumes da malha. A estrutura da matriz jacobiana A não é cheia, possuindo apenas cinco diagonais uma vez que nem todos os volumes do domínio estão conectados.

Por outro lado, escrevendo-se a Equação 9 na forma da Equação 11, tem-se:

$$\left( \frac{\partial F_P^p}{\partial P_P^o} \right) \Delta P_P^o + \left( \frac{\partial F_P^p}{\partial Z_P^o} \right) \Delta Z_P^o + \sum_{NB} \left[ \left( \frac{\partial F_P^p}{\partial P_{NB}^o} \right) \Delta P_{NB}^o + \left( \frac{\partial F_P^p}{\partial Z_{NB}^o} \right) \Delta Z_{NB}^o \right] = -F_P^p \quad (15)$$

O somatório NB que aparece nesta equação abrange todos os volumes vizinhos (W, E, S, N, NE, NW, SE, SW). No entanto, para que o sistema linear não envolva os termos cruzados (NE, NW, SE, SW), pode-se desconsiderar a presença da derivada com relação a estes termos na matriz Jacobiana, Cunha (1996). Para a solução do sistema linear resultante, adotou-se o algoritmo Bi-CGStab (Bi-Conjugate Gradient Stabilized method) proposto por Van der Vorst (1992).

### 2.2.1. Condições de Contorno nos Poços

No presente trabalho foram utilizadas condições de contorno nos poços baseadas nas mobilidades, que definem diretamente o termo fonte/sorvedouro nas equações de balanço. Admite-se que a vazão em cada fase é proporcional às mobilidades.

$$\frac{q^w}{\tilde{\lambda}^w} = \frac{q^o}{\tilde{\lambda}^o} = \frac{q^t}{\tilde{\lambda}^t} \quad (16)$$

Num poço injetor, a vazão do componente que está sendo injetado é sempre prescrita e as outras vazões são nulas. Para injeção de água, por exemplo, tem-se:

$$q^w = q_{inj}^w \quad e \quad q^o = 0 \quad (17)$$

Nos poços produtores, a vazão total de água+óleo é prescrita.

$$q^T = q_{\text{prod}}^T \quad \text{e} \quad q^P = \frac{\tilde{\lambda}^P}{\tilde{\lambda}^T} q^T \quad (18)$$

### 3. Resultados e Discussões

O código computacional foi implementado em linguagem C++ com o paradigma da programação orientada a objetos (OOP). Para avaliar o comportamento do código computacional utilizando malhas generalizadas, foi simulado um processo de injeção de água no reservatório de fronteira irregular mostrado na Figura 2. Considerou-se que o meio poroso é homogêneo e isotrópico. O reservatório possui no total oito poços, sendo dois destes injetores e seis produtores, distribuídos como mostrado na Figura 2.

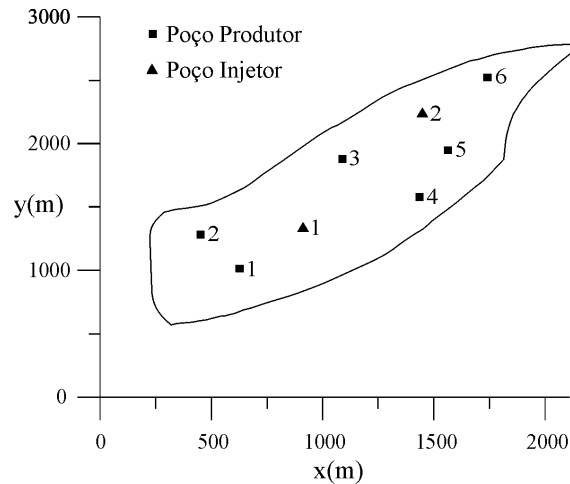


Figura 2 - Reservatório com fronteira irregular. Fonte: Marcondes (1996).

Foram testadas duas malhas generalizadas: a primeira com 560 volumes (40x14) e outra mais refinada com 1160 volumes (58x20), conforme mostrado nas Figuras 3 (a) e (b). Como forma de comparação, foram utilizados os resultados obtidos por Marcondes (1996) usando uma malha hexagonal híbrida como a mostrada na Figura 3 (c).

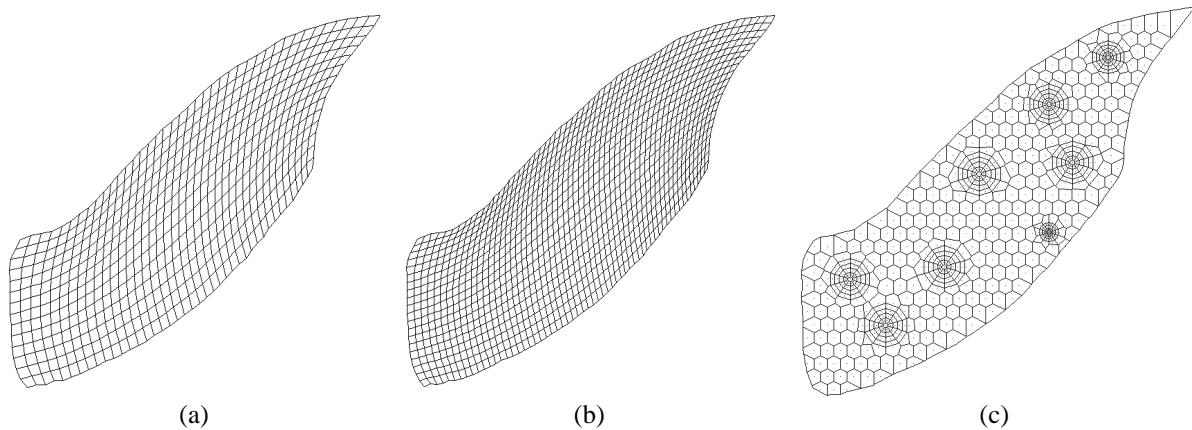


Figura 3 – Malha (a) generalizada 560 volumes, (b) generalizada 1160 volumes e (c) hexagonal híbrida usada por Marcondes (1996).

A Tabela 1 mostra as coordenadas da posição e vazões dos poços injetores e produtores. A Tabela 2 apresenta os dados físicos dos fluidos e do reservatório.

As curvas de permeabilidades relativas do óleo e da água são dadas por

$$k^{rw} = (S^w - 0,2)[-250(S^w)^2 + 325S^w - 55]/27 \quad ; \quad k^{ro} = 1 - k^{rw} \quad (19)$$

Tabela 1 - Coordenadas e vazões dos poços. Fonte: Marcondes (1996).

| Poço                        | Vazão<br>(m <sup>3</sup> /dia) | Coordenadas (m) |      |
|-----------------------------|--------------------------------|-----------------|------|
|                             |                                | x               | Y    |
| Injetor<br>(vazão de água)  | 1                              | 254.02          | 906  |
|                             | 2                              | 174.87          | 1468 |
| Produtor<br>(vazão líquida) | 1                              | 79.49           | 593  |
|                             | 2                              | 95.04           | 406  |
|                             | 3                              | 79.49           | 1093 |
|                             | 4                              | 47.69           | 1468 |
|                             | 5                              | 63.59           | 1593 |
|                             | 6                              | 63.59           | 1781 |

Tabela 2 - Dados físicos dos fluidos e do reservatório. Fonte: Marcondes (1996).

|                                       |  |
|---------------------------------------|--|
| Altura                                | H = 15 m   |
| Volume                                | V ≅ 34,6.10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>  |
| Porosidade                            | φ = 0,30   |
| Permeabilidade absoluta do meio       | k = 0,3.10 <sup>-12</sup> m <sup>2</sup>   |
| Raio dos poços                        | r <sup>w</sup> = 0,122 m   |
| Pressão inicial                       | P <sub>i</sub> = 20685.10 <sup>3</sup> Pa  |
| Saturação de água inicial             | S <sub>i</sub> <sup>w</sup> = 0,2  |
| Saturação de óleo residual            | S <sub>r</sub> <sup>o</sup> = 0,2  |
| Densidades                            | ρ <sup>w</sup> = ρ <sup>o</sup> = 1000 kg/m <sup>3</sup> na P <sub>ref</sub>                       |
| Fatores volume formação de referência | B <sub>ref</sub> <sup>w</sup> = B <sub>ref</sub> <sup>o</sup> = 1 na P <sub>ref</sub>              |
| Pressão de referência                 | P <sub>ref</sub> = 20685.10 <sup>3</sup> Pa  |
| Compressibilidades                    | c <sup>w</sup> = c <sup>o</sup> = 7,25163.10 <sup>-9</sup> Pa <sup>-1</sup>                        |
| Viscosidade da água                   | μ <sup>w</sup> = 10 <sup>-3</sup> [1 + 1,45.10 <sup>-12</sup> (P - 1,38.10 <sup>7</sup> )] Pa.s    |
| Viscosidade do óleo                   | μ <sup>o</sup> = 1,163 <sup>-2</sup> [1 + 1,45.10 <sup>-12</sup> (P - 1,38.10 <sup>7</sup> )] Pa.s |

A Figura 4 apresenta as curvas de pressão e recuperação de óleo no poço produtor número 1. A pressão mostrada na Figura 4 (a) foi calculada usando-se um modelo de poço escrito em coordenadas generalizadas. Normalmente, o volume elementar que contém um poço, seja injetor ou produtor, tem dimensões bem maiores que o diâmetro do mesmo. Assim, não se pode afirmar que a pressão do poço é igual à pressão calculada no volume elementar. Modelos de poços (Cunha, 1996; Coutinho, 2002) relacionam a pressão do poço com a pressão do volume que o contém.

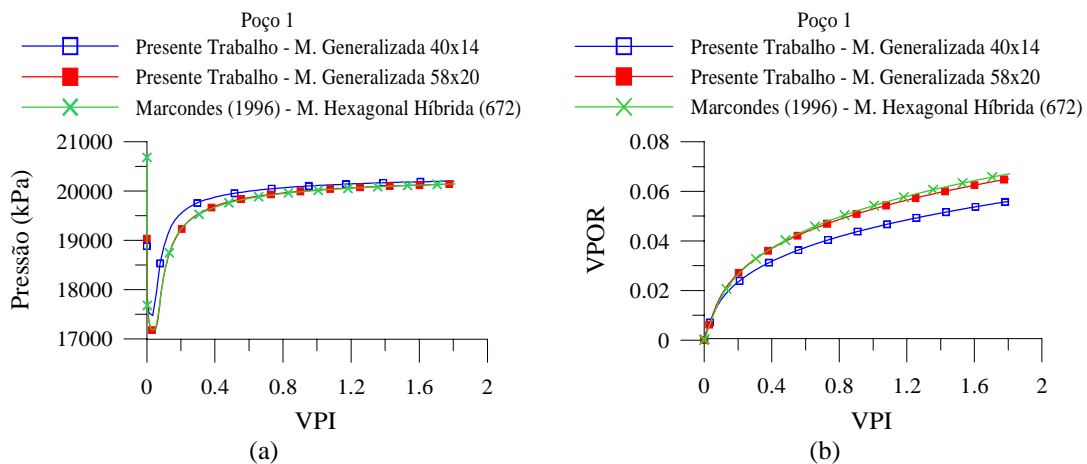


Figura 4 – (a) Pressão equivalente no poço, calculada usando modelo de poço em coordenadas generalizadas e (b) Recuperação de óleo (VPOR) no poço produtor 1.

No referido gráfico, a grandeza adimensional VPI (Volume Poroso Injetado) representa a relação entre o volume total de água injetado e o volume de óleo recuperável (óleo que poderá ser retirado do reservatório sem o uso de uma técnica mais avançada de recuperação), e VPOR (Volume Poroso de Óleo Recuperado) denota a relação entre o volume total de óleo recuperado até o momento e o volume de óleo recuperável.

Apesar de se observar um comportamento bastante similar entre os resultados, percebe-se que existem certas variações, principalmente entre as curvas obtidas com as malhas generalizadas. Esta discrepância pode ser explicada

pela variação da localização do poço neste tipo de malha. É impossível garantir que as coordenadas  $x$  e  $y$  dos poços coincidam perfeitamente com o centro do volume elementar, uma vez que a malha é gerada a partir da distribuição dos pontos nas fronteiras. O simulador considera que o poço se localiza no centro do volume que envolve a posição original do mesmo. Na malha hexagonal híbrida este problema não existe, uma vez que a posição dos poços é considerada na geração da mesma, dessa forma consegue-se fazer com que o centro do volume circular coincida com o centro do poço físico. Salienta-se que, Marcondes (1996) empregou duas malhas do tipo hexagonal híbrida, com 672 e 1026 volumes, e os resultados obtidos foram praticamente idênticos.

O programa computacional desenvolvido permite a solução numérica via metodologia IMPES (Cunha, 1996 e Coutinho, 2002) escrita em frações mássicas, na qual a pressão é avaliada implicitamente e as frações mássicas são calculadas explicitamente. Apesar de exigir mais esforço computacional para vetorização de variáveis, a metodologia Totalmente Implícita permitiu o uso de passos de tempo bem maiores.

A Figura 5 mostra o avanço da frente de injeção através dos campos de saturação da água em 3 diferentes valores de VPI.

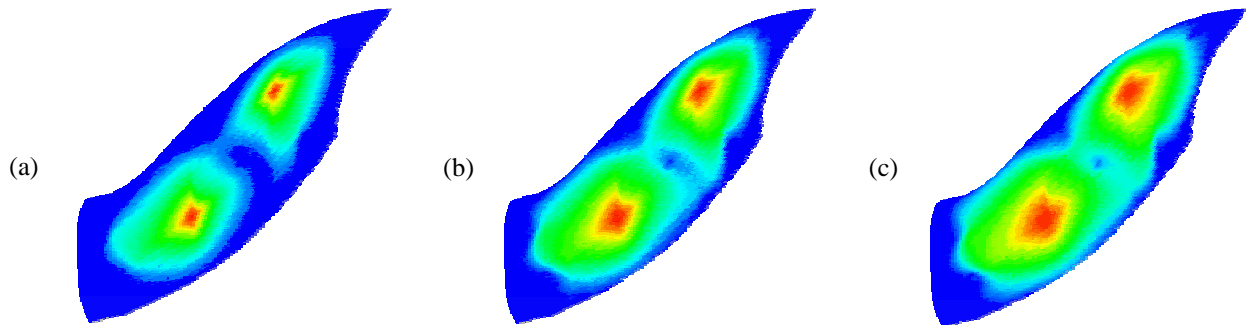


Figura 5 – Campo de saturação da água para (a) VPI = 0,2, (b) VPI = 0,5 e (c) VPI = 0,8.

#### 4. Conclusões

Através da metodologia numérica dos volumes finitos, foi possível obter uma solução aproximada das equações governantes que compõem o modelo black-oil.

O uso da metodologia totalmente implícita, via método de Newton, permitiu utilizar grande intervalos de tempo na simulação, sem elevado custo computacional.

O uso de malhas generalizadas mostrou-se eficaz no tratamento das fronteiras complexas, problema bastante comum na simulação de reservatórios de petróleo.

#### 5. Agradecimentos

À ANP – Agência Nacional do Petróleo, à FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos e ao CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, pelo apoio financeiro concedido em todo decorrer desta pesquisa.

#### 6. Referências

- COUTINHO, B. G., *Solução Numérica de Problemas de Reservatórios de Petróleo Usando Coordenadas Generalizadas*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande, Brazil, 2002.
- CUNHA, A. R. *Uma metodologia para simulação numérica tridimensional de reservatórios de petróleo utilizando modelo black-oil e formulação em frações mássicas*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Depto de Eng. Mecânica, UFSC, Florianópolis, 1996.
- MALISKA, C. R. *Transferência de calor e mecânica dos fluidos computacional*, Rio de Janeiro, LTC, RJ, 1995.
- MALISKA, C. R., SILVA, A. F. C., JUCÁ, P. C., CUNHA, A. R., LIVRAMENTO, M. A. Desenvolvimento de um simulador 3d black-oil em coordenadas curvilíneas generalizadas – PARTE I, *Relatório CENPES/PETROBRÁS RT-93-1*, Florianópolis, SC, Brasil, 1993.
- MARCONDES, F. *Simulação numérica usando métodos adaptativos-implícitos e malha de voronoi de problemas de reservatórios de petróleo*. 1996. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica), Departamento de Engenharia Mecânica, UFSC, Santa Catarina.
- PATANKAR, S. V., *Numerical Heat Transfer and Fluid Flow*, New York, Hemisphere Publishing Corporation, 1980.
- VAN DER VORST, H. A. *BI-CGSTAB: A Fast and Smoothly Converging Variant of Bi-CG for the Solution of Nonsymmetric Linear Systems*. SIAM J. Sci. Stat. Comput.,13(2):631-644, March 1992.