



## SIMULAÇÃO DE INJEÇÃO DE FLUIDOS EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO ADOTANDO UMA MALHA DE CINCO PONTOS

Ingrid Gonçalves de Farias<sup>1</sup>; Emylle Laisa Santos Souza<sup>2</sup>; José Otávio Peroba  
Nascimento Santos<sup>3</sup>; Teresa Leticia Barbosa Silva<sup>4</sup>; Severino Rodrigues de Farias Neto<sup>5</sup>

<sup>1</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia de Química –  
[ingridfarias10@yahoo.com.br](mailto:ingridfarias10@yahoo.com.br)

<sup>2</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Química -  
[emylle.laisa@gmail.com](mailto:emylle.laisa@gmail.com)

<sup>3</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Química -  
[otaviosantoseq@gmail.com](mailto:otaviosantoseq@gmail.com)

<sup>4</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Química -  
[teresabarbosa26@gmail.com](mailto:teresabarbosa26@gmail.com)

<sup>5</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Química -  
[severino.rodrigues@ufcg.edu.br](mailto:severino.rodrigues@ufcg.edu.br)

### RESUMO

O conhecimento do comportamento do reservatório de petróleo durante sua exploração fornece dados fundamentais para a indústria petrolífera, como a localização de poços, injeção de água e tempo de produção, tornando possível prever a produtividade de um reservatório, bem como uma análise do um ponto de vista econômico. Neste sentido, a busca contínua pela otimização dessas previsões proporciona uma melhor tomada de decisão. A fluidodinâmica computacional é uma ferramenta que pode ser utilizada nesta previsão, e tem sido foco de diversos estudos nos últimos anos. Existem diversos modelos matemáticos que podem ser utilizados para simular o comportamento dos parâmetros de um reservatório ao longo do seu ciclo de vida, uns mais abrangentes, outros mais específicos. Com base nessas informações, tem-se como objetivo estudar o comportamento do reservatório frente à variação das viscosidades dos fluidos de injeção e do óleo, bem como da pressão de injeção de fluidos no poço injetor. Os resultados foram obtidos empregando modelo *Black-Oil*, usando o aplicativo computacional FlexPDE versão 6.0, licença estudante, da PDE Solutions Inc., e indicam que o volume de óleo produzido é afetado pela viscosidade do óleo na reserva petrolífera e pela viscosidade do fluido de injeção, de modo que, para um fluido de injeção de menor viscosidade, é necessário um menor tempo de injeção para se atingir o mesmo volume de óleo produzido.

**Palavras-chave:** recuperação secundária, malha de cinco pontos, modelo *Black-Oil*.

### 1. INTRODUÇÃO

Prever o comportamento de reservatórios é de extrema importância para a indústria petrolífera, considerando este fato, tem-se intensificado estudos matemáticos aliados à simulação para previsão do comportamento do

reservatório durante seu tempo de exploração.

Para simular o comportamento dos parâmetros de produção algumas características do reservatório devem ser consideradas, como a natureza dos fluidos, sua distribuição, capacidade de escoamento e quantidade a serem extraídas.



Quando um reservatório é perfurado o óleo disponível não é retirado totalmente. Assim, tornou-se necessário estudar diferentes mecanismos que proporcionassem o aumento da recuperação de óleo [TAVARES, 2008].

Dentre os mecanismos de produção, o de injeção de água é o mais utilizado por apresentar custos mais baixos e possibilidade de injeção alternada de vapor ou injeção à quente. Trata-se de um mecanismo de recuperação secundária, onde o óleo é produzido a partir do deslocamento causado pela injeção de água em poços injetores, que desloca o fluido contido no meio poroso em direção aos poços produtores [BARBOSA, 2004; BARBOSA, 2006; CORDEIRO, 2007].

O tempo necessário para o fluido injetado atingir o poço produtor é chamado de tempo de percolação ou *breakthrough*, este fenômeno ocorre principalmente devido à diferença entre as viscosidades dos fluidos deslocado e injetado, em geral o óleo e a água [RIBEIRO, 2008].

O objetivo do presente trabalho é prever o comportamento do reservatório, no que se refere à recuperação de óleo, para diferentes condições de operação (diferentes viscosidades do óleo, viscosidades do fluido de injeção e pressões de entrada). Para tal, utilizou-se o software FlexPDE versão 6.0, licença estudante, com um arranjo de malha de cinco pontos e aplicando o modelo *Black-Oil*.

## 2. METODOLOGIA

A recuperação de óleo de um reservatório de petróleo pode ser estudada considerando diversos mecanismos. No presente trabalho, considerou-se o mecanismo de injeção de água. Como modelo de malha de produção, optou-se por utilizar o arranjo de cinco pontos ou *five-spot*, uma vez que

este é um modelo muito utilizado industrialmente. Em sua estrutura, têm-se quatro poços injetores e um produtor, estando os poços injetores localizados nos vértices do quadrado e o poço produtor no centro conforme apresentado na Figura 1.

Algumas considerações foram adotadas para este esquema de malhas:

- No tempo inicial, o reservatório está saturado em óleo;
- Os poços de injeção nos vértices apresentam as mesmas condições;
- A porosidade e a permeabilidade estão distribuídas uniformemente em cada quadrante.

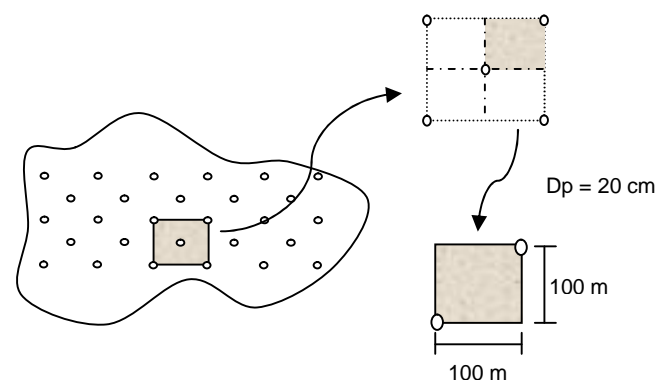


Figura 1: Domínio de estudo.

Com base nessas considerações, foi possível considerar o comportamento dos fluidos na parcela do reservatório, adotando uma malha de cinco pontos, como representado na área destacada na Figura 1, como sendo simétrico. Por conta desta simetria foi possível estudar o processo de recuperação de óleo em um dos quadrantes (100x100 m) da malha de cinco pontos, como ilustrado na Figura 1. O domínio computacional corresponde a uma malha não estruturada constituída de 312 elementos triangulares e 312 pontos nodais.

As duas principais equações diferenciais parciais que compõem o modelo matemático são a equação da saturação da água, Equação 1, e a



equação da pressão no reservatório, Equação 2:

$$\frac{\partial(\overrightarrow{w s_w})}{\partial t} + \nabla \overrightarrow{U}_w = 0 \quad [1]$$

$$w c_t \frac{\partial(\overrightarrow{P})}{\partial t} + \nabla(K \nabla \overrightarrow{P}) = 0 \quad [2]$$

onde  $s_w$  representa o vetor saturação de água,  $\phi$  a porosidade,  $U_w$  o vetor velocidade da água no interior do reservatório,  $P$  a pressão,  $c_t$  é a compressibilidade total do reservatório,  $K$  a permeabilidade absoluta da rocha,  $\lambda$  é a mobilidade total e  $t$  representa o tempo.

A velocidade da água dentro do reservatório pode ser calculada pela Equação 3:

$$\overrightarrow{U}_w = f_w \overrightarrow{U} - h_w \nabla s_w + f_w (p_w - p_o) \overrightarrow{g} \nabla z \quad [3]$$

onde:

$$f_w = \frac{s_w}{s_o} \quad [4]$$

$$h_w = - \frac{s_w}{s_o} \frac{dP_c}{ds_w} \quad [5]$$

Para resolver este sistema de equações, as seguintes considerações foram feitas:

- Desprezar o efeito de capilaridade sobre o escoamento, eliminando o termo  $h_w$ , ou seja,  $\frac{dP_c}{ds_w} = 0$ .
- A compressibilidade da rocha,  $c_t$ , é insignificante, podendo ser desprezada;
- Assumiu-se que a parcela referente ao campo gravitacional é

desprezível, em virtude de se estar estudando o avanço de água e deslocamento de óleo na horizontal, portanto,  $\nabla z = 0$ .

Logo, a equação da pressão reduz-se a:

$$(K) \nabla \overrightarrow{P} = 0 \quad [6]$$

Baseado nestas considerações, a equação da velocidade total, em termos da Lei de Darcy, reduz-se a:

$$\overrightarrow{U} = K(-\nabla \overrightarrow{P}) = 0 \quad [7]$$

Com base nestas considerações foram adotadas as seguintes condições de contorno sobre as fronteiras do domínio de estudo:

- No poço injetor:

As saturações e velocidades no poço são prescritas, portanto:

$s_w = 1$  e  $s_o = 0$  e  $V_{inj} = 3,2 \times 10^{-6}$  m/s ou 0,28 m/dia.

- No poço produtor:

A condição de saturação de água segue a relação:

$$s_w = -K \times K_{rw} \nabla(\overrightarrow{P}) \quad [8]$$

Além disso, a velocidade de produção de óleo é prescrita, tomando o valor  $V_{prod} = 3,2 \times 10^{-6}$  m/s e,

- Plano de simetria:

Nas faces do domínio de estudo, têm-se as seguintes condições de

simetria:  $\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)_N = \left(\frac{\partial P}{\partial y}\right)_N = 0$ .



As condições iniciais ( $t = 0$ ) adotadas foram as seguintes:

- O campo de pressão inicial sobre o domínio de estudo foi considerado uniforme e prescrito, ou seja,  $\vec{P} = \vec{P}_{ref} = 17\text{Mpa}$ , onde  $P_{ref}$  é uma pressão de referência;
- Os fluidos estão inicialmente em repouso:

$$\vec{U}(t = 0) = 0 \quad [9]$$

- A distribuição inicial dos fluidos foi dada por  $s_w = 0$ ;  $s_o = 1$ .

Para a análise da produção de óleo, os volumes de óleo residual,  $V_r$ , e produzido,  $V_p$ , foram calculados segundo um balanço volumétrico em cada célula, considerando uma altura unitária  $h$ , dado pelas equações:

$$V_r = h \sum_{i=1}^n A_t \Phi_i (1 - s_{wi}) \quad [10]$$

$$V_p = (V_{inicial} - V_r) \quad [11]$$

onde o volume inicial ( $V_{inicial}$ ) é obtido segundo a relação  $V_{inicial} = \phi h A_t$ .

Os termos  $s_{wi}$ ,  $A_i$  e  $\phi_i$  são a saturação de água, a área e a porosidade de cada elemento  $i$  e  $A_t$  e  $\phi$  são, respectivamente, a área total e porosidade do reservatório.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com o objetivo de avaliar o comportamento do reservatório para diferentes condições de operação, observou-se a influência de parâmetros como a viscosidade do óleo ( $\mu_o$ ), viscosidade do fluido de injeção ( $\mu_{in}$ ) e

pressão de entrada do fluido de injeção ( $P_{in}$ ) sob o volume de óleo produzido ( $N_p$ ).

A Figura 2 apresenta a variação da saturação do óleo em função da viscosidade do óleo para três instantes de tempo. A saturação do óleo corresponde à fração ou porcentagem de poros ocupados pelo óleo. Observa-se que a frente de avanço da água é retardada com o aumento da viscosidade do óleo, pois esta aumenta a resistência ao escoamento do óleo, favorecendo, assim, a formação de caminhos preferenciais do fluido menos viscoso, o que pode ser observado quando a água injetada se aproxima do poço produtor, como na Figura 2, no instante  $1,72 \times 10^8$  s.

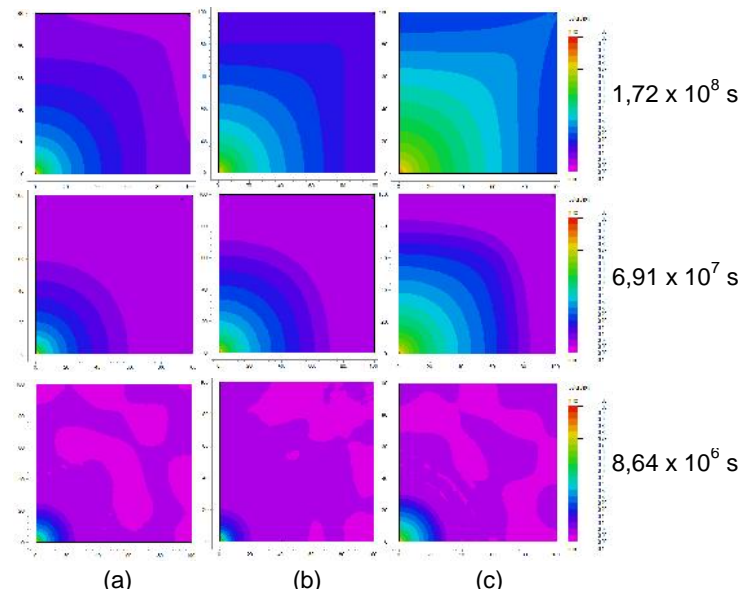


Figura 2: Efeito da viscosidade do óleo sobre a frente de avanço da água.  $S_w = 0,0$ ,  $P_{in} = 1,5 \times 10^6$  Pa,  $\mu_w = 0,001$  Pa.s,  $\mu_o = 0,1$  (a);  $0,025$  (b) e  $0,05$  (c) Pa.s

A Figura 3 apresenta o efeito da variação da viscosidade do óleo no volume produzido pelo reservatório. Pode-se observar que com o aumento da viscosidade do óleo a quantidade de volume produzido pelo reservatório diminui. Esse comportamento é bastante aceitável, pois um fluido com maior viscosidade tende a oferecer uma maior



resistência ao deslocamento, implicando num menor volume final de óleo produzido, considerando-se um mesmo volume de fluido injetado no reservatório.

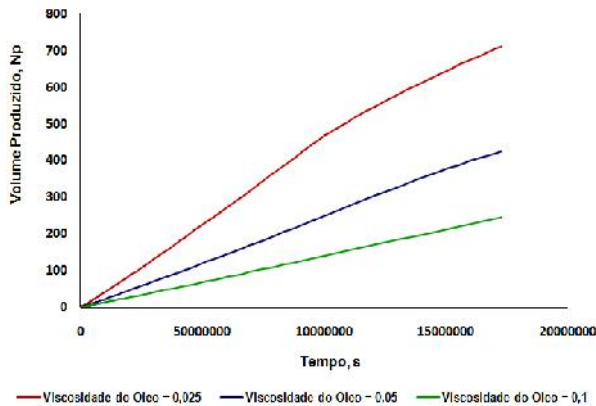


Figura 3: Efeito da variação da viscosidade do óleo no volume produzido.  
 $S_w = 0,0$ ,  $P_{in} = 1,5 \times 10^6$  Pa,  $\mu_{in} = 0,001$  Pa.s

O efeito da pressão de entrada do fluido injetado no reservatório pode ser observado na Figura 4. Quanto maior a pressão aplicada, conjuntamente a um fluido de baixa viscosidade, observa-se que há um maior volume de fluido produzido. Isto se torna claro, pois uma maior pressão aplicada a um fluido que oferece baixa resistência de locomoção favorece o deslocamento mais rápido do mesmo, fazendo com que o mesmo seja deslocado para fora do reservatório mais facilmente e por consequência produzindo um maior volume de óleo na superfície.

Outro parâmetro interessante do fluido de injeção é sua viscosidade. Na Figura 5, pode-se observar o efeito da viscosidade do fluido de injeção sob o volume de óleo produzido. Pode-se concluir que, quando se utiliza um fluido de injeção com viscosidade baixa essa condição tende a fazer com que o reservatório produza uma maior quantidade de óleo, no período avaliado. Um fluido de injeção de baixa viscosidade tende a ocupar os poros menores na rocha mãe, fazendo com que o óleo ali

antes abrigado tenda a se deslocar. O óleo antes inatingível, passa a ser um volume útil, participando da parcela de volume de óleo produzido pelo reservatório.

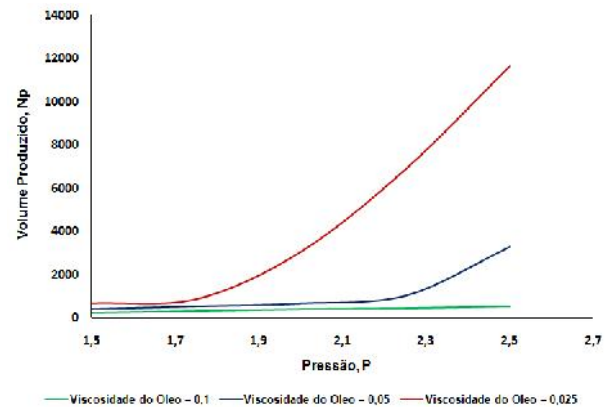


Figura 4: Efeito da pressão de entrada do fluido de injeção no volume produzido de óleo.

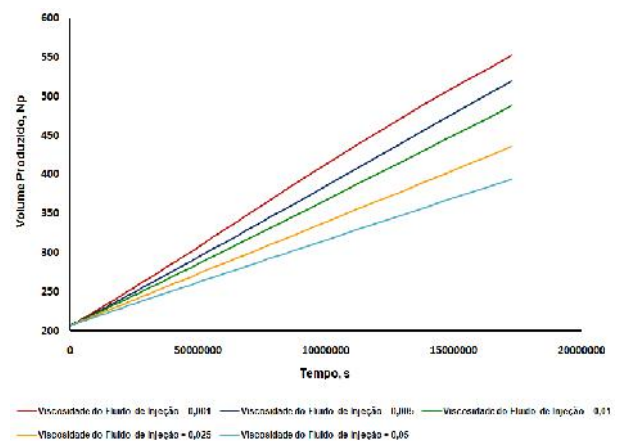


Figura 5: Efeito da viscosidade do fluido de injeção no volume produzido de óleo.  
 $S_w = 0,0$ ,  $P_{in} = 1,5 \times 10^6$  Pa,  $\mu_o = 0,05$  Pa.s

#### 4. CONCLUSÕES

Com base nos resultados apresentados pode-se concluir que:

- A frente de avanço dos fluidos de injeção e, conseqüentemente, o volume de óleo produzido é afetado pela viscosidade do óleo na reserva petrolífera;



- No período avaliado, observou-se que a viscosidade do fluido de injeção afeta o volume de óleo produzido, ou seja, necessitaria de um menor tempo de injeção para se atingir o mesmo volume de óleo produzido com um fluido de injeção de menor viscosidade.

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARBOSA, E. S. **Escoamento bifásico em reservatórios petrolíferos heterogêneos**. 2006, 115p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Campina Grande-PB.

BARBOSA, E. S. **Injeção de água com taxas alternadas em reservatórios petrolíferos**. 2004. Monografia, Universidade Federal de Campina Grande, Programa Interdepartamental de Tecnologia em Petróleo e Gás da ANP. Campina Grande-PB.

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

RIBEIRO, S. M. dos S. **Estudo Numérico de Escoamento Bifásico em Reservatórios de Petróleo de Viscosidade Elevada**. 2008, 63p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Campina Grande-PB.

TAVARES, D. P. S. A. **Escoamento Multifásico em Reservatórios de Óleo Pesado**. V Congresso de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2008.