

ESCOAMENTO BIFÁSICO (ÓLEO-ÁGUA) EM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO COM GEOMETRIA IRREGULAR INCLUINDO INJEÇÃO DE ÁGUA: EFEITO DA LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS NO FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO

Francisco A. Batista^a, Brauner G. Coutinho^b, Severino R. de Farias Neto^c, Antonio G. B. de Lima^d

^aUniversidade Estadual da Paraíba (UEPB), Av. Das Baraúnas, 351, Campina Grande, Paraíba, CEP 58109-753, Brasil, chicoalves13@hotmail.com

^bUniversidade Estadual da Paraíba (UEPB), R. Abelardo Pereira dos Santos, 76, Monteiro, Paraíba, CEP 58500-000, Brasil, braunergc@yahoo.com

^cUniversidade Federal de Campina Grande (UFCG), Unidade Acadêmica de Engenharia Química, Av: Aprígio Veloso, 882, Campina Grande, Paraíba, CEP 58429-900, Brasil, fariasn@deq.ufcg.edu.br

^dUniversidade Federal de Campina Grande (UFCG), Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica, Centro de Ciências e Tecnologia, Av: Aprígio Veloso, 882, Campina Grande, Paraíba, CEP 58429-900, Brasil Tel.: +55-83-21011317, gilson@dem.ufcg.edu.br

Palavras chave: Injeção de água, recuperação de óleo, escoamento bifásico, simulação.

Resumo. Um reservatório de petróleo é uma mistura complexa de rocha porosa, salmouras, fluidos de hidrocarbonetos e possíveis fluidos injetados que geralmente residem no subsolo em profundidades que proíbem a sua medida extensiva e a sua caracterização. Para produzir hidrocarbonetos tão eficientemente quanto possível é importante conhecer a distribuição do fluido no reservatório, em qualquer momento durante o processo de produção. Modelos matemáticos eficientes podem ser usados para prever o comportamento e fluxo dos fluidos dentro do reservatório de petróleo sob várias condições de operação. Neste sentido, este trabalho tem por finalidade estudar teoricamente o efeito da localização dos poços injetores e produtores em reservatório de petróleo com geometria arbitrária sobre o fator de recuperação de óleo. Para isto apresenta-se a modelagem matemática e solução numérica do modelo Black-oil bidimensional aplicado ao fluxo bifásico (água-óleo) dentro do reservatório com geometria irregular incluindo injeção de água. As equações de conservação escritas em coordenadas generalizadas são resolvidas usando o método dos volumes finitos, com uma metodologia totalmente implícita e o método de Newton. Resultados das distribuições de saturação e pressão e fator de recuperação de óleo ao longo do tempo são apresentados e avaliados para diversas localizações dos poços injetores e produtores.

1 INTRODUÇÃO

No setor da exploração e da produção de petróleo, uma prioridade é colocada em ganhar o conhecimento exato e análise a respeito das características e mudanças ao longo do tempo de reservatórios do petróleo, e como o óleo, o gás, e a água estão sendo extraídos na superfície. Devido ao fato dos depósitos do petróleo ocorrer freqüentemente muito abaixo da superfície da terra, e os volumes de um reservatório do petróleo (por exemplo, um campo de petróleo ou gás) serem dispersos ao longo de uma região geograficamente e geologicamente extensa e subterrânea (o reservatório), a avaliação ao longo do tempo de reservatórios de petróleo é uma tarefa complexa e economicamente essencial.

Os objetivos de avaliar os reservatórios são variados e começam com as primeiras fases da atividade de exploração especulativa, através da vida de produção de um reservatório identificado, tendo em vista que as companhias petrolíferas investem somas muito grandes do dinheiro na exploração, no desenvolvimento, e na exploração do potencial ou de reservatórios de petróleo conhecido, é importante que a avaliação e a características de avaliação dos reservatórios sejam realizadas eficientemente (Anderson et al., 2004).

A produção dos hidrocarbonetos de um reservatório do petróleo é caracterizada freqüentemente como ocorrendo em três estágios. Quando as fontes de energia são suficientes para permitir a produção de bombeamento sozinho, sem a injeção de outros fluidos, tem-se a produção primária. Para recuperar o óleo além da produção primária, os engenheiros de reservatórios geralmente programam a produção de recuperação secundária. Tipicamente, estes consistem nas inundações de água, um processo em que os operadores do campo bombeiam água para o reservatório através dos poços de injeção com objetivo de deslocar o óleo em direção ao poço de produção (Allen et al., 1988). Na fase de recuperação terciária, medidas adicionais são tomadas para aumentar a recuperação de hidrocarbonetos e para auxiliar o processo de substituição de fluidos. Estas medidas podem incluir a injeção de solventes especiais, bem como hidrocarbonetos e outros fluidos selecionados para a formação. Além disso, os métodos térmicos podem ser empregados como, por exemplo, a combustão *in situ*, e a injeção de vapor e de hidrocarbonetos.

A fim de produzir os hidrocarbonetos de forma tão eficiente quanto possível durante cada uma destas etapas, é importante conhecer a distribuição do fluido no reservatório, em qualquer momento durante o processo de produção (Watson et al., 1990). A caracterização bem sucedida e a gerência de campos do petróleo dependem fortemente do conhecimento dos volumes dos hidrocarbonetos no lugar e das condições do fluxo das fases (água, óleo e gás). Estes dados são a sustentação para as decisões econômicas e estratégicas, como perfuração de novos poços ou o abandono do campo.

Por outro lado, o estudo de reservatórios de petróleo utilizando experimentos de laboratório é uma tarefa complexa. A reprodução confiável de todas as condições do líquido e da rocha (temperatura, pressão, geometria, composição) na superfície é

quase impossível, ou economicamente difícil. Nesse sentido, engenharia de reservatório de petróleo engloba os processos de caracterização de reservatório, modelagem matemática dos processos físicos envolvidos no fluxo de fluido do reservatório e, finalmente a previsão numérica de um dado cenário do fluxo de fluido. O problema básico associado com a recuperação de petróleo envolve a injeção de fluido, ou combinações de fluidos e/ou produtos químicos no reservatório através de poços de injeção para forçar o petróleo tanto quanto possível e, portanto, no sentido de poços de produção. Os processos que ocorrem em reservatórios de petróleo são, basicamente, do fluxo de fluidos e de transferência de massa. Até três fases imiscíveis (água, óleo e gás) fluem simultaneamente, enquanto a transferência de massa pode ter lugar entre as fases (principalmente entre as fases gás e petróleo). A gravidade, a capilaridade e forças viscosas desempenham um papel no processo de fluxo de fluido (Peaceman, 1977). Previsão precisa do desempenho de um determinado reservatório sob uma estratégia de recuperação especial é essencial para uma estimativa da economia e, conseqüentemente, o risco do projeto de recuperação do óleo. Por conseguinte, uma grande quantidade de pesquisa, e dinheiro, é dirigida para os processos acima, pela indústria do petróleo (Wason et al., 1990; Dicks, 1993; Marcondes, 1996; Tamim et al., 2000; Granet et al., 2001; Khuzhayorov and Burnashev, 2001; Fanchi, 2001; Ferronato et al., 2004; Giting, 2004; Gharbi, 2004; Subbey et al., 2004; Hui and Durlafsky, 2005; Mago, 2006; Matus, 2006; Di Donato et al., 2006; Lu and Connell, 2007; Escobar et al., 2007; Zhang et al., 2007; Fetel and Caumon, 2008).

Neste sentido, este trabalho reporta o desenvolvimento teórico do modelo Black-oil (aplicado ao reservatório de petróleo) e a solução numérica para as equações governantes. O objetivo é simular a recuperação de óleo através da injeção de água no reservatório de petróleo com geometria complexa usando coordenadas generalizadas e o método de volumes finitos.

2 MODELO MATEMÁTICO

O modelo Black-oil padrão é um modelo matemático que pode ser usado em reservatórios de hidrocarbonetos pesados ou de baixa volatilidade. É um modelo isotérmico onde o comportamento entre as fases é governado pela pressão, temperatura e as relações de volume. As características do modelo são:

- Há três componentes (água, óleo e gás) e três fases (água, óleo e gás);
- Água e óleo não se misturam nas fases e nem nas interfases da transferência de massa;
- O componente gás é dissolvido na fase óleo
- Os componentes da água e do óleo não podem ser encontrados na fase de gás.

No estudo atual, um fluxo imiscível bifásico (óleo-água) foi considerado. Aqui os efeitos gravitacionais e de capilaridade são negligenciados, portanto, em todas as fases somente a pressão é usada. Baseado nestas suposições, a equação da conservação da massa para uma fase genérica p é dada por

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

onde o sobrescrito p indica fase p, ϕ é a porosidade, ρ^m é a densidade média da mistura, Z é a fração de massa, P é a pressão dentro do reservatório. Nesta equação, m^p e λ^p representa o fluxo de massa por unidade de volume do reservatório e a mobilidade da fase, respectivamente, e são definidos como segue

$$\lambda^p = \frac{\rho^p k k^{rp}}{\mu^p}, \quad \tilde{r} \quad (2a-b)$$

onde q^p é a taxa de fluxo volumétrico da fase p por volume. Na Eq. (2a) k é a permeabilidade absoluta, k^{rp} é a permeabilidade relativa, ρ^p é a densidade e μ^p é a viscosidade da fase p. Escrevendo a Eq. (1) para as fases óleo e água, existem três incógnitas (Z^o , Z^w e P) e duas equações. A equação necessária para a solução completa vem de conservação de massa global como segue:

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

Mais detalhes sobre a formulação Black-oil em termos de frações de massa podem ser encontrados em Prais e Campagnolo (1991), Cunha (1996), Coutinho (2002), Coutinho et al. (2008).

3 SOLUÇÃO NUMÉRICA

3.1 Transformação das equações governantes

Considerando somente problemas em 2D a Eq. (1) pode ser escrita para coordenadas generalizadas como segue:

$$\frac{1}{J} \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho^m Z^p) + \frac{\tilde{r}}{J} = \frac{\partial}{\partial \xi} \left[D_1^p \frac{\partial P}{\partial \xi} + D_2^p \frac{\partial P}{\partial \eta} \right] + \frac{\partial}{\partial \eta} \left[D_2^p \frac{\partial P}{\partial \xi} + D_3^p \frac{\partial P}{\partial \eta} \right] \quad (4)$$

onde os coeficientes D_i^p são dados por:

$$D_1^p = \frac{\tilde{r}}{J} (\xi_x^e + \xi_y^e); \quad D_2^p = \frac{\tilde{r}}{J} (\xi_x \eta_x + \xi_y \eta_y); \quad D_3^p = \frac{\tilde{r}}{J} (\eta_x^e + \eta_y^e) \quad (5 a-c)$$

As equações (5 a-c) tem toda uma rede de informações (Maliska, 2004).

3.2 Integração das equações governantes

Para o volume mostrado na Figura (1), a seguinte equação é obtida:

$$\begin{aligned} & \frac{\Delta V}{J} \left[(\phi \rho^m Z^p)_p - (\phi \rho^m Z^p)_p^o \right] + \frac{\tilde{r}}{J} \Delta v \Delta t = \\ & \left[\left(D_1^p \frac{P}{\xi} + D_2^p \frac{P}{\eta} \right)_e - \left(D_1^p \frac{P}{\xi} + D_2^p \frac{P}{\eta} \right)_w \right] \Delta \eta \Delta \gamma \Delta t + \\ & \left[\left(D_2^p \frac{P}{\xi} + D_3^p \frac{P}{\eta} \right)_n - \left(D_2^p \frac{P}{\xi} + D_3^p \frac{P}{\eta} \right)_s \right] \Delta \xi \Delta \gamma \Delta t, \end{aligned} \quad (6)$$

onde $\Delta V = \Delta \xi \Delta \eta \Delta \gamma$ é a dimensão de volume no sistemas de coordenadas generalizadas.

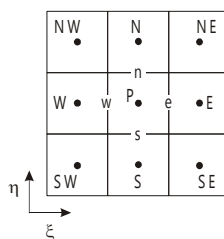


Figura 1: Volume para integração das equações.

Todos os termos diferenciais no lado direito da Equação (6) são aproximado pelo esquema de diferenciação central. Os gradientes de pressão na face leste, por exemplo, são dadas por,

$$\left(\frac{P}{\xi}\right)_e = \frac{P_E - P_P}{\Delta \xi},$$

$$\left(\frac{P}{\eta}\right)_e = \frac{P_N + P_{NE} - P_S - P_{SE}}{4\Delta \eta}.$$
(7a-b)

Para avaliar a mobilidade de fase em cada face do volume de controle foi utilizado o esquema UDS (Upwind Differencing Scheme). Usando mais uma vez a face leste λ^P pode-se escrever:

$$\tilde{u}_e = \tilde{u}_P - \lambda_{e,e}^P \left(\frac{P_E - P_P}{\Delta \xi} \right) + G_{2e} \left(\frac{P_N + P_{NE} - P_S - P_{SE}}{4\Delta \eta} \right).$$
(8)

A velocidade do fluxo pode ser calculada através da lei de Darcy. Escrita em coordenadas generalizadas, para a face leste do volume, por exemplo, este parâmetro é dado por:

$$\bar{u}_e^P = -\tilde{u}_e \left[-\lambda_{e,e}^P \left(\frac{P_E - P_P}{\Delta \xi} \right) + G_{2e} \left(\frac{P_N + P_{NE} - P_S - P_{SE}}{4\Delta \eta} \right) \right]$$
(9)

3.3 Modelo do poço discretizado

Considerando a malha generalizada da Figura (2) abaixo, a equação de conservação de massa é dada por:

$$\begin{aligned} \dot{m} = & -D_{1e} \frac{P}{\xi} \Big|_e + D_{2e} \frac{P}{\eta} \Big|_e - D_{1w} \frac{P}{\xi} \Big|_w - D_{2w} \frac{P}{\eta} \Big|_w \\ & + D_{2n} \frac{P}{\xi} \Big|_n + D_{3n} \frac{P}{\eta} \Big|_n - D_{2s} \frac{P}{\xi} \Big|_s - D_{3s} \frac{P}{\eta} \Big|_s \end{aligned}$$
(10)

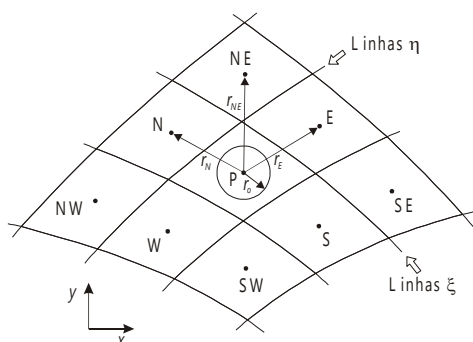


Figura 2: Fluxo radial perto do poço em uma malha generalizada.

Usando as aproximações das derivadas, pode-se escrever:

$$i' = \left(\frac{P - P_P}{\Delta \xi} \right) + D_{2e} \left(\frac{P_N + P_{NE} - P_S - P_{SE}}{4\Delta \eta} \right) - D_{1w} \left(\frac{P_P - P_W}{\Delta \xi} \right) - D_{2w} \left(\frac{P_N + P_{NW} - P_S - P_{SW}}{4\Delta \eta} \right) + D_{2n} \left(\frac{P_E + P_{NE} - P_W - P_{NW}}{4\Delta \xi} \right) + D_{3n} \left(\frac{P_N - P_P}{\Delta \eta} \right) - D_{2s} \left(\frac{P_E + P_{SE} - P_W - P_{SW}}{4\Delta \xi} \right) - D_{3s} \left(\frac{P_P - P_S}{\Delta \eta} \right) \quad (11)$$

onde, por exemplo, para a face leste,

$$D_{1e} \left(\frac{P_E - P_P}{\Delta \xi} \right) = \frac{D_{1e}}{\Delta \xi} \frac{i'}{2\pi kh \rho} \ln \left(\frac{r'}{r_o} \right), \quad (12)$$

$$D_{2e} \left(\frac{P_N + P_{NE} - P_S - P_{SE}}{4\Delta \eta} \right) = \frac{D_{2e}}{4\Delta \eta} \frac{i'}{2\pi kh \rho} \left[\ln \left(\frac{r_N}{r_o} \right) - \ln \left(\frac{r_S}{r_o} \right) + \ln \left(\frac{r_{NE}}{r_o} \right) - \ln \left(\frac{r_{SE}}{r_o} \right) \right]$$

onde r_o é o raio equivalente e r_N , r_S , r_{NE} e r_{SE} é a distância entre o centro do volume P e do centro dos volumes de N, S, NE e SE, respectivamente. Procedimento semelhante deve ser feito para outras faces do volume de controle.

O raio equivalente do poço é dado por:

$$r_o = \left(\frac{\alpha}{e^{2\pi}} \right)^{\frac{1}{\beta}}$$

onde

$$\alpha = \left(r_E^{\frac{G_{1e} + \frac{G_{2n}}{4} - \frac{G_{2s}}{4}}{4}} \right) \left(r_N^{\frac{G_{2e} - \frac{G_{2w}}{4} + G_{3n}}{4}} \right) \left(r_S^{\frac{G_{2e} + \frac{G_{2w}}{4} + G_{3s}}{4}} \right) \left(r_W^{\frac{G_{1w} - \frac{G_{2n}}{4} + \frac{G_{2s}}{4}}{4}} \right) \left(r_{NE}^{\frac{G_{2e} + \frac{G_{2n}}{4}}{4}} \right) \left(r_{SE}^{\frac{G_{2e} - \frac{G_{2s}}{4}}{4}} \right) \left(r_{NW}^{\frac{G_{2w} - \frac{G_{2n}}{4}}{4}} \right) \left(r_{SW}^{\frac{G_{2w} + \frac{G_{2s}}{4}}{4}} \right), \quad (13)$$

$$\beta = G_{1e} + G_{1w} + G_{3n} + G_{3s},$$

$$G_i = \frac{D_i}{\Delta x_i} \quad i = e, n, s.$$

3.4 Condições de contornos dos poços

Condições de contorno dos poços são baseadas na mobilidade dos fluidos. Ao assumir que a taxa de fluxo em cada fase é proporcional à mobilidade, pode-se escrever:

$$\begin{matrix} \tilde{q}^w & - & \tilde{q}^o & - & \tilde{q}^T \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \end{matrix} \quad (14)$$

onde sobrescrito T representa total (água mais óleo).

Em um poço injetor, é prescrita a taxa de fluxo de cada componente que está sendo injetado. Todos os outros componentes têm taxa de fluxo igual a zero. Por exemplo, para injeção de água:

$$q^w = q_{inj}^w \text{ e } q^o = 0 \quad (15)$$

No poço produtor, a taxa de fluxo total (água + óleo) e a pressão são prescritos como se segue:

$$q^T = q_{prod}^T; \quad q^p = \begin{matrix} \tilde{q}^1 \\ \vdots \\ \tilde{q}^n \end{matrix} \quad \alpha^i \quad \alpha^i \quad D^{wf} = P_i \quad (16)$$

3.4 Propriedades físicas e relações de saturação

As seguintes relações constitutivas foram usadas:

- a) O fator volume de formação

$$B^p(P) = \frac{B_{ref}^p}{1 + c^p(P - P_{ref})} \quad (17)$$

- b) Porosidade

$$\phi = \phi_{ref} [1 + c^r(P - P_{ref})] \quad (18)$$

- c) Densidades das fases

$$\rho^p = \frac{\rho_{STC}^p}{B^p}, \quad p=o,w \quad (19)$$

onde ρ_{STC}^p é a densidade das fases na condição padrão.

- d) Saturação das fases

$$S^p = \frac{\frac{\alpha^p}{\rho^p}}{\sum_{np} \frac{\alpha^p}{\rho^p}}, \quad p=o,w. \quad (20)$$

- e) Densidade média da mistura

$$\rho^m = \sum_{np} \rho^p S^p, \quad p=o,w. \quad (21)$$

Para obtenção dos resultados, foi desenvolvido um código computacional em linguagem C++ orientado a objeto. As equações foram linearizadas pelo método de Newton e a solução do sistema resultante foi obtida pelo método de solução BICGSTAB.

Nesta pesquisa, um reservatório com geometria irregular tem oito poços (dois injetores e seis poços produtores). Duas situações distintas, para a localização dos poços foram estudadas e, são mostrados na Figura 3. A Tabela 1 mostra às taxas de fluxo e coordenadas de posição dos poços injetores e produtores de água e líquidos (água + óleo), e taxas de fluxo de poços injetores e produtores. A Tabela 2 apresenta todos os dados físicos dos fluidos e dados geométricos do reservatório.

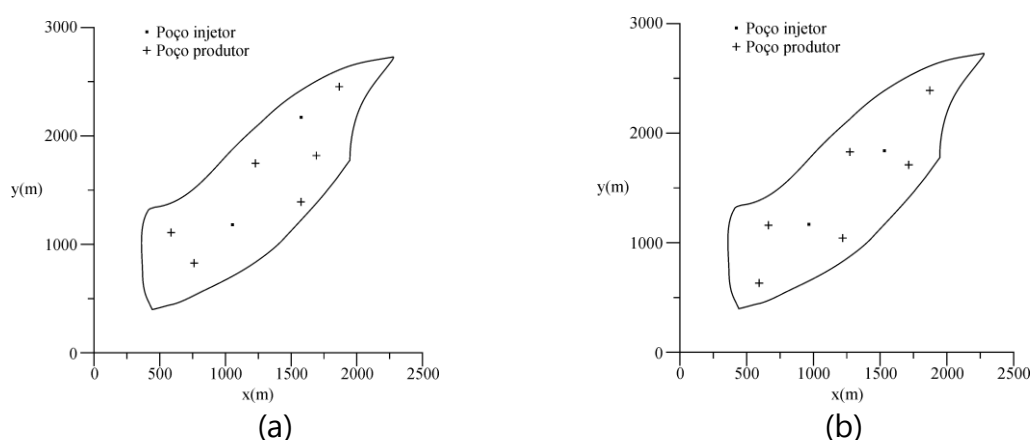


Figura 3: Reservatório com a forma irregular: a) situação A e b) situação B.

Poços		Taxa de fluxo (m ³ /dia)				Coordenadas (m) Situação A		Coordenadas (m) Situação B	
		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	x	y	x	y
Injetor (taxa do fluxo de água)	1	254,02	279,42	304,82	330,22	906	1343	811	1332
	2	174,87	192,36	209,85	227,34	1468	2218	1418	1921
Produtor (taxa de fluxo líquido)	1	79,49	87,44	95,39	103,33	593	1031	413	862
	2	95,04	104,54	114,05	123,55	406	1281	488	1325
	3	79,49	87,44	95,39	103,33	1093	1843	1081	1220
	4	47,69	52,46	57,23	62,00	1468	1531	1139	1914
	5	63,59	69,95	76,31	82,67	1593	1906	1612	1809
	6	63,59	69,95	76,31	82,67	1781	2468	1781	2405

Tabela 1: Coordenadas dos poços e taxas de fluxo nos poços injetores e produtores.

Altura	$H = 15 \text{ m}$
Porosidade	$\phi = 0,30$
Permeabilidade absoluta do meio	$k = 0,3 \times 10^{-12} \text{ m}^2$
Raio dos poços	$r^w = 0,122 \text{ m}$
Pressão inicial	$P_i = 20685 \cdot 10^3 \text{ Pa}$
Saturação de água inicial	$S_i^w = 0,2$
Saturação de óleo residual	$S_r^o = 0,2$
Densidades	$\rho^w = \rho^o = 1000 \text{ kg/m}^3 \text{ na } P_{\text{ref}}$
Fatores volume formação de referência	$B_{\text{ref}}^w = B_{\text{ref}}^o = 1 \text{ na } P_{\text{ref}}$
Pressão de referência	$P_{\text{ref}} = 20685 \times 10^3 \text{ Pa}$
Compressibilidades	$c^w = c^o = 7,25163 \cdot 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$
Viscosidade da água	$\mu^w = 10^{-3} [1 + 1,45 \times 10^{-12} (P - 1,38 \times 10^7)] \text{ Pa.s}$
Viscosidade do óleo	$\mu^o = 1,163 \cdot 10^{-2} [1 + 1,45 \times 10^{-12} (P - 1,38 \times 10^7)] \text{ Pa.s}$

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

Para obter os resultados numéricos, usou-se malha com alto grau de ortogonalidade, mostrada na Figura 4. A malha foi gerada com 1.160 volumes (58x20) e $\Delta t = 1$ dia. Refinamento da malha e passo de tempo foi realizado em prévio trabalho (Coutinho, 2002).

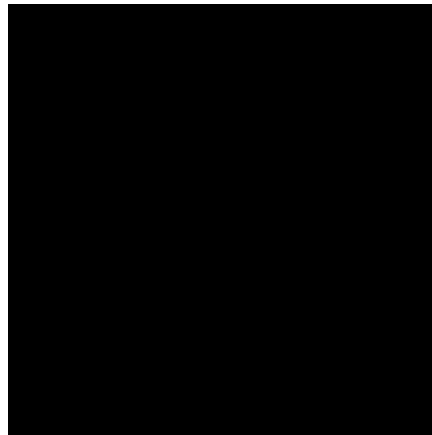


Figura 4: Malha usada neste trabalho.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Figura 5 ilustra a distribuição de pressão no interior do reservatório ao longo do tempo (500, 2000, 3500 e 6000 dias) par o caso 1 e situação "A". Pode-se ver que o valor mais elevado de pressão está nos pontos próximos aos poços injetores e de

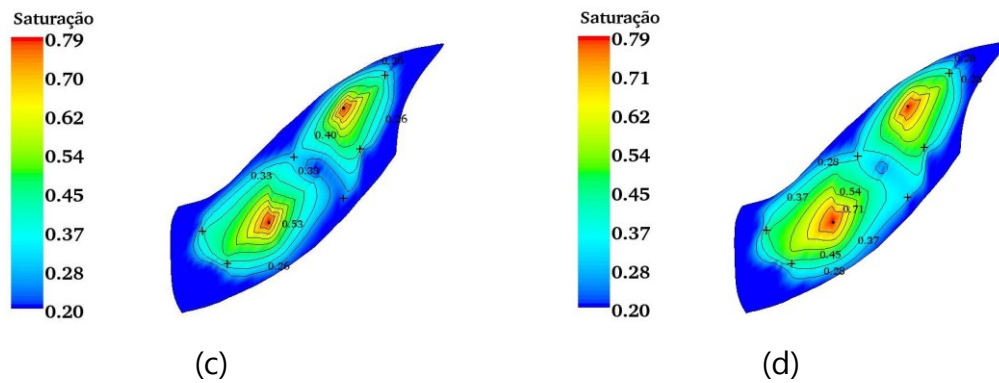


Figura 6: Campo de saturação da água: a)500 dias, b)2000 dias, c)3500 dias e d)6000 dias (caso 1 e situação A).

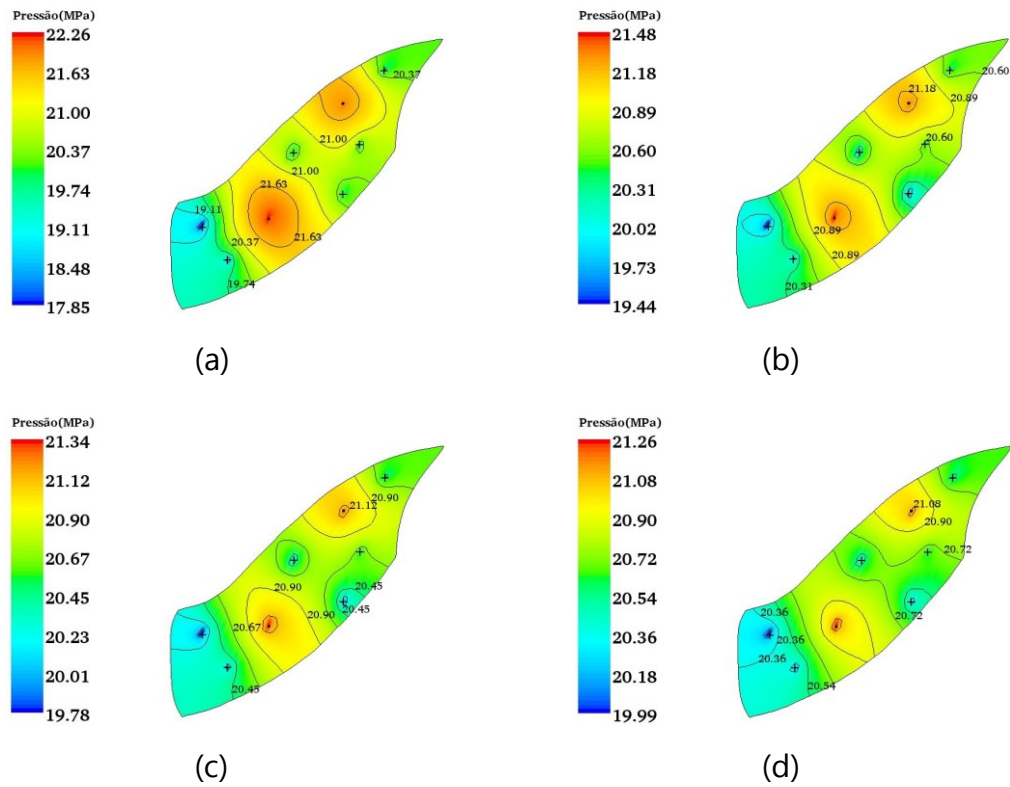


Figura 7: Distribuição de pressão: a) 500 dias, b) 2000 dias, c) 3500 dias e d) 6000 dias (caso 4 e situação A).

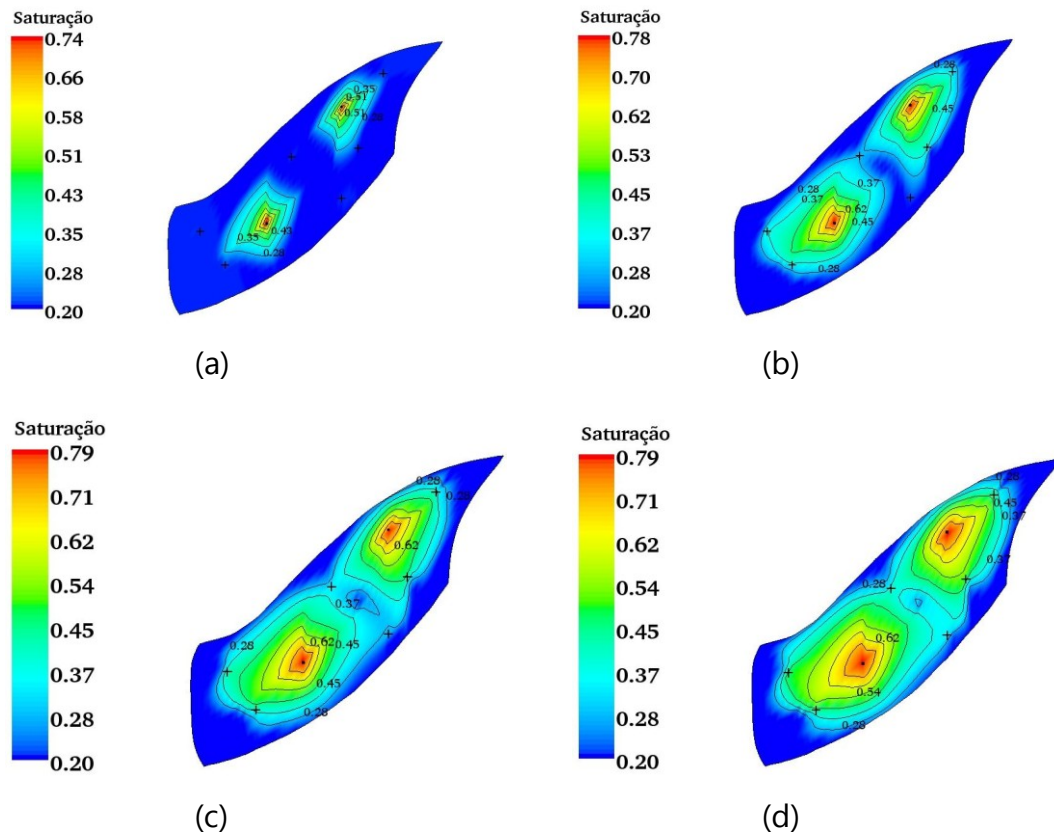
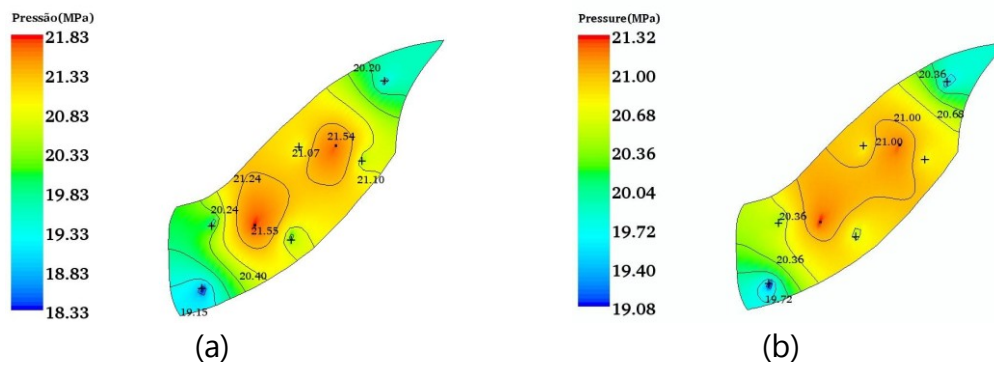


Figura 8: Campo de saturação da água: a)500 dias, b)2000 dias, c)3500 dias e d)6000 dias (caso 4 e situação A).

A Figura 9 ilustra a distribuição de pressão no interior do reservatório ao longo do tempo (500, 2000, pontos 3500 e 6000 dias) para o caso 1 e situação B. Pode-se ver que o valor mais elevado de pressão está nos próximos aos poços injetores e de menor pressão ocorre nos poços produtores, como esperado. A Figura 10 mostra o campo de saturação de água nos mesmos tempos descrito para o campo de pressão.



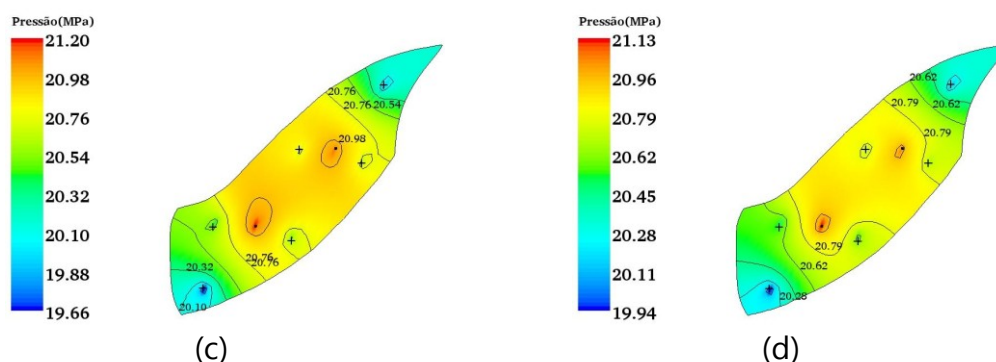


Figura 9: Distribuição de pressão: a) 500 dias, b) 2000 dias, c) 3500 dias e d) 6000 dias (caso 1 e situação B).

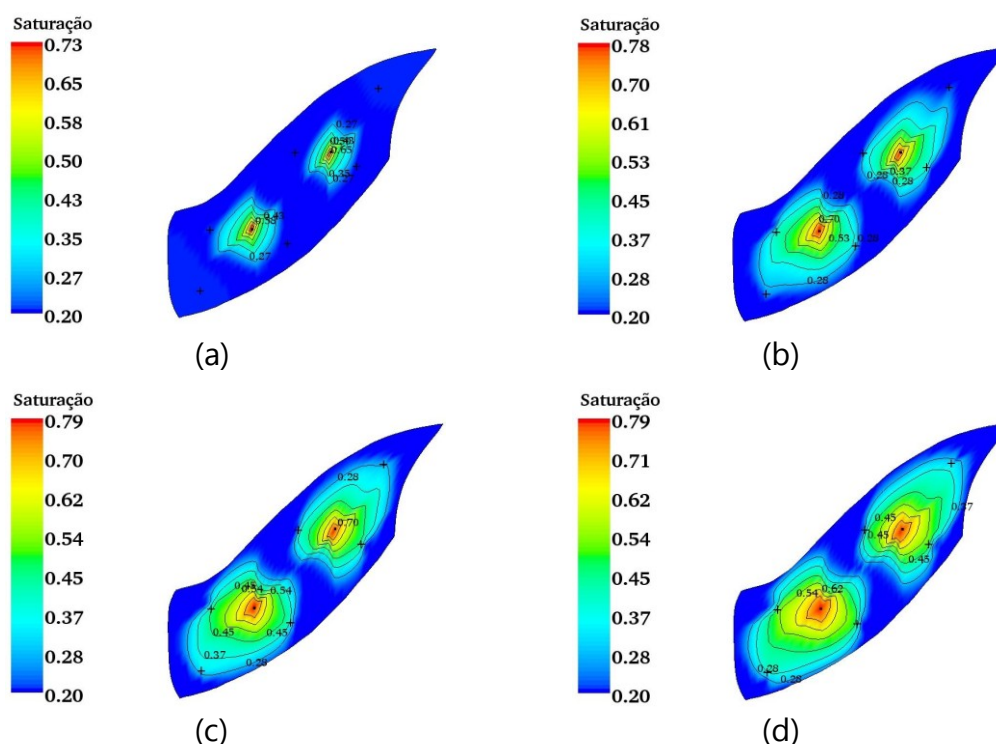


Figura 10: Campo de saturação da água: a)500 dias, b)2000 dias, c)3500 dias e d)6000 dias (caso 1 e situação B).

Da mesma maneira, as Figuras 11 e 12, ilustram a distribuição de pressão e saturação da água para o caso 4 e situação "B", nos tempos decorridos 500, 2000, 3500 e 6000 dias. Semelhante a situação "A", pela comparação com o caso 1, pode-se ver que quando a taxa de fluxo de água de injeção aumenta a diferença da pressão entre os poços produtores e injetores são afetados. Assim, a água chega ao poço produtor mais rapidamente do que nos casos anteriores.

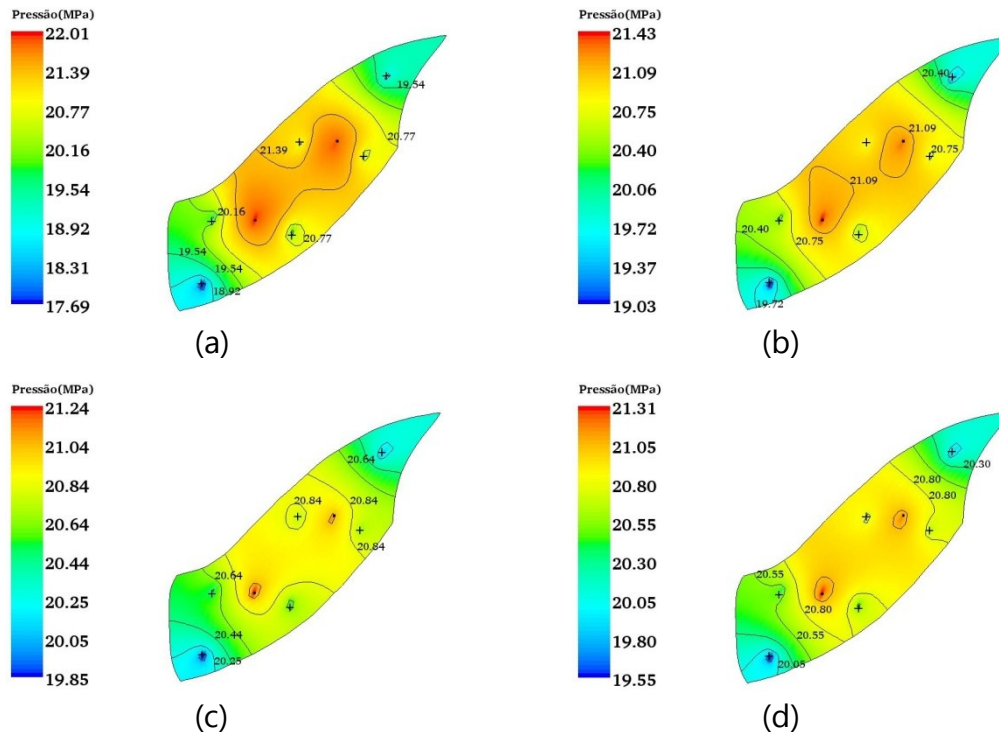


Figura 11: Distribuição de pressão: a) 500 dias, b) 2000 dias, c) 3500 dias e d) 6000 dias (caso 4 e situação B).

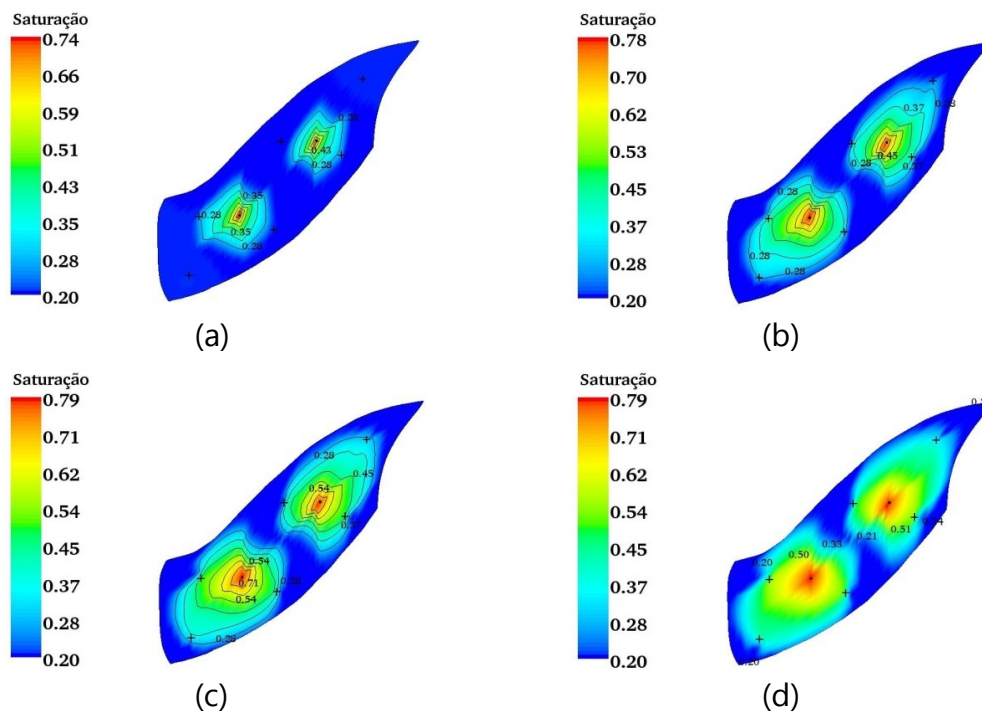


Figura 12: Campo de saturação da água: a)500 dias, b)2000 dias, c)3500 dias e d)6000 dias (caso 4 e situação B).

Para comparar os resultados obtidos com as simulações, as Figuras 13 e 14 mostram as curvas de corte de água na produção do poço 1 e 4 para as situações "A" e "B", respectivamente. A partir dessas figuras, é possível notar que os resultados

obtidos com as quatro taxas de fluxo de água de injeção são próximos, as maiores diferenças ocorrem para tempos entre 2500 e 5500 dias. As Figuras 15-18 mostram a pressão e as curvas de recuperação em dois poços de produção (1 e 4) nas situações "A" e "B". Apesar de observar um comportamento bastante semelhante entre os resultados, percebe-se que existem certas variações. Esta discrepância pode ser explicada pela variação da localização dos poços em ambas as situações. Percebe-se uma queda brusca de pressão no início do processo, tendendo a uma pressão de equilíbrio para tempos longos.

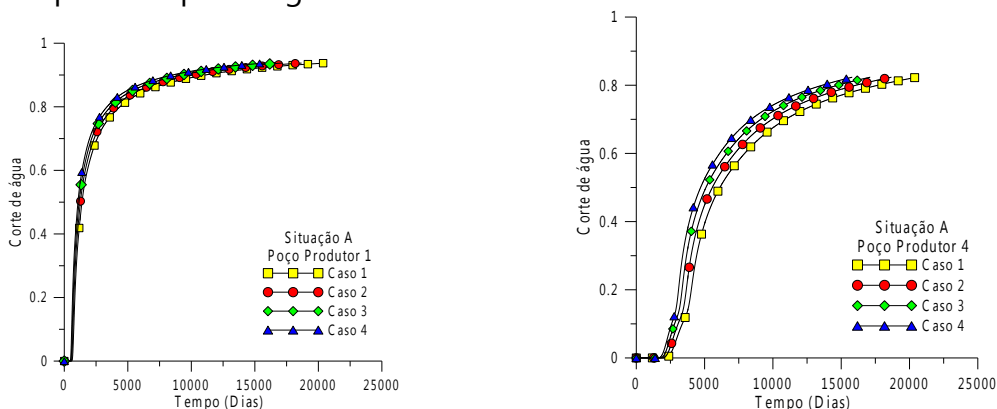


Figura 13: Corte de água nos poços produtores 1 e 4, para a situação "A" ao longo do tempo.

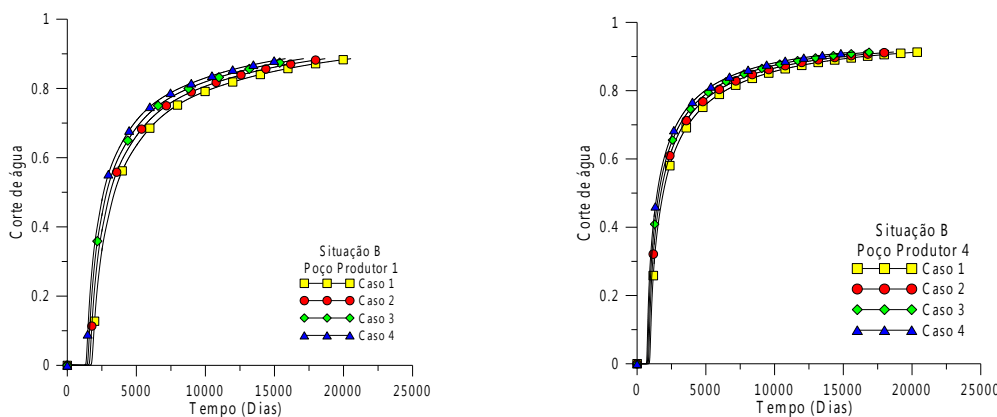


Figura 14: Corte de água nos poços produtores 1 e 4, para a situação "B" ao longo do tempo.

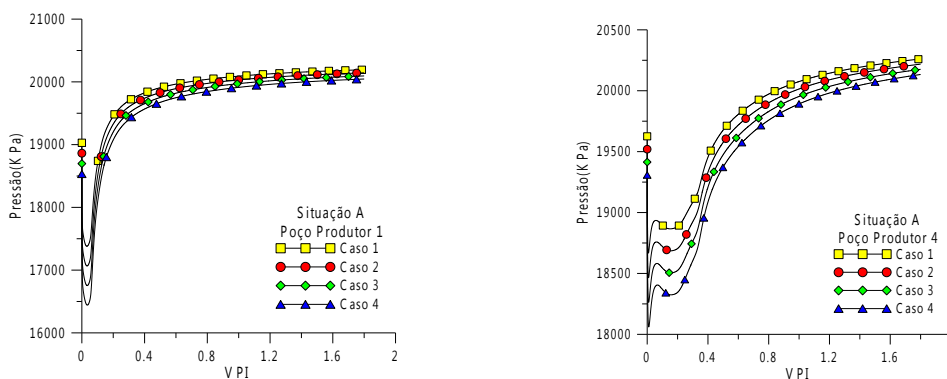


Figura 15: Pressão nos poços produtores 1 e 4, para a situação "A", ao longo do tempo

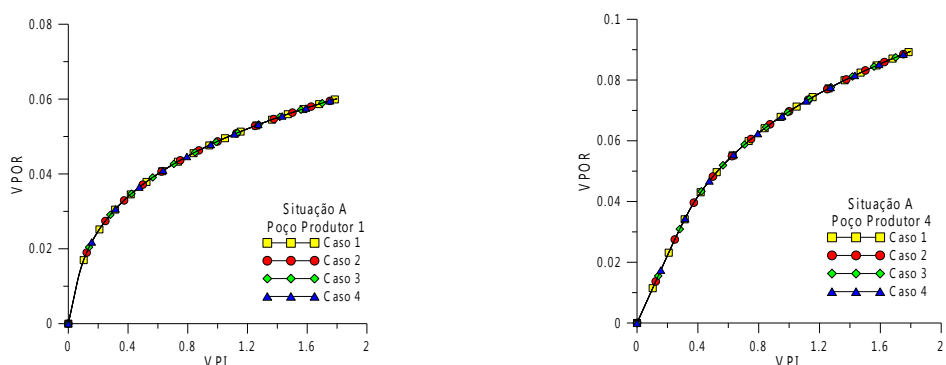


Figura 16: Recuperação de óleo nos poços produtores 1 e 4, para a situação "A", ao longo do tempo.

Para a situação A, verifica-se um fator de recuperação de 6% no poço produtor 1 e de 9% no poço produtor 4. Contudo, para a situação B, observam-se valores de 10,5% e 4,5% para estes mesmos poços produtores.

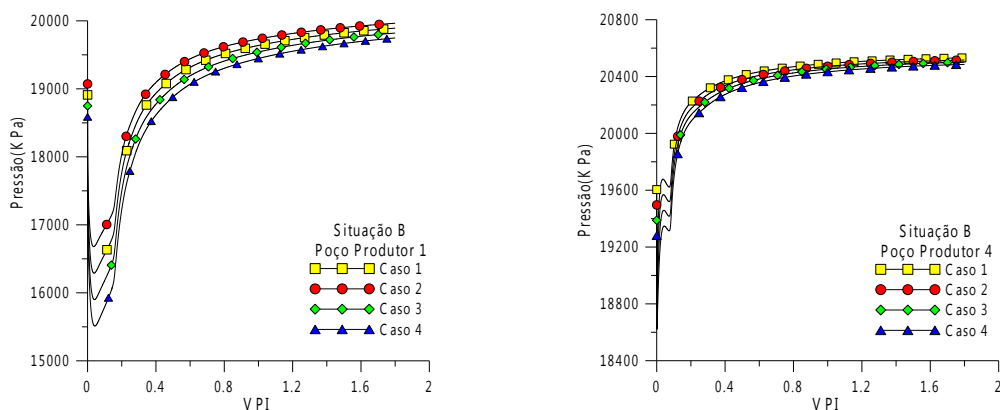


Figura 17: Pressão nos poços produtores 1 e 4, para a situação "B", ao longo do tempo.

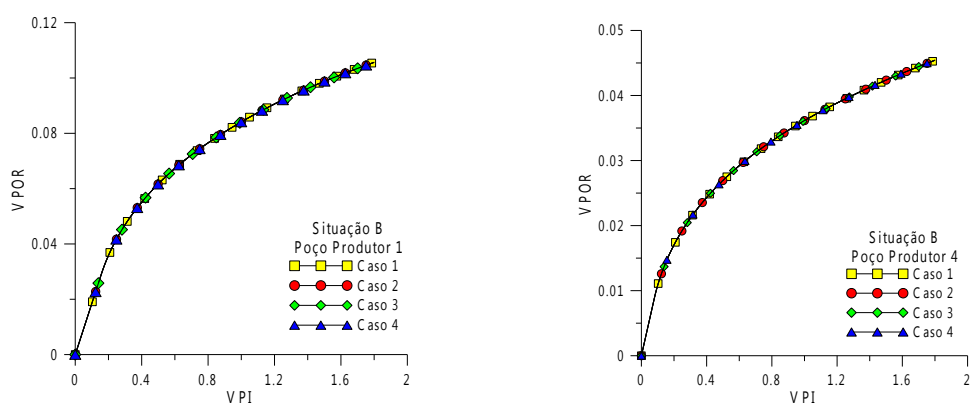


Figura 18: Recuperação de óleo nos poços produtores 1 e 4, para a situação "B", ao longo do tempo.

A Figura 19a-d ilustra uma comparação entre o corte de água ao longo do tempo para os casos 1, 2, 3 e 4 nas situações "A" e "B", nos poços produtores 1 e 4. As Figuras 20a-d ilustram a recuperação de óleo ao longo do processo, para as situações "A" e "B", nos casos 1, 2, 3 e 4 do poço produtor 1. Observando-se a Figura 20, é

nítida a influência da posição dos poços produtores no fator de recuperação, em qualquer caso.

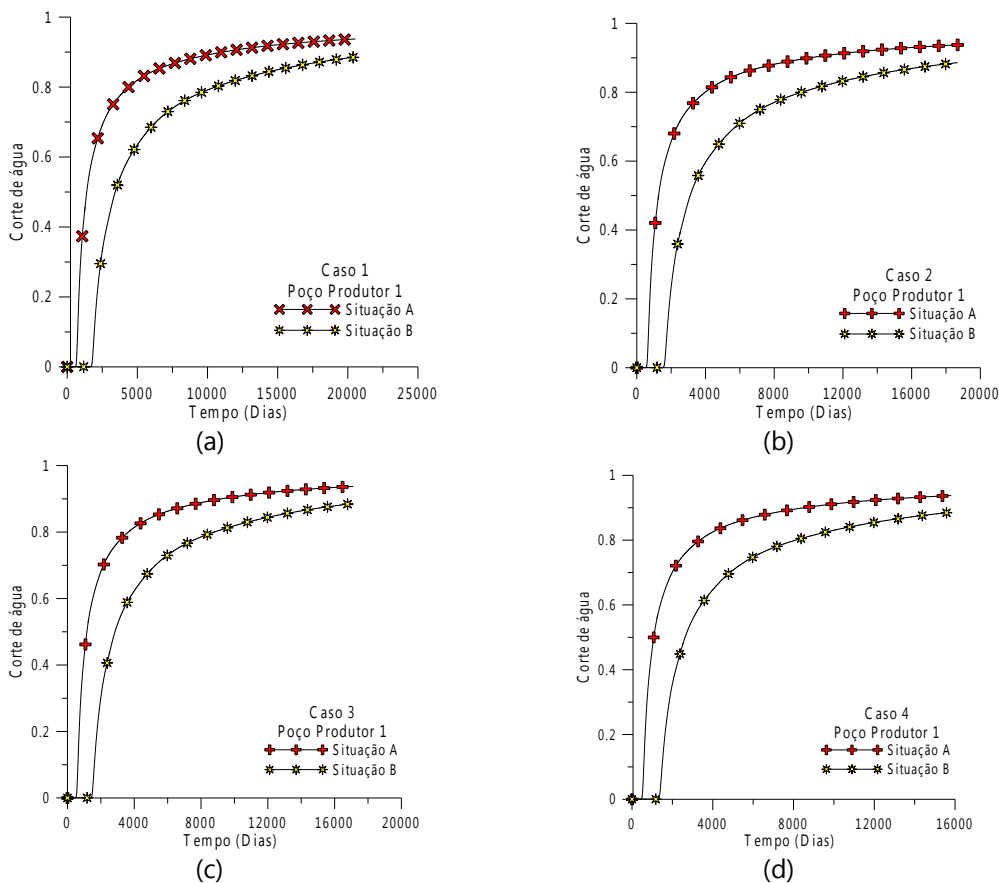
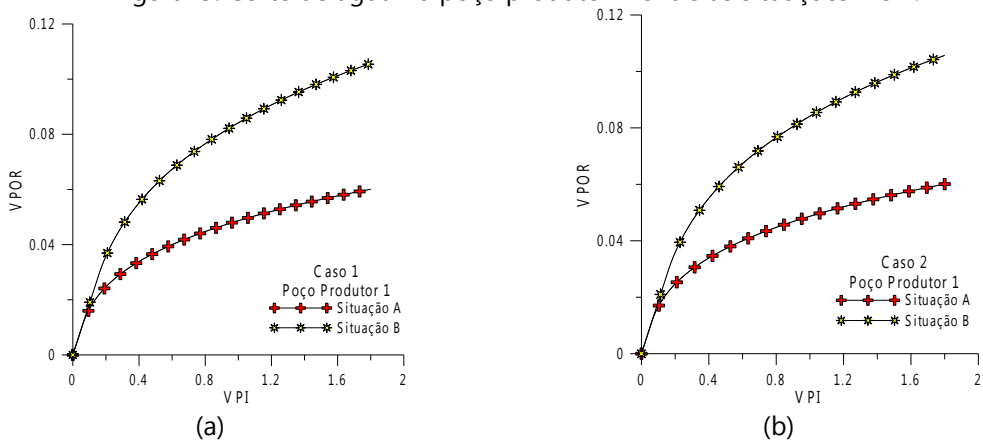


Figura19: Corte de água no poço produtor 1 entre as situações 1 e 2.



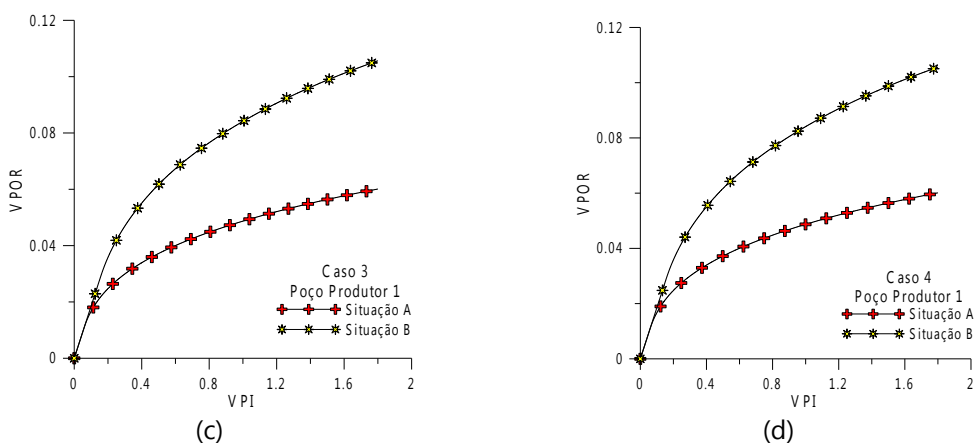


Figura 20: Recuperação de óleo no poço produtor 1, ao longo do tempo, para as situações "A" e "B".

5 CONCLUSÃO

As principais conclusões desta pesquisa são:

- O modelo matemático é flexível para modificar a vazão de injeção de água, de propriedades petrofísicas variáveis e/ou localização do poço na avaliação do reservatório;
- A metodologia proposta permite a investigação hidrodinâmica do processo isotérmica da injeção de água no reservatório de óleo, a fim de obter a saturação de fluidos e distribuições de pressão e outros parâmetros hidrodinâmica, tais como corte de água e de recuperação de petróleo;
- Ao aumentar a vazão do fluxo de injeção de água mais eficaz a recuperação de óleo é obtido.
- A localização dos poços para a situação "B" tem se mostrado mais apropriado para operação, tendo em vista apresenta fator de recuperação mais elevado, em todos os casos analisados.

6 AGRADECIMENTO

Os autores são gratos ao CNPq, CAPES, FINEP, PETROBRAS, ANP/UFCEG-PRH-25, UEPB, JBR Engenharia Ltda e CT-PETRO, pelo apoio financeiro concedido e aos relatados pesquisadores que com suas pesquisas, ajudaram no melhoramento deste trabalho.

7 REFERÊNCIAS

- Allen III, M. B., Behie, G. A., Trangenstein, *Multiphase flow in porous media*. Springer-Verlag, London, 1988.
- Anderson, R. N., Boulanger, A., He, W., Winston, J., Xu, L., Mello, U., Wiggins, W., *Petroleum reservoir simulation and characterization system and method*. US, Patent No. 6826483 B1, USA, 2004.
- Coutinho, B. G., "Numerical Solution for Problems of Petroleum Reservoirs Using Generalized Coordinates", Msc Dissertation, Federal University of Campina Grande, Brazil. (In Portuguese), 2002.

- Coutinho, B. G., Marcondes, F., de Lima, A. G. B., Numerical Simulation of Oil Recovery Through Water Flooding in Petroleum Reservoir Using Boundary-Fitted Coordinates. *International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry*, 2:17-34, 2008.
- Cunha, A. R., Maliska, C. R., Silva, A. F. C., Livramento, M. A., "Two-Dimensional Two-Phase Petroleum Reservoir Simulation Using Boundary-Fitted Grids", RBCM, XVI:423-429, 1994.
- Czesnat, A. O., Maliska, C. R., Silva, A. F. C., Lucianetti, R. M., "Grid Effects on petroleum reservoir simulation using boundary-fitted generalized coordinates", VII ENCIT, Rio de Janeiro, Brazil, (In Portuguese), 1998.
- Di Donato, G., Tavassoli, Z., Blunt, M. J., Analytical and numerical analysis of oil recovery by gravity drainage. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 54:55-69, 2006.
- Dicks, E. M., *Higher order Godunov black-oil simulations for compressible flow in porous media*. PhD. Thesis, University of Reading, UK, 1993.
- Escobar, F. H., Ibagón, O. E., Montealegre-M., M., Average reservoir pressure determination for homogeneous and naturally fractured formations from multi-rate testing with the TDS technique. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 59:204-212, 2007.
- Fanchi, John r., Integrating forward modeling into reservoir simulation. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 32:11-21, 2001.
- Ferronato, M., Gambolati, G., Teatini, P., On the role of reservoir geometry in waterdrive hydrodynamics. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 44: 205-221, 2004.
- Fetel, E., Caumon, G., Reservoir flow uncertainty assessment using response surface constrained by secondary information. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 60:170-182, 2008.
- Gharbi, R. B. C., Use of reservoir simulation for optimizing recovery performance. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 42:183-194, 2004.
- Giting, V. E., *Computational upscaled modeling of heterogeneous porous media flow utilizing finite element method*, PhD. Thesis, Texas, A & M University, USA, 2004.
- Granet, S., Fabrie, P., Lemonnier, P., Quintard, M., A two-phase simulation of a fractured reservoir using a new fissure element method. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 32:35-52, 2001.
- Hegre, T. M., Dalen V. And Henriquez, A., "Generalized Transmissibilities For Distorted Grids in Reservoir Simulation", SPE 15622, October, 1986.
- Hirasaki, G. J. e O'Dell, P. M., "Representation of Reservoir Geometry for Numerical Simulation", SPEJ, 1970.
- Hui, M., Durlofsky, L. J., Accurate coarse modeling of weel-driven, high-mobility-ratio displacements in heterogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 49:37-56, 2005.

- Khuzhayorov, B. Kh., Burnashev, V. F., Modelling the multiphase flow of an oil-gas-condensate system in porous median. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 29:67-82, 2001.
- Lu, M., Connell, L. D., A model for the flow of gas mixtures in adsorption dominated dual porosity reservoirs incorporating multi-component matrix diffusion. Part I. Theoretical development. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 59:17-26, 2007.
- Mago, A. L., *Adequate description of heavy oil viscosities and a method to assess optimal steam cyclic periods for thermal reservoir simulation*, Master Thesis, Texas, A & M University, USA, 2006.
- Maliska, C. R., "Computational Heat Transfer and Fluid Mechanics", LTC, Rio de Janeiro, Brazil. (In Portuguese), 2004.
- 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, SINMEC/EMC/UFSC, Relatório RT-93-1, Florianópolis, SC, Brasil, 1993.
- Marcondes, F., "Numerical Simulation Using Implicit-Adaptative Methods and Voronoi Meshs in Problems of Petroleum Reservoirs." Dr Thesis, Department of Mechanical Engineering, Federal University of Santa Catarina, Brazil. (In Portuguese), 1996.
- Marcondes, F., Maliska, C. R. & Zambaldi, M. C., "Solução de Problemas de Reservatórios de Petróleo: Comparação entre as Metodologias TI, IMPES e AIM, VI ENCIT - VI LATCYM", Florianópolis, SC, 1996.
- Matus, E. R., *A top-injection bottom-production cyclic steam stimulation method for enhanced heavy oil recovery*. Master Thesis, Texas A & M University, USA. 81p, 2006.
- Peaceman, D. W., Fundamentals of numerical reservoir simulation. *Elsevier Scientific Publishing Company*, New York, 1977.
- Prais, F. e Campagnolo, E. A., "Multiphase Flow Modeling in Reservoir Simulation", Anais XI COBEM, São Paulo, SP, 1991.
- Subbey, S.; Christie M.; Sambridge, M., Prediction under uncertainty in reservoir modeling. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 44:143-153, 2004.
- Tamim, M., Abuo-Kassem, J. H., Ali, S. M. Farouq, Recent developments in numerical simulation techniques of thermal recovery processes. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 26:283-289, 2000.
- Todd, M. R., O'Dell, P. M. E Hirasaki, G. T., 1972, "Methods for Increasing Accuracy in Numerical Reservoir Simulators", SPEJ, 1972.
- 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, 1992.
- Wason, C. B., King, G. A., Shuck, E. L., Breitenbach, E. A., McFarlane, R. C., *System for monitoring the changes in fluid content of a petroleum reservoir*. US Patent No. 4969130, USA, 1990.

Zhang, J., Delshad, M., Sepehrnoori, K., Development of a framework for optimization of reservoir simulation studies. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 59:135-146, 2007.