

## Análise paramétrica do deslocamento de óleo em um meio poroso governado pela teoria de Buckley-Leverett

Camylla Moreira de Oliveira\*, Daniel Cardoso Cordeiro\*, Alexandre Alex Trevizani, Estefânia Pintor Canzian, Gustavo Gomes Assunção, Oldrich Joel Romero

Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES campus São Mateus, Rodovia BR 101 Norte, km 60, Litorâneo, CEP 29.932-540, São Mateus, ES, Brasil

\*Autores para correspondência

Endereço eletrônico: [camylladeoliveira@yahoo.com.br](mailto:camylladeoliveira@yahoo.com.br) (de Oliveira, C. M.), [cdanielc@live.com](mailto:cdanielc@live.com) (Cordeiro, D. C.), [oldrich.romero@ufes.br](mailto:oldrich.romero@ufes.br) (Romero, O. J.)

*Um dos problemas clássicos no escoamento de fluidos em meios porosos para a indústria do petróleo é o modelo de Buckley-Leverett, que consiste num fluxo unidimensional e bifásico em que ocorre a injeção de um determinado fluido - comumente a água - e a produção de óleo. Tal modelo físico-matemático é não-linear e sua solução analítica depende de simplificações que geram aproximações do resultado real com grande percentual de erro associado. Para contornar tal situação, utiliza-se de métodos numéricos para obter soluções mais próximas à realidade. O presente trabalho visa simular tal problema de fluxo bifásico e analisar as alterações ocorridas na recuperação de óleo provocadas pelas mudanças das diversas variáveis de entrada, como por exemplo a porosidade, o número de blocos da malha, a viscosidade do óleo, entre outros. Para realizar tal modelagem, utilizou-se o software UTCHEM<sup>®</sup>, capaz de simular o fluxo com comportamento de múltiplas fases (água, óleo, gás e microemulsão), transformações físicas e químicas, e propriedades de meios porosos. Em geral, os resultados mostraram alterações na produção acumulada de óleo mediante às mudanças das propriedades dos fluidos e da formação modelada que foram compatíveis com os modelos analíticos e numéricos propostos.*

Palavras-chave: Buckley-Leverett. Simulação numérica de reservatórios. UTCHEM.

### 1. Introdução

Com o avanço da vida produtiva de um reservatório poroso de petróleo, ocorre queda do diferencial de pressão entre os limites do reservatório e os poços produtores devido às forças capilares e viscosas que se contrapõem ao fluxo, e também ao esgotamento da energia natural dos mecanismos de produção primária. Para contornar tal problema na retirada do óleo, pode-se investir em técnicas artificiais de recuperação do petróleo que reduzem a queda do diferencial de pressão. Entre tais métodos, encontra-se a injeção de água no reservatório, que se dá através de poços perfurados em posições estratégicas e que permitem aumento da recuperação do óleo contido no reservatório.

Para modelar de forma simplificada o efeito da injeção de água e produção de óleo, pode se utilizar a teoria de Buckley-Leverett (1942), que permite a análise do fluxo unidimensional e bifásico em um meio poroso. A teoria considera que o fluxo é linear e horizontal; sendo água injetada no reservatório de óleo; o óleo e a água são incompressíveis e imiscíveis; os efeitos gravitacionais e de capilaridade podem vir a ser desconsiderados no modelo (FANCHI, 2006).

O modelo de Buckley-Leverett pode ser visualizado como a um pistão com vazamento (Fig. 1), onde o banco de água injetado desloca o óleo do reservatório, porém, tal deslocamento não é completo, uma saturação residual de óleo permanece nos poros já varridos pela água. Na Fig. 2 é representado a saturação de água ao longo do reservatório. Nesta figura a localização da frente de avanço da injeção de água é a informação principal. A frente de avanço separa o banco de óleo, à jusante, que está sendo deslocado do banco de água injetada à montante. Nesta posição existe uma mudança abrupta da saturação de água, saindo da saturação de água conata  $S_{wi}$ , para uma saturação da frente de avanço  $S_{wf}$ . Atrás da frente de avanço a saturação de água aumenta gradativamente desde  $S_{wf}$  até seu valor máximo  $1 - S_{or}$ , o qual ocorre no poço injetor. O método gráfico de Welge permite determinar valores médios da saturação de água  $S_{wfm}$  e de óleo  $S_{om}$  na região invadida. Na Fig. 2 é mostrado ainda a saturação para três instantes de tempos diferentes  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$ , com isso pode se concluir que para tempos longos de injeção  $S_{wfm}$  aumenta

e  $S_{om}$  diminui. Teoricamente, para “tempos infinitos” todo o meio poroso seria varrido, entretanto desde uma perspectiva técnica e econômica isso é inviável.

Após um determinado tempo de injeção de água, pode-se ter o início da produção deste fluido num evento conhecido como *breakthrough*. Tal acontecimento também pode ser previsto pelo modelo proposto e é de grande importância na indústria petrolífera pois dependendo da quantidade de água produzida (corte de água), a continuidade da produção em determinado poço pode ser inviável do ponto de vista financeiro e operacional.

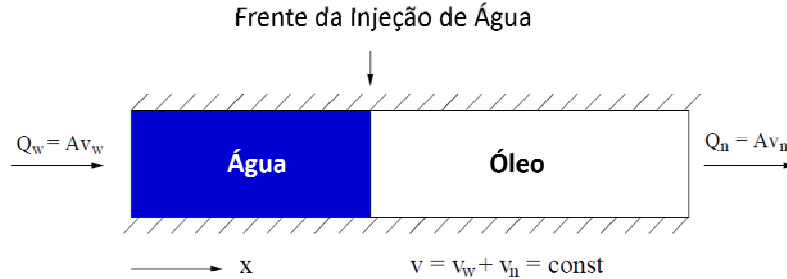


Figura 1: Representação esquemática do problema de Buckley-Leverett (CAO, 2007).

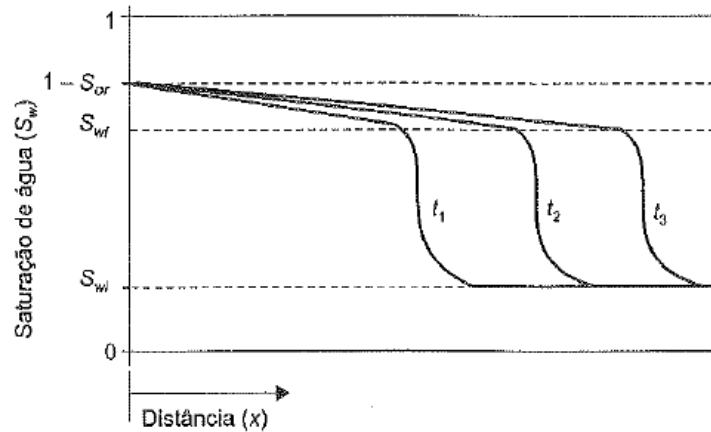


Figura 2: Curvas de saturação de água versus distância para diferentes tempos de injeção (ROSA, 2006).

## 2. Metodologia

Através do *software* acadêmico UTCHEM – *University of Texas Chemical Compositional Simulator*, versão 9.82, modelou-se o fluxo bifásico de água e óleo num meio poroso. Todos os dados do problema são reunidos em um arquivo do formato de texto (\*.txt), numa determinada sintaxe exigida pelo programa. Os dados iniciais deste artigo são provenientes de um arquivo exemplo do *software*. Os dados foram posteriormente alterados tanto no arquivo de texto quanto na janela operacional do *software* para verificar o efeito de tais mudanças na recuperação de óleo. Os dados de recuperação de óleo foram traçados versus o tempo, sendo assim analisados.

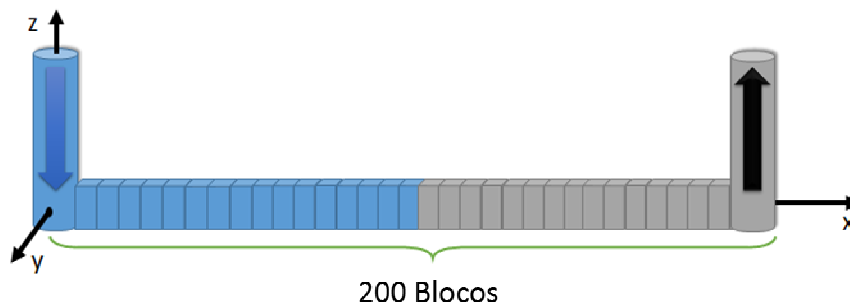


Figura 3: Esquema do reservatório 1D e a discretização espacial utilizada.

Para a modelagem do problema analisado neste artigo, utilizou-se um malha 1D, com 200 blocos na malha na direção  $x$ , e apenas 1 bloco na direção  $y$  e  $z$ , como é esquematizado na Fig. 3. O poço injetor

está localizado no bloco de coordenada (1,1,1) e o produtor, em (200,1,1). Os blocos da aresta tem comprimento 0,01 pé em  $x$ , e 0,1 pé em  $y$  e  $z$ . Os raios dos poços produtor e injetor são iguais a 0,5 pé. O modelo utilizado para os poços é o de Peaceman.

Para os poços injetor e produtor são considerados as seguintes informações:

- Não há nenhum controle sobre os limites de frequência ou de pressão e nenhum fechamento automático para o injetor de restrição pressão;
- Pressão Mínima de fluxo no fundo do poço = 0 psi;
- Pressão Máxima de fluxo no fundo do poço = 5.000 psi;
- Vazão total Mínima = 0 ft<sup>3</sup>/d;
- Vazão total Máxima para o poço injetor = 1.000 ft<sup>3</sup>/d;
- Vazão total Máxima para o poço produtor = 50.000 ft<sup>3</sup>/d;
- Taxa de injeção de água: 0,0125 ft<sup>3</sup>/d;
- Pressão do fundo do poço de produção = 14,7 psi.

Para o sistema rocha-fluido tem-se que a porosidade é constante em todo o reservatório tendo valor de 20 %. A permeabilidade é isotrópica e vale 500 mD. A saturação inicial da água é de 20 %. A viscosidade do óleo e da água são 3cp e 1cp, respectivamente. A densidade da água é de 0,439, e do óleo 0,315. A rocha do reservatório é molhada preferencialmente pela água, mas os efeitos de capilaridade e gravitacionais não são modelados. Os fluidos analisados – água e óleo – são incompressíveis e imiscíveis.

As equações que governam o fluxo de fluidos no meio poroso são apresentadas a continuação.

### Equação da continuidade e a lei de Darcy

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \bar{C}_k \rho_k) + \bar{\nabla} \cdot \left[ \sum_{\ell=1}^{n_p} (C_{k\ell} \bar{u}_\ell - \bar{D}_{k\ell}) \right] = R_k \quad (1)$$

sendo  $\phi$ , a porosidade;  $\bar{C}_k$  é o volume da fase  $k$  por unidade de volume poroso;  $\rho_k$  é a massa específica do componente  $k$ ;  $n_p$  é o número de fases presentes no sistema;  $u_\ell$  é a componente do fluxo darciano;  $D_{k\ell}$  é um termo que expressa a difusão molecular e  $R_k$  é um termo que combina todas as taxas relacionadas a um componente (taxa de injeção e taxa de reação) (UTCHEM, 2000).

### Equação da pressão (para uma fase 1)

$$\phi C_T \frac{\partial P_1}{\partial t} + \bar{\nabla} \cdot \vec{k} \cdot \lambda_{rTc} \bar{\nabla} P_1 = -\bar{\nabla} \cdot \sum_{\ell=1}^{n_p} \vec{k} \cdot \lambda_{r\ell c} \bar{\nabla} h + \bar{\nabla} \cdot \sum_{\ell=1}^{n_p} \vec{k} \cdot \lambda_{r\ell c} \bar{\nabla} P_{c\ell 1} + \sum_{k=1}^{n_{cv}} Q_k \quad (2)$$

onde  $P_1$  é a pressão da fase 1;  $C_T$  é a compressibilidade total,  $k$  é o tensor permeabilidade;  $Q_k$  é a vazão de injeção/produção;  $h$  é a profundidade vertical;  $n_{cv}$  é o número total de componentes que ocupam algum volume.  $\lambda_{r\ell c}$  e  $\lambda_{rTc}$ , mobilidade relativa total (UTCHEM, 2000), são dados por

$$\lambda_{r\ell c} = \frac{k_{r\ell}}{\mu_\ell} \sum_{k=1}^{n_{cv}} \rho_k C_{k\ell} \quad (3)$$

$$\lambda_{rTc} = \sum_{\ell=1}^{n_p} \lambda_{r\ell c} \quad (4)$$

### Equação do fluxo fracionário

O fluxo fracionário de água  $f_w$  é a vazão de água  $q_w$  em relação à vazão total de fluidos  $q_t$  sendo produzidos. Por sua vez, esta pode-se ser expressa em função de parâmetros do sistema rocha-fluido resultando na Eq. (5)

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 + \frac{0.001127k k_{ro} A}{\mu_o} \left[ \frac{\partial p_c}{\partial x} - 0.4335 g \Delta \gamma \sin \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (5)$$

onde  $f_w$  é o fluxo fracionário,  $q_w$  é a vazão de água,  $q_t$  é a vazão total,  $k$  é a permeabilidade em milidarcy,  $k_{ro}$  é a permeabilidade relativa do óleo,  $k_{rw}$  é a permeabilidade relativa da água,  $A$  é a área da

seção transversal em  $ft^2$ ,  $x$  é a distância na direção do fluxo em  $ft$ ,  $P_c$  é a pressão capilar,  $g$  é a aceleração da gravidade,  $\Delta\gamma$  é a variação do peso específico da água e do óleo,  $\mu_w$  é a viscosidade da água em  $cp$  e  $\mu_o$  é a viscosidade do óleo em  $cp$ .

A equação do fluxo fracionário, Eq. (5), desprezando os efeitos da pressão capilar resulta na forma da Eq. (6)

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}^* \left( \frac{1-S_{ro}-S_w}{1-S_{wi}-S_{ro}} \right)^{n_o} \mu_w}{k_{rw} \left( \frac{S_w-S_{wi}}{1-S_{wi}-S_{ro}} \right)^{n_w} \mu_o}} \quad (6)$$

onde  $k_{rw}^*$  é a permeabilidade relativa da água na saturação residual do óleo,  $k_{ro}^*$  é a permeabilidade relativa do óleo na saturação irreduzível da água,  $n_o$  é o expoente Corey para a permeabilidade relativa do óleo,  $n_w$  é o expoente Corey para a permeabilidade relativa da água,  $S_w$  é a saturação de água,  $S_{wi}$  é a saturação irreduzível da água,  $S_{ro}$  é a saturação residual do óleo.

### Equação da saturação da água em relação ao tempo

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = - \frac{q_t}{A\phi} \frac{df_w}{dS_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} \quad (7)$$

onde  $f_w$  é o fluxo fracionário,  $A$  é a área da seção transversal,  $S_w$  é a saturação de água,  $q_t$  é a vazão total,  $t$  é o tempo,  $x$  é a distância da frente de água e  $\phi$  é a porosidade.

### Equação da frente de água

$$x_{S_w} = \frac{V_{inj}}{A\phi} \left( \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} \quad (8)$$

onde  $f_w$  é o fluxo fracionário,  $A$  é a área da seção transversal aberta ao fluxo,  $S_w$  é a saturação de água,  $x_{S_w}$  é a distância da frente de água ao ponto de injeção,  $\phi$  é a porosidade e  $V_{inj}$  é o volume de água injetado.

### Volume acumulado de óleo

Antes do *breakthrough*

$$N_P = \frac{V_P(S_o - \bar{S}_o)}{B_o} \quad (9)$$

Após o *breakthrough*

$$N_P = \frac{V_P[S_o - (1 - \bar{S}_w)]}{B_o} \quad (10)$$

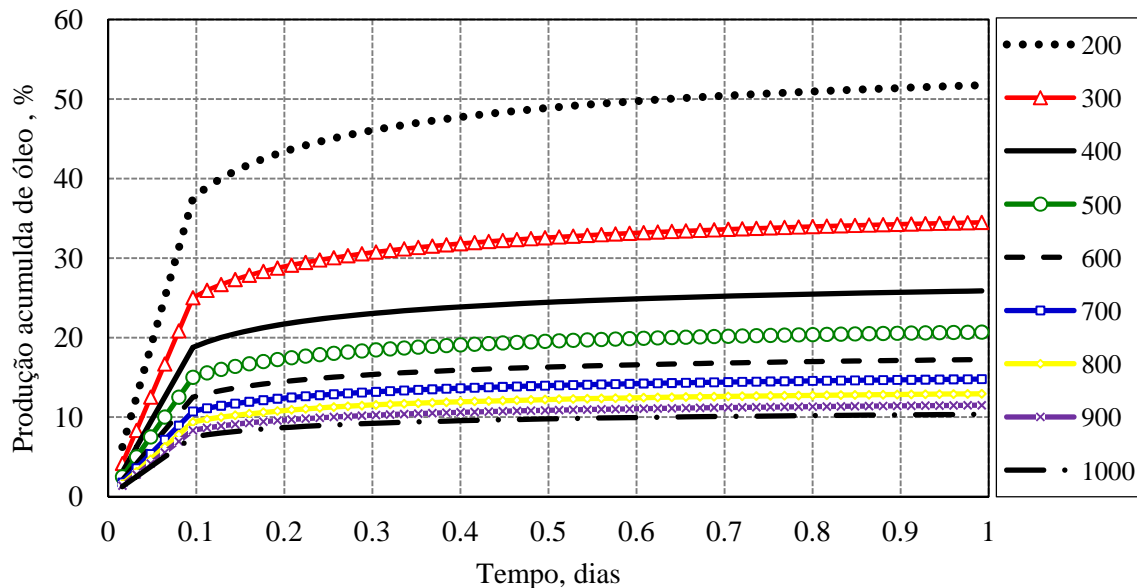
onde  $N_P$  é o volume produzido acumulado de óleo,  $V_P$  é o volume poroso da rocha,  $S_o$  é a saturação de óleo,  $S_w$  é a saturação de água e  $B_o$  é o fator volume de formação do óleo.

## 3. Resultados e discussões

Analisou-se através do *software* UTCHEM a influência de algumas propriedades relacionadas à discretização, aos fluidos, formação e ao modelo numérico na produção acumulada de petróleo. As variáveis modificadas foram número de blocos, permeabilidade relativa, porosidade, saturação inicial da água e taxa de injeção da água. Os resultados apresentados a continuação.

### 3.1. Influência do grau de refinamento da malha

O número de blocos inicial para a modelagem foi de 200. Para efeitos de comparação, tal número foi modificado para 300, 400, 500, 600, 700, 800, 900 e 1000 blocos. Os resultados são apresentados na Fig. 4, onde percebe-se que com aumento do número de blocos da malha a produção acumulada de óleo foi reduzida. Isto é explicado porque há um aumento na precisão da solução do problema, que é proporcional ao maior número de elementos utilizado.



**Figura 4:** Produção acumulada para diferentes graus de refinamento da malha.

### 3.2. Influência da permeabilidade relativa do óleo

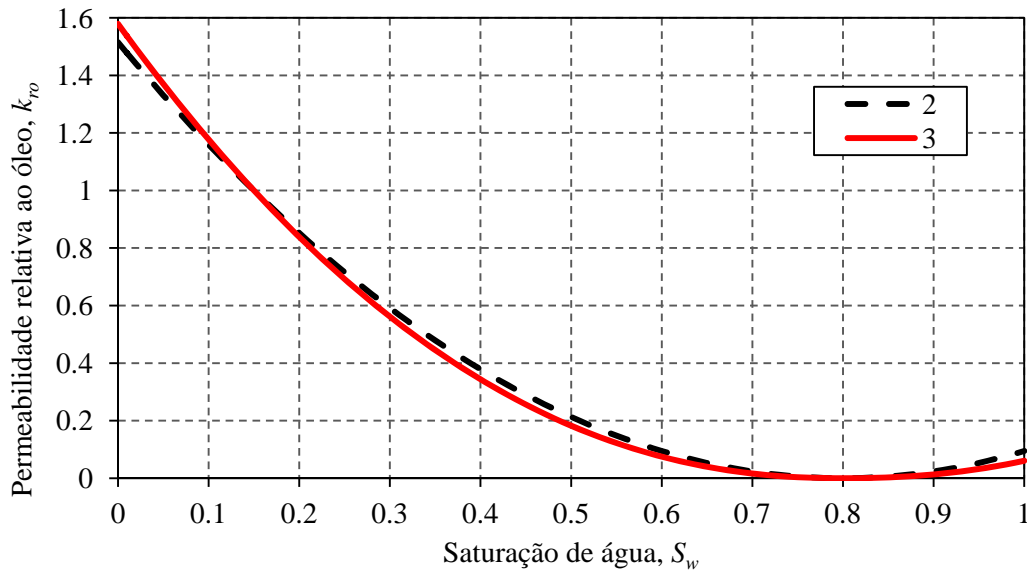
No *software* UTCHEM, a permeabilidade relativa tanto do óleo como da água é governada pelo modelo de Corey, segundo Eq. (11)

$$k_{ro}(S_w) = k_{ro,cw} \left( \frac{1-S_w-S_{or}}{1-S_{cw}-S_{or}} \right)^{n_o} \quad (11)$$

onde  $k_{ro}$  é a permeabilidade relativa do óleo;  $k_{ro,cw}$  é um parâmetro conhecido como *endpoint*;  $S_w$  é a saturação da água;  $S_{or}$  é a saturação residual do óleo;  $S_{cw}$  é a saturação de água conata e  $n_o$  é o expoente Corey.

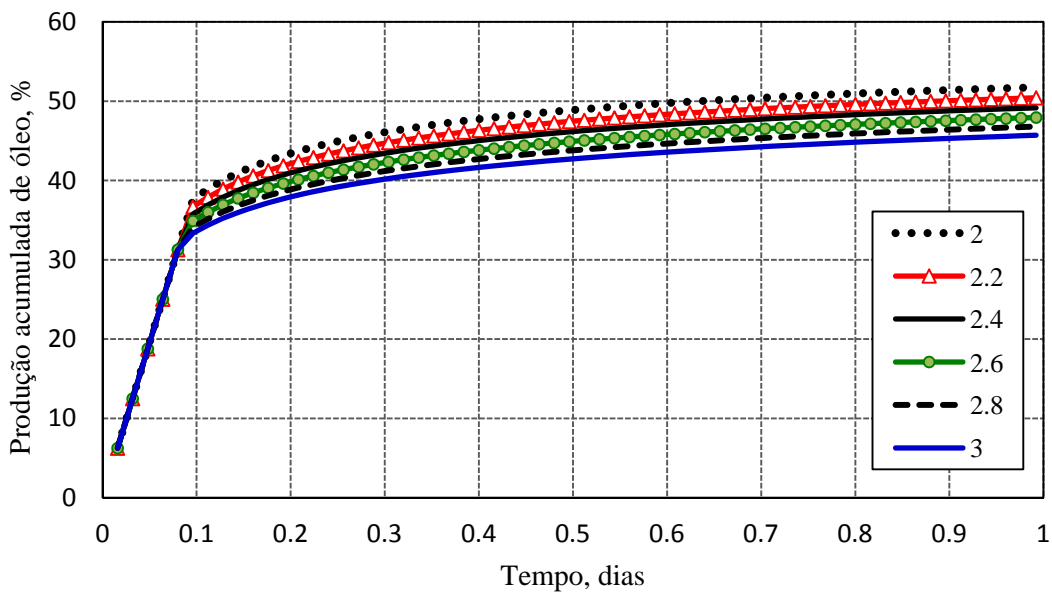
A permeabilidade relativa foi modificada a partir da alteração dos expoentes Corey do óleo. O valor inicial do expoente Corey relativo ao óleo era 2. Para efeitos de comparação, tal número foi modificado para 2,2; 2,4; 2,6; 2,8 e 3.

A Fig. 5 mostra o gráfico da permeabilidade relativa ao óleo variando com a saturação de água usando o modelo de Corey, assim como a influência desse expoente nas curvas. Nota-se que o modelo é apenas uma aproximação, uma vez que  $k_{ro}$  é definido apenas de zero à um, ao contrário dos valores mostrados no gráfico que são maiores do que 1 para valores de  $S_w$  menores que 0,15.



**Figura 5:** Influência do expoente de Corey na permeabilidade relativa ao óleo com  $k_{ro,cw} = 1$ ,  $S_{or} = 0,2$  e  $S_{cw} = 0,15$ .

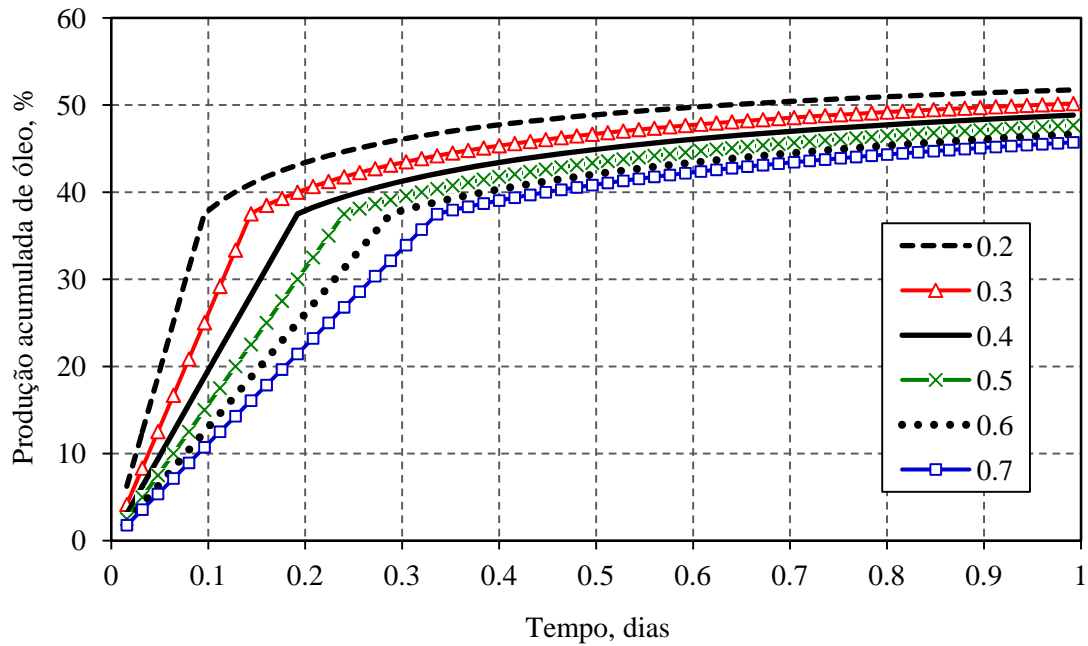
Os resultados da influência deste expoente na produção acumulada de óleo podem ser vistos na Fig. 6. Com o aumento do expoente de Corey do óleo, ocorre a redução da permeabilidade relativa ao óleo para saturações da água maior que 0,15 (Fig. 5) e consequente redução da produção acumulada de óleo.



**Figura 6:** Produção acumulada para diferentes valores da permeabilidade relativa ao óleo.

### 3.3. Influência da porosidade da formação

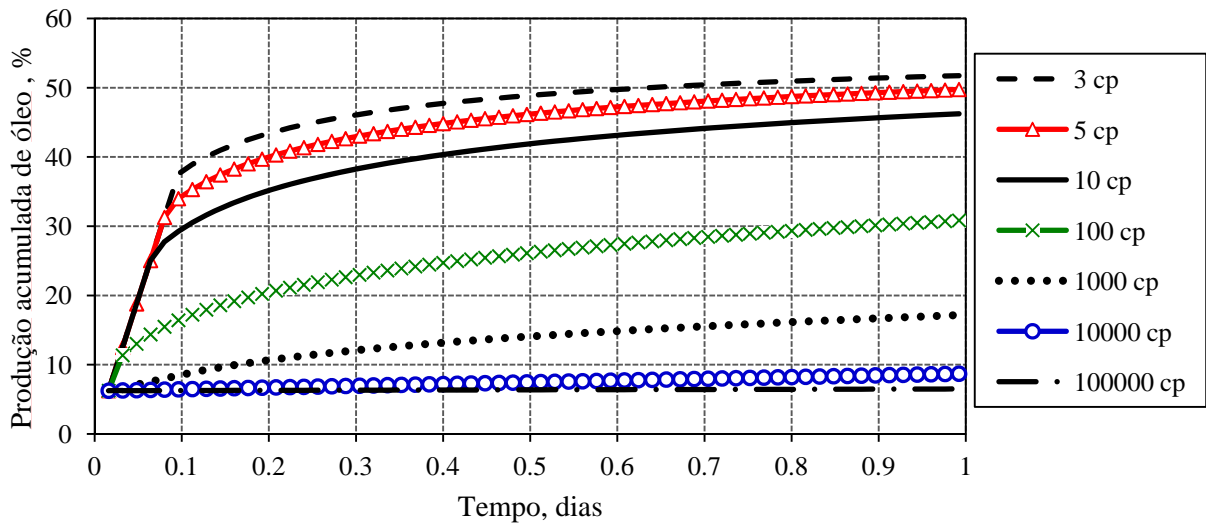
A porosidade também foi modificada utilizando-se valores de 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6 e 0.7. Os resultados desta alteração na produção acumulada podem ser vistos na Fig. 7. O aumento da porosidade acarretou em diminuição da produção acumulada de óleo. Isso se deve ao fato de que ocorreu alteração somente no valor da porosidade, a permeabilidade não foi alterada. Desta forma, o aumento da porosidade significou o aumento de poros sem conectividade e consequente aumento do óleo residual, influenciando negativamente a produção acumulada.



**Figura 7:** Produção acumulada para reservatórios de diferente porosidade.

### 3.4. Influência da viscosidade do óleo

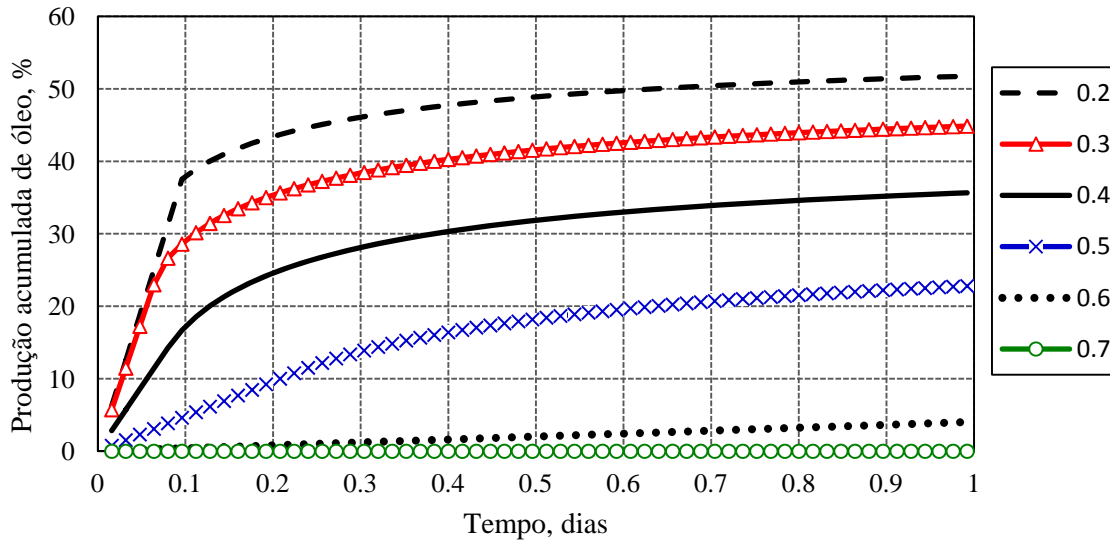
Diversos valores de viscosidade do óleo foram considerados 3 cP, 5cP, 10 cP, 100 cP, 1.000 cP, 10.000 cP e 100.000 cP. Os resultados podem ser vistos na Fig. 8. Com o contínuo aumento da viscosidade, a produção acumulada de óleo se reduz. Isso se deve ao fato de que a mobilidade de um fluido é definida como a razão entre a permeabilidade efetiva desse fluido e sua viscosidade nas condições de reservatório. Aumentando-se, portanto, a viscosidade, diminui-se a mobilidade do óleo, dificultando-se assim o fluxo e recuperação do mesmo.



**Figura 8:** Produção acumulada para diferentes viscosidades do óleo deslocado.

### 3.5. Influência da saturação inicial da água

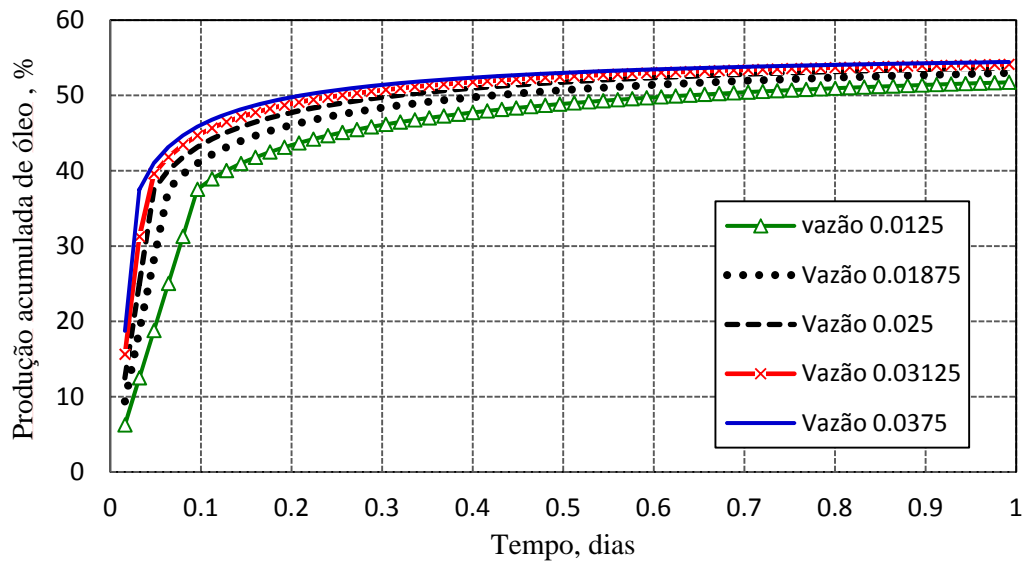
Inicialmente a saturação inicial da água era 20 %. Para efeitos de comparação, tal número foi modificado para 30 %, 40 %, 50 %, 60 % e 70 %. Os resultados podem ser vistos na Fig. 9. Com o aumento do valor da saturação inicial de água, a produção acumulada de óleo foi reduzida. Como o óleo residual é uma quantidade de volume fixo, quanto mais próximo a saturação inicial de água estiver deste valor, menor será a produção acumulada de óleo.



**Figura 9:** Produção acumulada para diversos níveis de saturação inicial de água no reservatório.

### 3.6. Influência da taxa de injeção de água

Inicialmente a taxa de injeção de água era  $0.0125 \text{ ft}^3/\text{d}$ . Para efeitos de comparação, tal número foi modificado para  $0.01875 \text{ ft}^3/\text{d}$ ,  $0.025 \text{ ft}^3/\text{d}$ ,  $0.03125 \text{ ft}^3/\text{d}$  e  $0.0375 \text{ ft}^3/\text{d}$ . Os resultados podem ser vistos na Fig. 10. Com o aumento da taxa de injeção de água ocorreu o aumento da produção acumulada de óleo. Isso se deve ao consequente aumento da pressão no reservatório.



**Figura 10:** Produção acumulada para diversas vazões de injeção de água.

## 4. Considerações finais

Apesar de ser um modelo simplificado, a teoria de Buckley-Leverett tem sido muito utilizada por apresentar solução analítica válida para as restrições impostas na sua derivação. Com a utilização da modelagem numérica apresentada neste trabalho, foi obtido soluções rápidas para o fluxo bifásico em meio poroso submetido a diversas condições. As variáveis de entrada analisadas pelo trabalho, em geral, influenciaram no comportamento do modelo e na recuperação do óleo.

O UTCHEM foi utilizado com êxito para simular numericamente o fluxo 1D estudado, possibilitando a verificação das mudanças causadas pela alteração das propriedades do modelo.



## Referências bibliográficas

CAO, Y.; Eikemo, B.; Helmig, R.: *Fractional flow formulation for two-phase flow in porous Media*. Stuttgart, 2007. Universität Stuttgart.

FANCHI, J. R.: *Principle of applied reservoir simulation*, 3rd Edition. Amsterdam; Boston: Gulf Professional Pub., 2006.

GARCÍA, O. C. C.; Fontoura, S. A. B.: Modelagem sísmica em arenitos: efeito da dispersão da velocidade e do tipo de fluido. Rio de Janeiro, 2008. 167p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

GATES, I. *Waterflooding: theory and practical considerations*. Canada, University of Calgary.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. Engenharia de reservatórios de petróleo – Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras, 2006.

ROMERO, O. J. Modelagem e simulação de reservatórios: aspectos gerais, 05 de mai. de 2014. 10 f. Notas de Aula.

UTCHEM. User's guide for UTCHEM-9.0: a three-dimensional chemical flood simulator. Austin, TX; 2000.