



IBP1084_06

DESENVOLVIMENTO DE UMA INTERFACE GRÁFICA PARA ANÁLISE DO FLUXO BIFÁSICO 1D EM MEIOS POROSOS

Renzo R. F. Mimbela¹, Adolfo P. Pires²

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

A capacidade de armazenamento e produção de petróleo de um reservatório depende principalmente das características do sistema rocha-fluido. A compreensão dos mecanismos que comandam o movimento dos fluidos no interior do meio poroso é de fundamental importância para a correta previsão da produção de óleo de uma jazida. As principais ferramentas utilizadas são a simulação numérica de reservatórios e os métodos analíticos que são desenvolvidos para melhorar o entendimento e a sensibilidade do engenheiro em relação à simulação. Na primeira parte deste trabalho serão apresentadas as equações necessárias para simular o comportamento do fluxo unidimensional bifásico imiscível no meio poroso. Na segunda parte deste artigo serão tratados aspectos relacionados com a utilização de GUIs (interface gráficas) e a sequência utilizada para gerá-la no ambiente MATLAB. Mostram-se também os algoritmos básicos para obter os resultados dos problemas descritos que serão visualizados graficamente, com ênfase para a presença de uma onda de choque e a distribuição da saturação em função da velocidade. No final será mostrada uma análise avaliando a sensibilidade dos resultados a alguns parâmetros, utilizando esta interface gráfica, para diferentes valores de razão de mobilidade.

Abstract

The final recovery of a reservoir is strongly dependent on the rock-fluid system characteristics. The evaluation of production profiles is based on the flow equations describing fluid saturations and pressures in porous media. The most used tool for the prediction of oil and water production against time, for example, is numerical simulation. There are also analytical methods, very useful for sensitivity analysis before full field simulation, which is much more time consuming. The first part of this paper presents the mathematical model for one dimensional two-phase immiscible flow in porous media. In the second part some aspects related to the use of GUIs (graphical interfaces) are discussed and the sequence necessary to generate them in MATLAB is shown. The algorithms created to solve the problem are presented together with some specific cases showing the shock curves and saturations profiles of the solution. Finally, some runs changing mobility parameters are made, through the use of the graphical interface, to evaluate the impact of each one in final recovery.

1. Introdução

Um dos objetivos principais da indústria de petróleo é aumentar a recuperação de hidrocarbonetos de forma econômica. Denomina-se recuperação primária a recuperação de óleo através de mecanismos naturais, tais como gás em solução, influxo de água, capa de gás ou drenagem gravitacional. Recuperação secundária refere-se a técnicas como injeção de gás ou água, as quais objetivam, em parte, a manutenção da pressão do reservatório. Por último, recuperação terciária é qualquer técnica aplicada após a recuperação secundária. Neste trabalho implementou-se a programação através de GUI (Marchand e Thomas, 2005) para a análise de um método de recuperação secundária, injeção de água, podendo ser extrapolado também para estudos de métodos terciários de recuperação.

¹ Doutorando, Engenharia de Reservatório e de Exploração – UENF/LENEP

² Professor, Engenharia de Reservatórios – UENF/LENEP

A capacidade de armazenamento e produção de petróleo de um reservatório depende principalmente das características do sistema rocha-fluido. A compreensão dos mecanismos que comandam o movimento dos fluidos no interior do meio poroso é de fundamental importância para a correta previsão da produção de óleo de uma jazida. A principal ferramenta utilizada é a simulação numérica de reservatórios e os métodos analíticos que são desenvolvidos para melhorar o entendimento e a sensibilidade do engenheiro em relação à simulação.

Na primeira parte deste trabalho serão apresentadas as equações necessárias para simular o comportamento do fluxo bifásico imiscível no meio poroso. Também será mostrado um modelo teórico de injeção de água considerando reservatório homogêneo, fluido incompressível e desprezados os efeitos capilares. Para compreensão deste modelo faz-se necessário o entendimento das propriedades das rochas e dos fluidos percolados em seus poros. Na segunda parte deste artigo serão tratados aspectos relacionados com a utilização de GUIs (interface gráficas) e a sequência utilizada para gerá-la no ambiente MATLAB. Mostram-se também os passos básicos para a obtenção dos resultados dos problemas descritos para diferentes valores de permeabilidades e razão de mobilidade correspondente a diferentes fluxos fracionários.

2. Considerações Teóricas

A injeção de água é classificada como um método secundário de recuperação de petróleo cujo objetivo é, em parte, manter a pressão do reservatório. A principal finalidade deste método é o deslocamento de óleo. O caso específico de deslocamento unidimensional de óleo por água foi resolvido primeiramente por Buckley e Leverett em 1942 (Craig, 1971; Lake, 1989). Apesar de ser um método aplicado há muito tempo, a injeção de água ainda é o mais utilizado em todo o mundo, devido à facilidade com que pode ser implementado e aos seus ótimos resultados, pois permite aumentar o fator de recuperação associado a um baixo custo.

2.1. Fórmula de Corey para Cálculo da Permeabilidade Relativa

Este modelo foi utilizado na elaboração do GUI. As permeabilidades relativas são descritas pelas seguintes fórmulas:

$$\begin{aligned} k_{rw} &= A(s - s_{wi})^B \\ k_{ro} &= C(1 - s_{or} - s)^D \end{aligned} \quad (1)$$

Na Equação 1, s é a saturação de água e os coeficientes A e B correspondem aos valores das permeabilidades relativas nos pontos terminais (água irreductível e óleo residual) (Bedrikovetsky, 1993).

2.2. Equação do Fluxo Fracionário

Denomina-se fluxo fracionário de um fluido a relação entre a velocidade deste fluido e a velocidade total (Smith e Cobb, 2002):

$$f_{\pi}(s) = \frac{u_{\pi}}{U} \quad (2)$$

Na Equação 2, π representa a fase (óleo ou água, neste problema), s é a saturação da fase de referência, u é a velocidade da fase e U indica a velocidade total, calculada através da soma das velocidades de cada fase.

A lei de Darcy é utilizada para o cálculo da velocidade de cada fase. Desprezando os efeitos capilares, as pressões nas fases são as mesmas. Logo:

$$\begin{aligned} u_{\pi} &= -\frac{kk_{r\pi}(s)}{\mu_{\pi}} \left(\frac{\partial p}{\partial x} - \rho_{\pi} g \sin \alpha \right) \\ U = u_o + u_w &= -k \left(\frac{k_{rw}(s)}{\mu_w} + \frac{k_{ro}(s)}{\mu_o} \right) \frac{\partial p}{\partial x} + g \cdot \sin \alpha \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} \rho_w + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \rho_o \right) \end{aligned} \quad (3)$$

Na Equação 3, ρ indica a massa específica da fase, g é a aceleração da gravidade e α representa o ângulo formado entre o reservatório e a horizontal.

A partir da Equação 2 e da Equação 3 é possível determinar a expressão para o fluxo fracionário da água:

$$f = \frac{\frac{k_{rw}(s)}{\mu_w}}{\frac{k_{rw}(s)}{\mu_w} + \frac{k_{ro}(s)}{\mu_o}} \left[1 - \frac{k_{ro}(s)}{\mu_o U} \cdot (\rho_w - \rho_o) \cdot g \cdot \sin \alpha \right] \quad (4)$$

Também pode-se avaliar a influência de diferentes parâmetros no resultado final de um processo bifásico imiscível em um meio poroso linear com a utilização da Equação 4.

2.3. Propriedades do Reservatório que Alteram a Curva de Fluxo Fracionário

Para a obtenção de uma elevada eficiência de varrido e conseqüentemente uma eficiente injeção de água, busca-se que a fração de água escoando em qualquer ponto do reservatório seja minimizada, ou seja, os menores valores possíveis do fluxo fracionário de água para valores fixos de saturações deste fluido (Craig, 1971; Smith e Cobb, 2002). Em função disso é possível analisar a Equação 4 para determinar os efeitos que as diferentes propriedades dos reservatórios têm na eficiência de varrido.

Em saturações específicas, a permeabilidade efetiva à água, k_w , será pequena em uma rocha molhável à água e será maior em rochas molháveis ao óleo. De acordo com a Equação 4, para uma rocha molhável à água os valores baixos da permeabilidade relativa à água geram um valor baixo de f . O caso inverso acontece para uma rocha molhável ao óleo.

Quando a injeção de água é feita num reservatório com inclinação significativa, a magnitude desta e a direção da injeção pode ter uma considerável influência na recuperação de óleo. Como se observa na Equação 4 no termo $\Delta \rho \sin \alpha$, quanto o sinal é positivo o efeito será de minimizar o valor de f ($0 < \alpha < 180$, injeção no topo para o caso em que a densidade da água é maior).

Melhores recuperações de petróleo resultam da diminuição da mobilidade da água k_w/μ_w , ou do aumento da mobilidade do óleo, k_o/μ_o . As permeabilidades efetivas ao óleo e à água são afetadas primeiramente pelas saturações dos fluidos existentes no reservatório. O processo de deslocamento do óleo pode ser maximizado aumentando a viscosidade da água ou diminuindo a do óleo, resultando num menor valor de f . A viscosidade da água pode ser aumentada através da adição de polímero à água. A viscosidade do óleo pode ser diminuída utilizando diferentes processos térmicos, como por exemplo injeção de vapor.

A vazão afeta o resultado dependendo da direção de injeção da água, de baixo para cima ou de cima para baixo. Considerando que o principal objetivo é o de minimizar f , fica claro a partir da análise da Equação 4 que um baixo valor de U é desejado se a água está sendo injetada no topo do reservatório, por exemplo.

2.4. Equação de Buckley-Leverett

A partir da conservação do volume de água e da aplicação da lei de Darcy, é possível obter a seguinte equação diferencial parcial hiperbólica:

$$\phi \frac{\partial s}{\partial t} + U \frac{\partial f(s)}{\partial x} = 0 \quad (5)$$

A Equação 5 pode ser resolvida utilizando o método das características. Para a solução deste tipo de problema que apresenta uma descontinuidade na origem (problema de Riemann) é introduzida uma variável autosimilar, que permite transformar o problema de duas variáveis (x, t), em um problema de apenas uma variável $\xi = x/t$. A solução deste problema é bastante conhecida e é composta por segmentos contínuos (ondas de rarefação), descontinuidades (ondas de choque) e estados constantes.

3. Metodologia

Para o desenho da interface gráfica foi utilizado o ambiente de desenvolvimento MATLAB, utilizando o aplicativo GUI (Marchand e Thomas, 2005). Nesta seção serão apresentados os principais códigos programados para

gerar os cálculos que permitem obter os principais resultados. A janela principal da interface juntamente com os dados de entrada a trabalhar são mostrados na Figura 1.

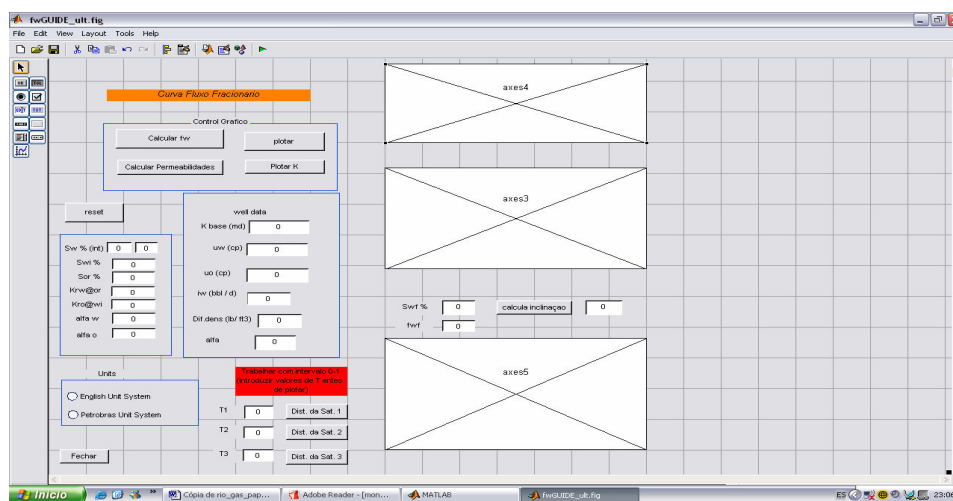


Figura 1. Janela de desenho do aplicativo GUIs em MATLAB mostrando a estrutura de cálculo implementada

Na Figura 1 pode ser vista a distribuição dos dados de entrada correspondente aos dois grupos de dados. Esses valores de entrada são conhecidos no código de programação como "callbacks", os outros botões tipo "push-button" são conhecidos como "callbacks" executáveis, que neste caso fazem os cálculos ou os gráficos correspondentes.

A implantação dos cálculos segue a seguinte seqüência:

- Calcular as curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo;
- Calcular a curva de fluxo fracionário;
- Calcular a velocidade da frente de choque e a distribuição das saturações para diferentes tempos.

A primeira parte de aplicação da interface é feita através do cálculo das permeabilidades relativas. Os "call funtions" necessários para este cálculo se encontram na caixa do lado esquerdo na interface. No momento de criar um "edit box" na área de desenho no GUI, é gerada também a função "callback" no código, que permite definir atributos de valores de entrada. Os valores de entrada para este cálculo são os parâmetros necessários para os cálculos das permeabilidades relativas do modelo adotado (pontos terminais e expoentes). As funções "callback" de cálculo e manuseio dos valores de entrada encontram-se na caixa mostrada na parte superior ("Calcular permeabilidades" e "Plotar k"), que geram funções "callback" onde se introduziram os códigos para o cálculo das permeabilidades relativas aplicando a Equação 1.

Após o cálculo das curvas de permeabilidade relativa a curva de fluxo fracionário é calculada com o auxílio da Equação 4, programada na função "callback" correspondente ao botão "Calcular fw" e desenhada com a função "callback" correspondente ao botão "Plotar fw". Obviamente os dados necessários ao cálculo (densidades, inclinação do reservatórios, permeabilidade absoluta, velocidade, etc.) devem ter sido previamente alimentados.

Em seguida, a derivada da curva de fluxo fracionária é calculada numericamente, tornando possível determinar a velocidade da frente de choque e das ondas de rarefação da solução da Equação 5. Por último, a distribuição das saturações em função da posição é calculada e plotada para diferentes volumes porosos injetados.

4. Análise de Sensibilidade

Os dados de entrada comuns utilizados em todos os casos analisados foram os seguintes: $s_{wi}=0,3$, $s_{or}=0,2$, $A=1$, $B=2$, $C=1$, $D=3$, $k=1000$ mD, $q=300$ m³/d, $\Delta\rho=0,2$ g/cm³. Além disso, foram plotados os perfis de saturação após a injeção de 0,2, 0,3 e 0,4 volumes porosos.

A Figura 2 mostra duas curvas de permeabilidade relativa com diferentes pontos terminais, simulando diferentes molhabilidades de rocha. A Figura 3 apresenta as curvas de fluxo fracionário correspondentes aos dois casos, rocha molhável à água (curva vermelha) e ao óleo (curva azul). Os valores calculados pela interface são: $D=2,5130$, $f_{wbt}=0,8895$, $s_{wbt}=0,6540$, para o primeiro caso (rocha molhável à água) e $D=2,8126$, $f_{wbt}=0,8438$, $s_{wbt}=0,6000$ para o segundo caso (rocha molhável ao óleo). O subscrito *bt* corresponde ao instante de chegada da água no poço produtor e D é a velocidade da onda de choque. Os perfis de saturação após a injeção de 0,2, 0,3 e 0,4 volumes porosos de água pode ser visto na Figura 4. Conforme podemos observar, água é produzida primeiro e em maior quantidade em um reservatório molhável preferencialmente ao óleo.

A mesma análise de sensibilidade foi feita variando a viscosidade da água e do óleo. As novas curvas de permeabilidade relativa encontram-se na Figura 5. As curvas de fluxo fracionário na Figura 6 e os perfis de saturação para diferentes volumes porosos injetados na Figura 7. Neste caso, os valores das velocidades dos choques e das saturações e fluxos fracionários no instante da chegada da água no poço produtor são: $D=2,5130$, $f_{wbt}=0,8895$, $s_{wbt}=0,6540$, quando a viscosidade da água é 1 cp e a viscosidade do óleo é $0,8\text{ cp}$ e $D=3,5231$, $f_{wbt}=0,7645$, $s_{wbt}=0,5170$ quando a viscosidade da água é $0,8\text{ cp}$ e a do óleo é 5 cp . Como era de se esperar, o aumento da viscosidade do óleo piora a recuperação do mesmo por injeção de água.

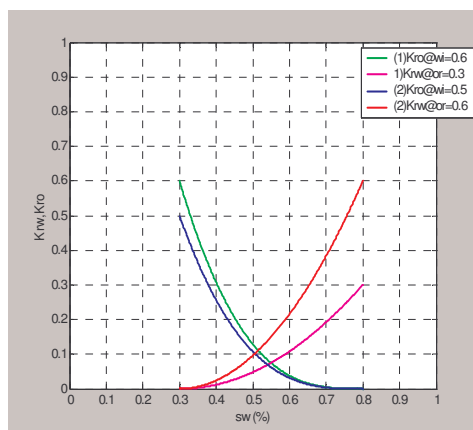


Figura 2. Curvas de permeabilidade relativa para diferentes pontos terminais

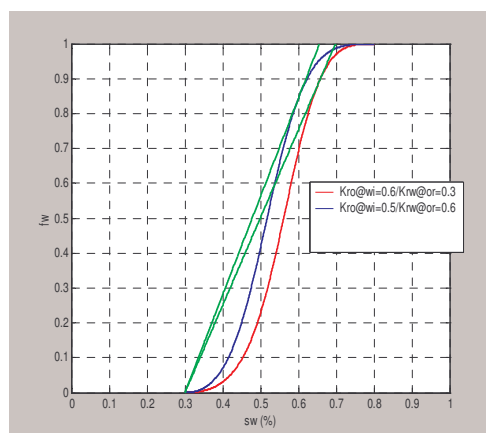


Figura 3. Curvas de fluxo fracionário para diferentes pontos terminais de permeabilidade relativa

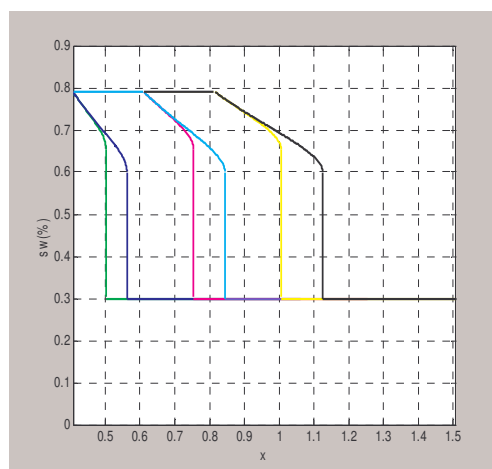


Figura 4. Perfis de saturação para três diferentes volumes porosos injetados para diferentes pontos terminais de permeabilidade relativa

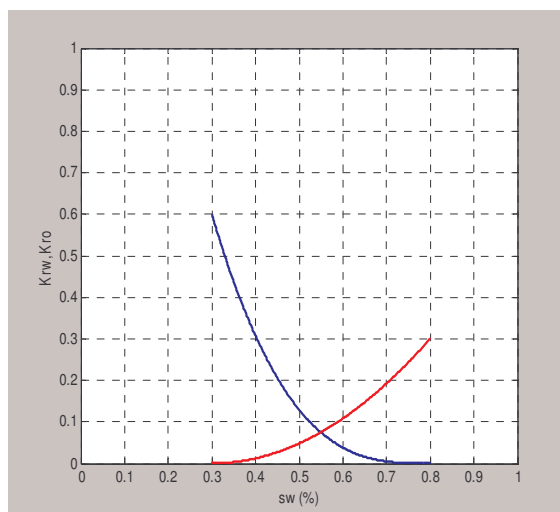


Figura 5. Curvas de permeabilidade relativa para diferentes valores de viscosidade do óleo e da água

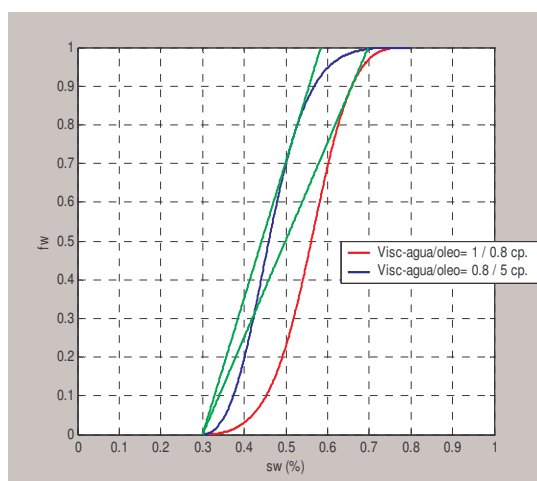


Figura 6. Curvas de fluxo fracionário para diferentes valores de viscosidade do óleo e da água

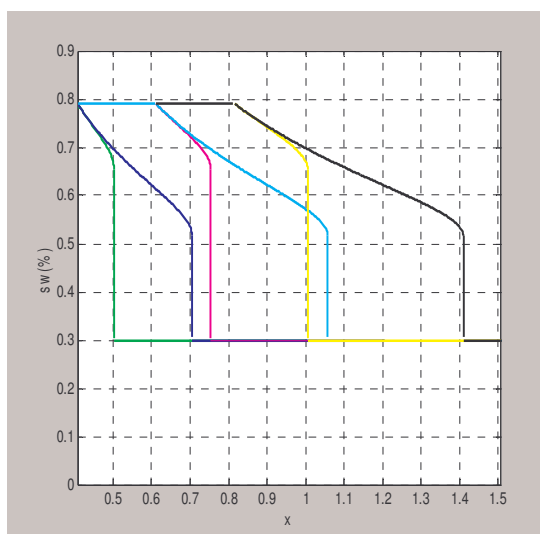


Figura 7. Perfis de saturação para três diferentes volumes porosos injetados para diferentes valores de viscosidade do óleo e da água

Por último, foi verificado o efeito da inclinação do reservatório. Os valores adotados foram reservatório horizontal e com inclinação de 30° . Os resultados encontram-se na Figura 8 (fluxo fracionário) e Figura 9 (perfis de saturação). Os resultados da velocidade do choque e dados da chegada da água são: $D=2,5130$, $f_{wbt}=0,8895$, $s_{wbt}=0,6540$, para o reservatório horizontal e $D=2,3990$, $f_{wbt}=0,9068$, $s_{wbt}=0,6780$ para o reservatório inclinado. Logo, a injeção na base do reservatório com esta velocidade de fluxo melhora a eficiência da recuperação de petróleo.

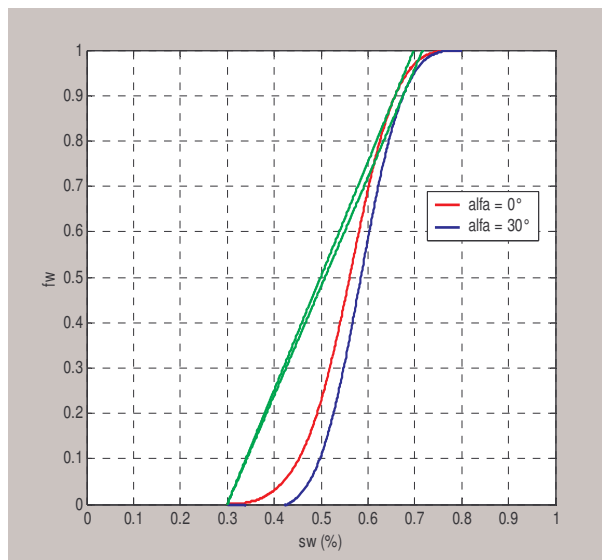


Figura 8. Curvas de fluxo fracionário para diferentes valores de inclinação de um reservatório

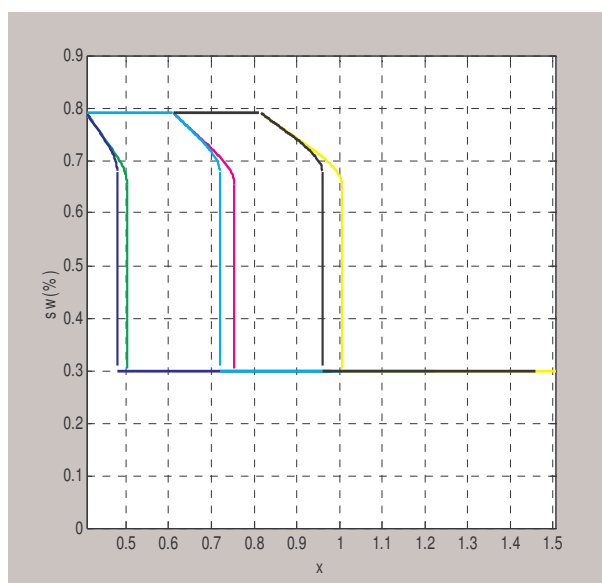


Figura 9. Perfis de saturação para três diferentes volumes porosos injetados para diferentes valores de inclinação de um reservatório

5. Conclusões

Neste trabalho foi apresentada uma interface gráfica desenvolvida em ambiente MATLAB utilizada para resolver o problema do fluxo bifásico incompressível imiscível unidimensional em reservatórios de petróleo. A partir das leis da conservação do volume das fases água e óleo chega-se a uma equação diferencial parcial hiperbólica, cuja solução é obtida através do método das características. Após a programação da solução, foram estudados diferentes casos variando as propriedades do meio poroso e dos fluidos, com o objetivo de avaliar o impacto desses parâmetros na

recuperação do petróleo. De acordo com os resultados obtidos nas análises, é possível concluir que reservatórios molháveis à água apresentam maiores fatores de recuperação em comparação aos molháveis ao óleo. Além disso, reservatórios portadores de óleo mais viscoso não são os mais adequados ao emprego de injeção de água como método de recuperação secundária. Por último, foi constatado que a injeção de água em reservatórios inclinados pode ser benéfica para o aumento da recuperação de petróleo, quando comparada a um reservatório horizontal.

Como conclusão final recomenda-se a utilização de interface gráficas para análise de sensibilidade em problemas deste tipo, evitando-se o uso de simuladores numéricos devido ao seu alto custo do ponto de vista computacional.

6. Agradecimentos

Renzo Mimbela gostaria de agradecer à Agência Nacional de Petróleo pelo auxílio financeiro ao seu trabalho de doutorado.

7. Referências

- BEDRIKOVETSKY, P. G. *Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery*, Kluwer Academic Publishers, 1993.
CRAIG, F. F. *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, SPE Monograph Series, 1971.
LAKE, L. W. *Enhanced Oil Recovery*, Prentice Hall, 1989.
MARCHAND, P. O., THOMAS, H. *Graphics and GUI's with Matlab*, Chapman & Hall, 2005.
SMITH, J. T., COBB, W. M. *Waterflooding*, Reinhold Publishing Corporation, 2002.