



AVALIAÇÃO NUMÉRICA DA INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE E POROSIDADE NA PRODUÇÃO DE ÓLEO DE UM RESERVATÓRIO UTILIZANDO O MODELO DE BLACK-OIL

Hiuquem Monteiro Lopes¹; Severino Rodrigues de Farias Neto²

¹ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Química – hiuquem.lopes@gmail.com

² Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Química - fariasn@deq.ufcg.edu.br

RESUMO

As características do reservatório são extremamente importantes para a definição de um processo secundário de produção. Pensando nisso, o presente trabalho tem como principal objetivo a verificação numérica de como as variações da permeabilidade e porosidade do meio influenciam no volume de óleo produzido. Foi adotado o modelo geométrico padrão *five-spot* como domínio de estudo. As equações diferenciais que compõem o modelo isotérmico *black-oil* são escritas na formulação de pressão e saturação para o caso bifásico (óleo-água) e transformadas para o sistema de coordenadas generalizadas, desconsiderando os termos capilares e gravitacionais. As simulações foram realizadas por meio do software comercial com licença estudantil *FlexPDE V.5*. Os resultados mostram como variam a saturação de óleo e a pressão no interior do reservatório, assim como os contornos da invasão de água e as curvas de produção de óleo para cada tipo de rocha (permeabilidade e porosidade). Pôde-se comprovar os aspectos teóricos deste tipo de problema e concluir que o parâmetro que exerce maior influência na produção é a permeabilidade.

Palavras-chave: Reservatórios, simulação, Injeção de água, black-oil.

1. INTRODUÇÃO

Os métodos convencionais de recuperação secundária são usualmente adotados quando a energia primária ou natural do reservatório atinge alto grau de dissipação e conseqüentemente diminuição da capacidade de produção. Esta perda de energia é identificada pela diminuição da pressão do reservatório. Um acréscimo de energia por meio da injeção de fluidos ou a diminuição das resistências capilares e/ou viscosas, são os mecanismos de ação de recuperação secundária.

A injeção de água é um dos métodos mais utilizados como recuperação secundária devido aos baixos custos e

benefícios desse procedimento. Contudo, a injeção excessiva pode interferir na permeabilidade do reservatório nas proximidades dos poços injetores, uma vez que existem materiais particulados presentes na água [CORDEIRO *et al.*, 2007].

Um modelo clássico de organização de poços injetores e produtores é o padrão *five-spot*, onde uma célula unitária formada por poços injetores nos vértices de um quadrado e um poço produtor no meio do quadrado se repete na área do reservatório, formando uma malha de injeção e produção. Dada sua ampla utilização na indústria, o estudo do modelo *five-spot* é extremamente importante para o bom planejamento da



exploração de campos de petróleo e para a otimização da produção [QUINTINO *et al.*,2014].

O modelo *black-oil* é uma simplificação do modelo composicional e adequa-se a reservatórios contendo óleos pesados ou de baixa volatilidade. Desta forma, este modelo tem a característica de ser, em geral, um modelo isotérmico cujo comportamento das fases é regido por relações PVT (pressão, volume e temperatura) [NOGUEIRA *et al.*, 2012].

O principal objetivo do presente trabalho é avaliar as influências da permeabilidade e porosidade da rocha do reservatório nas simulações do processo de produção de óleo por recuperação secundária via injeção de água, utilizando o modelo de *black-oil* em uma malha bidimensional.

2. METODOLOGIA

2.1. Descrição do problema

Considerou-se uma certa região hipotética de produção de petróleo com vários poços de injeção e produção. Para o entendimento do processo de movimentação de um fluido por outro, considerou-se apenas uma parcela desta região, o esquema de injeção *five-spot*, conforme mostrado na Figura 1.

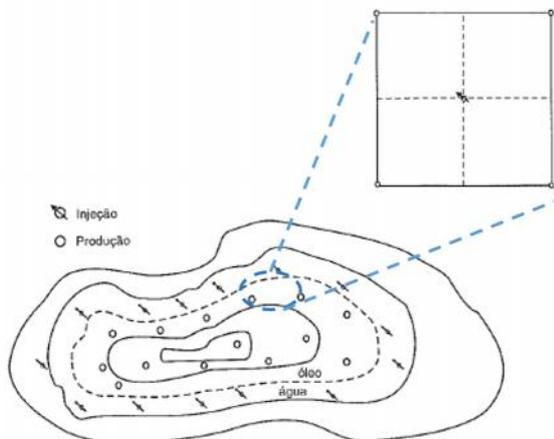


Figura 1: Representação da parcela do reservatório em estudo. (Fonte: Adaptado de Rosa,2006).

Ao se considerar que a porosidade e a permeabilidade são distribuídas uniformemente ao longo do reservatório de petróleo e uma malha de cinco pontos (ou five-spots) é possível realizar o estudo em 1/4 da parcela, em destaque na Figura 1.

A Figura 2 apresenta a malha utilizada para as simulações cujas dimensões da parcela do reservatório é de 100x100 m. Os pontos P1 e P2 representam respectivamente os poços de injeção e produção com diâmetros de 0,2 m cada. As simulações foram realizadas por meio do software comercial com licença estudantil *FlexPDE V.5*.

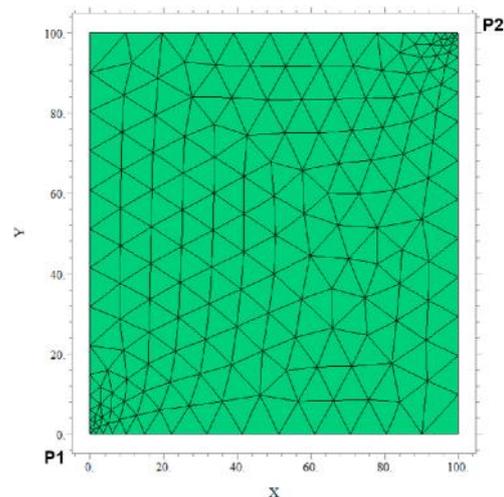


Figura 2: Representação da malha utilizada nas simulações.

2.2. Modelo matemático

O modelo *black-oil* adotado tomou como base as variáveis pressão e saturação dos componentes água e óleo na fase líquida para obtenção das equações de balanço de massa da água, Equação [1], e do efeito da pressão sobre o escoamento dos fluidos no reservatório, Equação [2]. Para isso, algumas considerações foram assumidas:

- Reservatório isotérmico e inicialmente saturado em óleo;



- Porosidade e permeabilidade constantes ao longo do reservatório;
- Sem efeito convectivo;
- Não há transferência de massa.

Saturação da água:

$$\frac{\partial(\phi \overline{S}_W)}{\partial t} + \nabla \cdot \overline{u}_W = 0 \quad [1]$$

onde \overline{S}_W representa o vetor saturação de água, ϕ a porosidade do meio, \overline{u}_W a velocidade da água no reservatório, P a pressão, c_T a compressibilidade total do reservatório, K é a permeabilidade absoluta da rocha, λ a mobilidade total e t o tempo. O primeiro termo da Equação [1] corresponde ao acúmulo de água devido a injeção e o segundo termo como a água varre o reservatório.

$$\phi c_T \frac{\partial P}{\partial t} - \nabla \cdot (K \lambda \nabla \vec{P}) = 0 \quad [2]$$

Velocidade da água dentro do reservatório é obtida pela Equação [3]:

$$\overline{u}_W = f_W \vec{u} - h_W \nabla \overline{S}_W + \lambda_o f_W (\rho_W - \rho_o) \vec{g} \nabla z \quad [3]$$

Esta relação é formada por três parcelas que contribuem para o cálculo da velocidade da água dentro do reservatório de maneiras diferentes. A primeira está ligada à velocidade total e é função do fluxo fracionário f_w ; A segunda leva em conta a resistência à passagem da água oferecida pelas forças capilares, e finalmente a influência da gravidade.

O fluxo fracionário é calculado pela Equação [4]:

$$f_W = \frac{\lambda_W}{\lambda} \quad [4]$$

A resistência por parte das forças capilares é calculada pela Equação [5]:

$$h_W = - \frac{\lambda_W \lambda_o}{\lambda} \frac{d\overline{P}_c}{dS_W} \quad [5]$$

De acordo com as considerações feitas, desconsidera-se o efeito da capilaridade, a força gravitacional e o fator de compressibilidade pode ser considerado desprezível. Logo, a Equação [2] resume-se a:

$$\nabla \cdot (K \lambda \nabla \vec{P}) = 0 \quad [6]$$

Assim como a Equação [3] resume-se a:

$$\vec{u} = K(-\lambda \nabla \vec{P}) \quad [7]$$

A mobilidade total é determinada pela seguinte relação:

$$\lambda = \frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_W}{\mu_W} \quad [8]$$

Os índices “o” e “w” representam óleo e água respectivamente.

Os cálculos dos volumes de óleo produzido (V_p) e do volume residual de óleo (V_r) são realizados pelas Equações [9] e [10].

$$V_p = (V_{inicial} - V_r) \quad [9]$$

$$V_r = h \sum_{i=1}^n A_i \phi (1 - S_{wi}) \quad [10]$$

Os termos h e A_i representam uma unidade de comprimento (m) e sua área correspondente (m^2).

2.2. Condições iniciais e de contorno



As condições de contorno foram ajustadas nas regiões de entrada, saída e fronteiras do reservatório.

i. Poço de injeção (entrada)

Pressão:

$$P_{inj} = 1,5 \times 10^6 \text{ Pa}$$

ii. Poço produtor (saída)

Pressão

$$P_{out} = 1,0 \times 10^6 \text{ Pa}$$

Saturação de água

$$S_W = -K * K_W \cdot \nabla P \quad [11]$$

iii. Fronteiras

Foram adotadas condições de simetria para a saturação de fluidos, ou seja:

$$\frac{\partial(S_W)}{\partial t} = 0 \quad [12]$$

Para a inicialização, tempo $t = 0$, tem-se as seguintes condições:

- Fluidos inicialmente em repouso ($u = 0$);
- Reservatório saturado em óleo ($S_o = 1$).
- Distribuição de pressão no inteiro do reservatório

$$P = P_{inj} + (P_{out} - P_{inj}) * \frac{x}{x_{max}} \quad [13]$$

onde x é o comprimento na direção das abcissas e x_{max} é o comprimento máximo igual a 100.

A fim de apresentar a aplicação da metodologia desenvolvida no presente trabalho para a recuperação secundária através da injeção de água, alguns casos foram selecionados. Utilizou-se três valores para a permeabilidade do reservatório, mais três para a porosidade

e outros cinco valores para a pressão de injeção de água. Para cada valor de permeabilidade, fez-se variar a pressão de injeção mantendo a porosidade constante, o que gerou quinze casos. O mesmo procedimento foi realizado para a porosidade gerando mais 15 casos. No total, foram simulados trinta casos. A Tabela 1 expõe os dados de permeabilidade e porosidade utilizados para as simulações. Na Tabela 2 apresenta as propriedades físicas dos fluidos, bem como os dados de pressões iniciais.

Tabela1: Valores de permeabilidade porosidade utilizados.

Permeabilidade K (mD)	Porosidade ϕ
1000	0,15
500	0,20
100	0,40

Tabela 2: Propriedades físicas e pressões iniciais.

Propriedades físicas	Pressões iniciais (Pa)
$\mu_o = 0,025 \text{ Pa.s}$	$1,5 \times 10^6$
$\mu_w = 1 \times 10^{-3} \text{ Pa.s}$	$1,8 \times 10^6$
	$2,1 \times 10^6$
	$2,4 \times 10^6$
	$2,7 \times 10^6$

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Figura 3 apresenta o efeito da variação da porosidade do reservatório no volume de óleo produzido mantendo-se a permeabilidade ($K = 1000 \text{ mD}$).

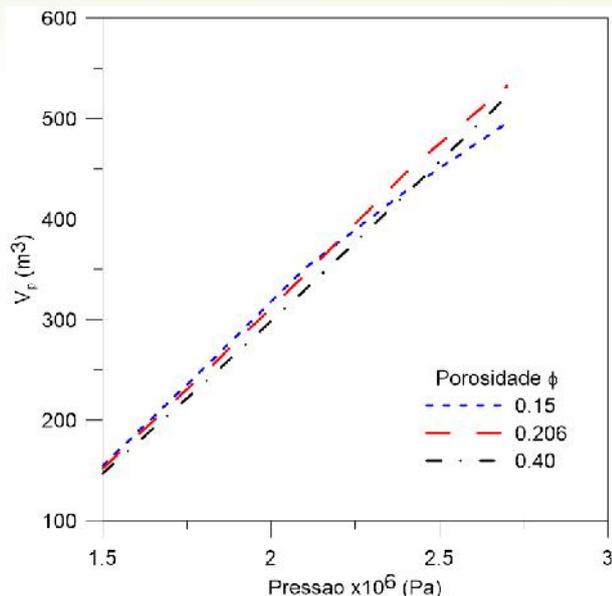


Figura 3: Efeito da porosidade na produção de óleo.

Pode-se observar, que para os três valores de porosidade, o volume produzido foi quase o mesmo para uma mesma pressão de injeção. O reservatório de menor porosidade apresentou menor produção, como esperava-se, e os outros dois apresentaram valores quase idênticos. Este resultado leva a conclusão que a variação da porosidade não foi um parâmetro determinante para o aumento do volume de óleo produzido V_p .

Em seguida foi verificado a influência da variação da permeabilidade da rocha de reservatório no volume de óleo produzido (Figura 4), mantendo-se agora, a porosidade ($\phi = 0,206$) constante. Observa-se agora um efeito bem mais significativo. Para uma mesma pressão de injeção, quanto menor a permeabilidade menor a produção. Menores permeabilidades indicam maior resistência da rocha à passagem dos fluidos. Neste tipo de reservatório, os investimentos para recuperação secundária são maiores, uma vez que serão necessárias maiores pressões de injeção.

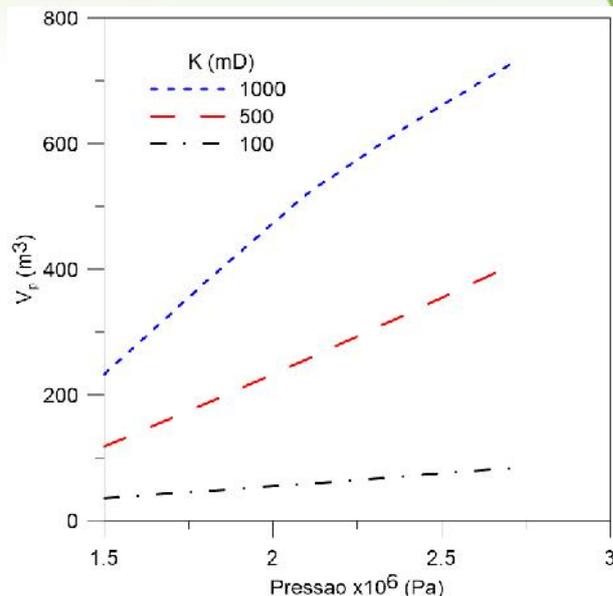


Figura 4: Efeito da permeabilidade na produção de óleo.

Nas Figuras 5a a 5d estão representados o comportamento da frente de avanço de água no interior do reservatório por meio do campo de saturação de água em quatro instantes de tempo diferentes, 100, 500, 1000 e 2000 dias. O caso escolhido teve como pressão de injeção $P_{inj} = 1,5 \times 10^6$ Pa, porosidade $\phi = 0,206$ e permeabilidade $K = 1000$ mD.

Pode-se verificar o processo de invasão de água com o tempo.

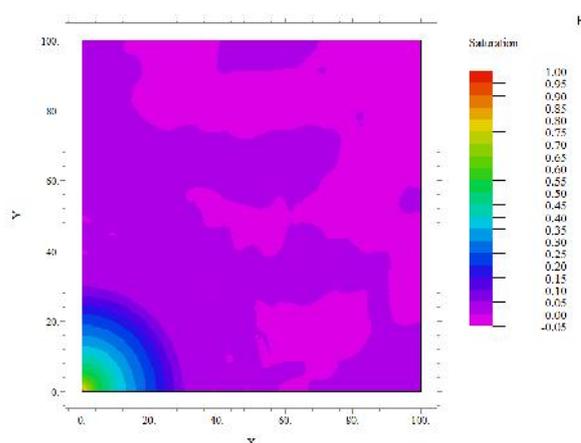


Figura 5.a: Saturação de água em 100 dias.

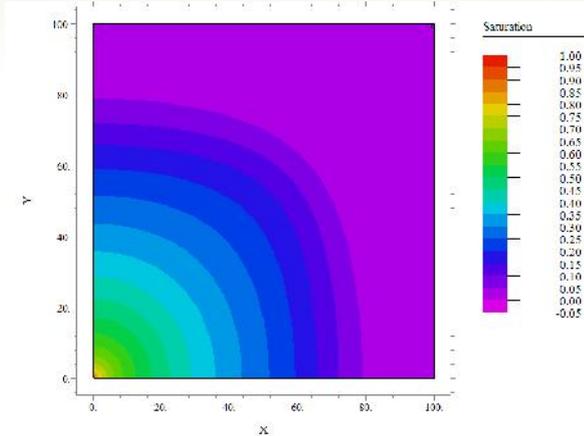


Figura 5.b: Saturação de água em 500 dias.

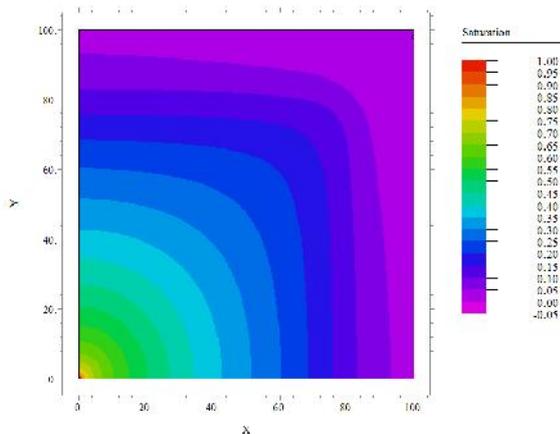


Figura 5.c: Saturação de água em 1000 dias.

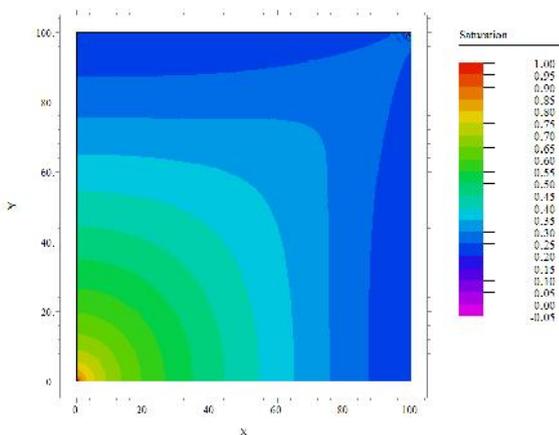


Figura 5.d: Saturação de água em 2000 dias.

Visando a verificar o comportamento da saturação de óleo S_o e da pressão P no interior do reservatório foi representado os perfis da saturação e da pressão ao longo da diagonal ligando o

poço injetor e o poço produtor nas Figuras 6 e 7.

No instante inicial ($t = 0$) tem-se a distribuição de pressão expressa pela equação [13]. A medida que o processo de injeção é iniciado ocorre o aumento da pressão do reservatório até 1000 dias. Em seguida, no tempo de 2000 dias, percebe-se que houve uma diminuição de pressão, isso indica que neste período a injeção de água deixou de ser eficiente. Isto pode ocorrer quando a água tende a seguir por caminhos preferenciais diminuindo a eficiência de varredura.

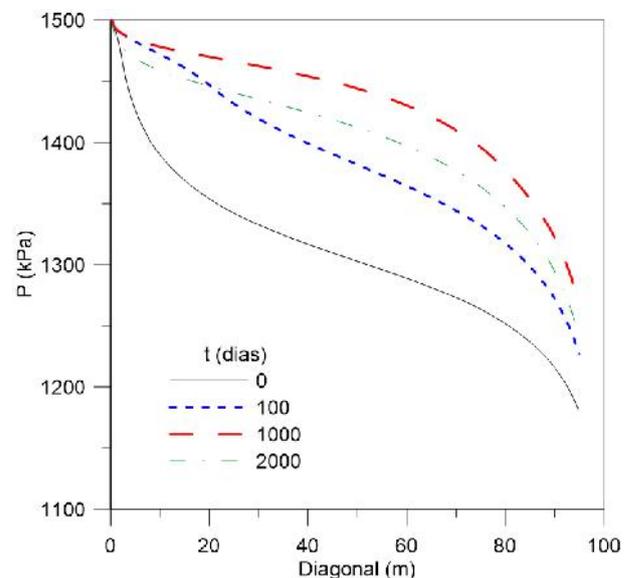


Figura 6: Distribuição de pressão no interior do reservatório ao longo da linha diagonal.

Como condição inicial foi considerado apenas óleo no reservatório ($S_o = 1$). Com o processo de produção por injeção de água, a saturação de óleo irá diminuir como consequência da invasão da água seguindo a relação $S_w + S_o = 1$. A partir da Figura 7 pode-se perceber que a saturação diminui com o tempo em consequência do deslocamento de óleo induzido pela injeção de água. Percebe-se que após 1000 dias que na região próxima ao poço produtor uma redução da saturação de óleo chegando a aproximadamente a 0,77 em 2000 dias. Este resultado indica que neste período



se produz uma mistura de óleo e a própria água de injeção. Diferentemente do que é observado para tempos inferiores a 1000 dias, onde se produz óleo proporcionalmente à quantidade de água injetada.

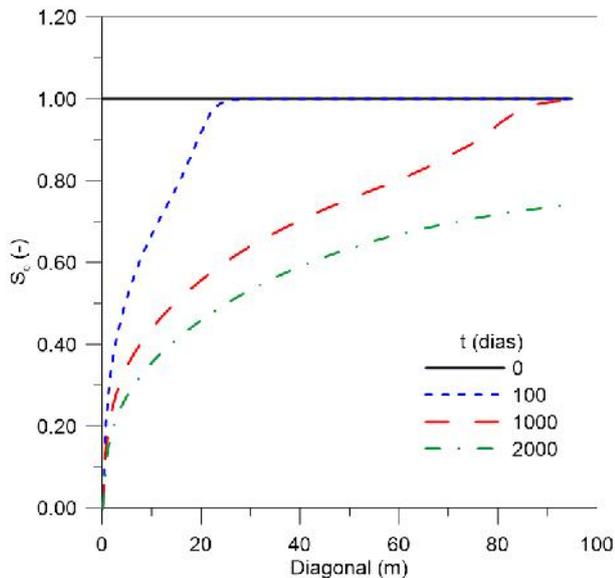


Figura 7: Distribuição da saturação de óleo no interior do reservatório ao longo da linha diagonal.

4. CONCLUSÕES

A partir dos resultados das simulações foi possível concluir que:

- A produção de óleo na parcela de reservatório mostrou-se mais dependente de a permeabilidade do que dá porosidade;
- A pressão decresce não linearmente ao longo da diagonal entre os poços de injeção e produção e apresentou um comportamento diferenciado ao longo tempo de produção;
- Os resultados ratificam que após determinado período que parte da água injetada passa a ser produzida juntamente com o óleo no processo de recuperação secundária da reserva petrolífera.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHAMED, T, *Reservoir engineering handbook*, 4ª Edition. ELSEVIER, 2010;

BARBOSA, E. S. *Escoamento Bifásico em Reservatórios Petrolíferos Heterogêneos*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2006, PB.

CORDEIRO, A. F., MEDRONHO, R. A., DOE, J., TELLES, A. C. S., FURTADO, C. J. A. *Simulação da injeção de água em reservatórios empregando CFD*. 4º PDPETRO, Campinas – SP, 2007.

NOGUEIRA, R. L. LIMA, I. C. M. Fernandes, B. R. B. MARCONDES, F. *Simulação de reservatório de petróleo utilizando o modelo black-oil em conjunto com malhas não-estruturadas*. Holos, 2012.

QUINTINO, E. F. A., COSTA NETO, L. H. *Aplicação de simulação numérica e análise de sensibilidade para tomada de decisão na exploração de reservatórios de petróleo produzidos por malhas five-spot de injeção de água*. XVII Simpósio de Pesquisa Operacional e Logística da Marina, vol. 1, n. 1, 2014.

ROSA, Adalberto J., CARVALHO, Renato S., Xavier, José A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Interciência, 2006;

TAVARES, D. P. S. A.; FARIAS NETO, S. R.; MACÊDO, M. J. P.; LIMA, A. G. B., *Escoamento Multifásico em Reservatórios de Óleos Pesados*. 29º Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering. Maceió, v.1. p. 1-20, 2008b.