

## ANÁLISE PARAMÉTRICA DA PERMEABILIDADE E DA VISCOSIDADE EM SIMULAÇÃO DE FLUXO EM RESERVATÓRIOS

Maria Helena Melo Ferrer de Morais<sup>1</sup>,  
Ramon Barbosa Vasconcelos<sup>2</sup>,  
Lícia Mouta da Costa<sup>3</sup>,  
Leonardo José do Nascimento Guimarães<sup>4</sup>

1 Graduanda, Universidade Federal de Pernambuco – Deptº de Eng. Civil, Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, Cidade Universitária, CEP 50740-530, Recife-PE, helenaferrer@hotmail.com

2 Graduando, Universidade Federal de Pernambuco – Deptº de Eng. Civil, Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, Cidade Universitária, CEP 50740-530, Recife-PE, ramonvasc@hotmail.com

3 Pesquisadora Visitante/ANP, Universidade Federal de Pernambuco – Deptº de Eng. Civil, Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, Cidade Universitária, CEP 50740-530, Recife-PE, licia@ufpe.br

4 Professor do Deptº de Eng. Civil, Universidade Federal de Pernambuco – Deptº de Eng. Civil, Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, Cidade Universitária, CEP 50740-530, Recife-PE, leonardo@ufpe.br

**RESUMO** O comportamento de um reservatório de hidrocarbonetos pode ser previsto satisfatoriamente por meio da simulação numérica de análogos. Neste trabalho, buscou-se analisar, por meio dos resultados obtidos de simulação com o programa computacional Code\_Bright, através de uma discretização da geometria do problema pelo método de elementos finitos, o grau de dependência entre condições operacionais do reservatório (avanço da frente de água, produção acumulada de óleo e fator de recuperação) e características físicas dos materiais constituintes do reservatório (permeabilidade) e características dos fluidos contidos nele (viscosidade). A análise de tais resultados mostrou coerência com o que se observa na prática.

**Palavras-Chave:** simulação numérica, permeabilidade, viscosidade, análogo, elementos finitos.

**ABSTRACT** The behavior of a petroleum reservoir can be well foreseen through analogous numerical simulation. In this work it was attempted to determine the degree of dependence of reservoir operational conditions (advance of the water front, oil accumulated production and recuperation factor) on reservoir materials physical characteristics (permeability) and fluids characteristics (viscosity) using the simulation results obtained by the computational code CODE\_BRIGHT which made use of the problem geometry discretization by the finite element method. The results analysis had shown consistency with what is observed in practice.

**Keywords:** numeric simulation, permeability, viscosity, analogous, finite elements.

**INTRODUÇÃO** O estudo de análogos de reservatórios de hidrocarbonetos com o emprego de afloramentos de depósitos sedimentares se constitui numa ferra-

menta importante para entendimento e estimativa do comportamento de reservatórios reais com evolução diagenética semelhante. Resultando numa maior segurança e oti-

mização quanto ao plano de exploração do reservatório de petróleo.

Nesse contexto, este trabalho tem o objetivo de analisar os resultados das simulações numéricas de fluxo multifásico em meio poroso, em condições isotérmicas, do afloramento Barreira de Boqueirão. A pesquisa está inserida numa série de estudos realizados para o Projeto Análogos, desenvolvido pelos departamentos de Engenharia Civil e Geologia da Universidade Federal de Pernambuco.

O estudo pretende averiguar a relação do avanço da frente de saturação de água com a variação da permeabilidade intrínseca nos diferentes tipos de materiais constituintes. Assim como, verificar a dependência do fator de recuperação de petróleo com a alteração da viscosidade do óleo.

#### **AFLORAMENTO BARREIRA DO BOQUEIRÃO**

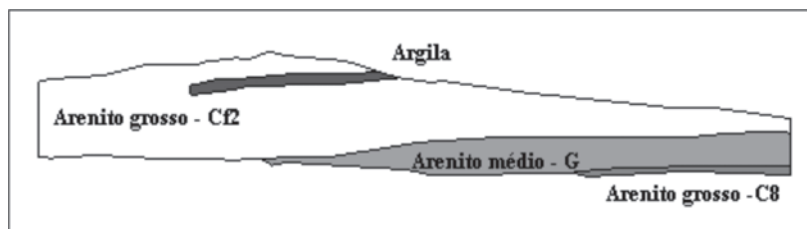
O afloramento Barreira do Boqueirão está localizado na região norte da Bacia Alagoas (estado de Alagoas), sendo formado por seqüências turbidíticas da Formação Maceió. A importância de seu estudo como análogo de reservatório de petróleo se dá pelo fato que a Formação Maceió apresenta características faciológicas semelhantes a vários reservatórios brasileiros viáveis economicamente (Lima Filho, 2002).

#### **Caracterização do Afloramento**

Uma vez disponibilizada a foto-montagem do afloramento em conjunto com os relatórios de geologia torna-se possível a representação da geometria do modelo numérico bem como a distinção das diferentes camadas de materiais considerados na simulação.

Os tipos de materiais considerados para o estudo foram a argila, o arenito rico em feldspato muito grosso a conglomerático (Cf2) e (C8) e o arenito médio a grosso (G). A localização das camadas e o detalhamento da geometria do afloramento estão ilustrados na Fig.1.

Os dados petrofísicos de permeabilidade e porosidade necessários à simulação numérica de fluxo em meio poroso, bem como, as propriedades dos fluidos, água e óleo, não foram disponibilizados nos estudos de caracterização do afloramento. Para tanto, utilizou-se dados referentes às rochas e fluidos de reservatórios brasileiros com mesma evolução diagenética. Admitiu-se que a permeabilidade vertical ( $K_v$ ) corresponde a 40% da permeabilidade horizontal ( $K_h$ ). Os valores adotados na análise do Caso Base, encontram-se listados nas tabelas 1 e 2 abaixo. Para os demais casos analisados os dados petrofísicos e características dos fluidos serão apresentados mais adiante.



**Figura 1** - Geometria e definição dos materiais.

**Tabela 1** – Propriedades petrofísicas para o caso base.

| Material       | Kh (mD) | Porosidade (%) |
|----------------|---------|----------------|
| Argila         | 0.30    | 30.0           |
| Arenito médio  | 100.0   | 25.0           |
| Arenito grosso | 50.0    | 19.7           |

**Tabela 2** – Propriedades dos fluidos para o caso base.

|                   | Água   | Óleo  |
|-------------------|--------|-------|
| Viscosidade (cp)  | 0.72   | 0.72  |
| Densidade (Kg/m³) | 1000.0 | 888.7 |

## MODELAGEM COM CODE\_BRIGHT

As equações que regem o problema THM (termo-hidro-mecânico) são as equações de continuidade (conservação de água, óleo e massa mineral que constitui a matriz sólida) e as equações constitutivas. No caso do meio poroso ser deformável, considera-se também a conservação da quantidade de movimento e em casos não-isotérmicos, considera-se a conservação da energia interna total do meio poroso.

As hipóteses básicas adotadas da formulação THM, para o caso dos problemas apresentados neste trabalho (problemas unicamente hidráulicos) são as seguintes:

- Meio poroso contendo duas fases líquidas (água e óleo) e uma fase sólida.
- Equilíbrio térmico entre as fases (problema isotérmico).
- Fases fluidas não se misturam nem reagem quimicamente.
- Incógnitas do problema hidráulico são: pressão de água ( $P_w$ ), pressão de óleo ( $P_o$ ).
- Lei de Darcy para a conservação da quantidade de movimento das fases fluidas.

A formulação THM acoplada foi implementada no programa de elementos finitos Code\_Bright (Olivella, 1995), o qual vem sendo exhaustivamente testado (Costa et al.,

2003; Santos et al, 2003; Guimarães et al., 2002; Pontes Filho et al., 2002; Santos, 2002).

As equações resolvidas nos casos analisados neste trabalho pelo Code\_Bright são:

- Conservação da massa de água:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_w \cdot S_w \cdot \phi) + \nabla \cdot (\rho_w \cdot q^w) = f^w \quad (1)$$

onde,  $\rho_w$  é a densidade da água,  $S_w$  o grau de saturação da água,  $\phi$  a porosidade,  $q^w$  o fluxo volumétrico de água, dado pela lei de Darcy e  $f^w$  é o termo fonte/sumidouro de água.

- Conservação da massa de óleo:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_o \cdot S_o \cdot \phi) + \nabla \cdot (\rho_o \cdot q^o) = f^o \quad (2)$$

onde, os termos desta equação são similares aos da equação anterior.

- Fluxo de Darcy para a água:

$$q^w = -K_w \cdot (\nabla P_w - \rho_w \cdot g) \quad (3)$$

onde,  $K_w$  é o tensor de condutividade hidráulica para a água e  $g$  é o vetor gravidade.

- Fluxo de Darcy para o óleo:

$$q^o = -K_o \cdot (\nabla P_o - \rho_o \cdot g) \quad (4)$$

onde, os termos desta equação são similares aos da equação anterior.

- Condutividade hidráulica:

$$K_{w,o} = k \frac{k_{rw,o}}{\mu_{w,o}} \quad (5)$$

onde,  $k$  é a permeabilidade intrínseca do meio poroso (não depende do fluido),  $k_{rw,o}$  é a permeabilidade relativa (depende do fluido) e  $\mu_{w,o}$  é a viscosidade do fluido.

## SIMULAÇÃO DE FLUXO NO ANÁLOGO

De posse da reprodução da geometria do afloramento com a distinção dos materiais componentes passa-se a etapa de discretização do contínuo utilizando uma malha de elementos finitos. Desta maneira, a resolução do problema via método computacional torna-se possível com a aplicação das equações acima apresentadas, além, da imposição das devidas condições iniciais (condições de pressão), as condições de convergência e de restrições.

## Malha de Elementos Finitos

A malha de elementos finitos foi gerada para representar matematicamente o contínuo por pequenas partes discretas, de modo a se obter, de forma sistemática e integrada, os resultados esperados com maior rapidez e precisão.

O afloramento está representado por uma malha triangular que contém 1046 nós e 1907 elementos, com apenas um único poço injetor e outro produtor, como pode ser apreciado na Fig. 2.

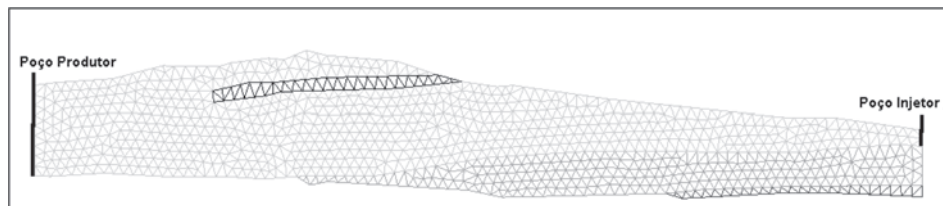


Figura 2 - Malha de elementos finitos e localização dos poços

## Casos Analisados no Trabalho

Neste trabalho, estudou-se duas situações distintas para se averiguar a sensibilidade da exploração de petróleo quando o reservatório apresentar variações nas propriedades tanto dos materiais quanto dos fluidos constituintes.

Na primeira situação observada (caso 1) buscou-se verificar a dependência do fluxo de água e óleo com a variação apenas do parâmetro de permeabilidade intrínseca em diferentes camadas de materiais constituintes. Para tanto, analisou-se os efeitos provocados pela mudança da permeabilidade das camadas para os casos indicados na tabela 3.

Tabela 3 – Descrição do caso 1.

| Situação analisada | Descrição do caso 1            | Kh (mD)     |
|--------------------|--------------------------------|-------------|
| Caso Base          | Dados adotados do reservatório | Vide tab. 1 |
| Caso 1A            | Kh da camada G 10 x maior      | 1000        |
| Caso 1B            | Kh da camada C12 10 x maior    | 500         |

Numa outra condição de estudo analisada (caso 2) tentou-se observar a dependência da produção inicial de água e produção final de óleo (cálculo do fator de recuperação) no reservatório com a variação do parâmetro viscosidade do óleo. Nessas circunstâncias observou-se duas situações distintas, mostradas na tabela 4.

Tabela 4 – Descrição do caso 2.

| Situação analisada | Descrição do caso 2                 | Viscosidade do óleo $\mu_o$ (cp) |
|--------------------|-------------------------------------|----------------------------------|
| Caso Base          | Dados adotados do reservatório      | Vide tab. 2                      |
| Caso 2A            | $\mu_o$ 10 x a viscosidade da água  | 7.2                              |
| Caso 2B            | $\mu_o$ 100 x a viscosidade da água | 72                               |

## ANÁLISE DOS RESULTADOS

É importante salientar que para as duas situações em estudo, o caso base utilizado é o mesmo. Nestes estão atrelados os dados adotados para o afloramento, oriundos de estudos geológicos.

Em todas as análises, o tempo final de observação foi de 1825 dias (5 anos).

*Caso 1: Relação da frente de saturação com a permeabilidade*

A injeção de água no reservatório através de poços injetores cria um campo de pressão de líquido em seu interior que propicia o deslocamento da massa líquida e gasosa presente (quando se considera a presença de gás dissolvido no óleo) e consequente “expulsão” do óleo, através dos poços produtores.

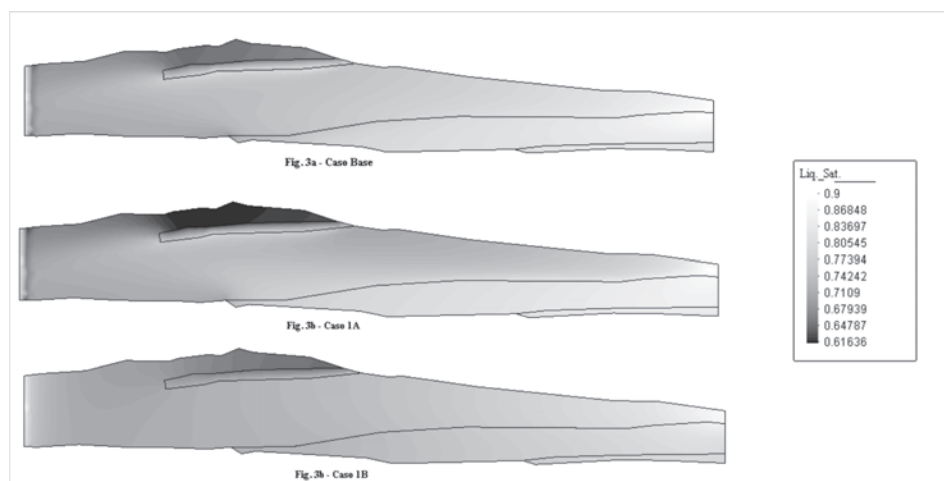
O deslocamento da massa de fluido se dá preferencialmente em camadas onde o escoamento é facilitado, ou seja, em meios mais porosos e/ou permeáveis. As Figs. 3 e 4 mostram o direcionamento da frente de saturação em condições de permeabilidade diferentes. Sendo a Fig. 3 para um tempo de exploração de 920 dias e na Fig. 4 um tempo de exploração de 1825 (tempo final da análise).

Para efeito de comparação e aferição dos resultados e conclusões quanto ao direcionamento da frente de saturação está ilustrado na Fig. 5 o comportamento dos

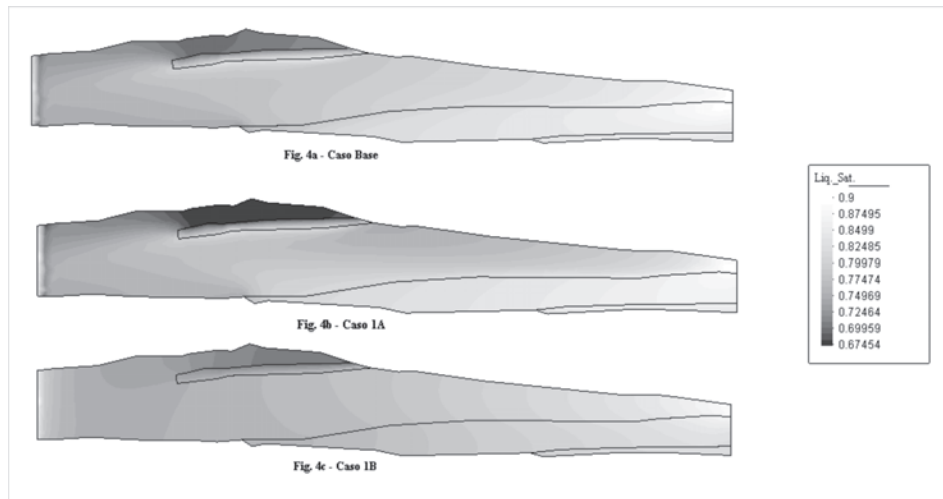
vetores de fluxo de água para os 3 casos em estudo. Neste, o tempo de observação é de 1825 dias.

Pode-se constatar que a frente de saturação no caso base se distribui quase que equitativamente entre as camadas, tendo uma leve tendência de avanço para a camada de arenito médio (G), por ser mais permeável. A modificação do direcionamento fica claramente perceptível, no caso 1A, quando esta camada fica 10 vezes mais permeável. A relação do avanço do frente de saturação com a permeabilidade também é evidente no caso 1B, onde o escoamento apresenta um redirecionamento para a camada de arenito grosso (Cf2), pelo fato desta, agora, tornar-se mais permeável.

Ao se observa os vetores de fluxo percebe-se claramente a redistribuição do deslocamento da massa de fluido quanto o reservatório está submetido a condições de permeabilidade diferentes. Ou seja, para os três casos analisados, foram criadas condições de fluxo diferenciadas ou zonas de escoamento preferenciais com a alteração da permeabilidade dos materiais.



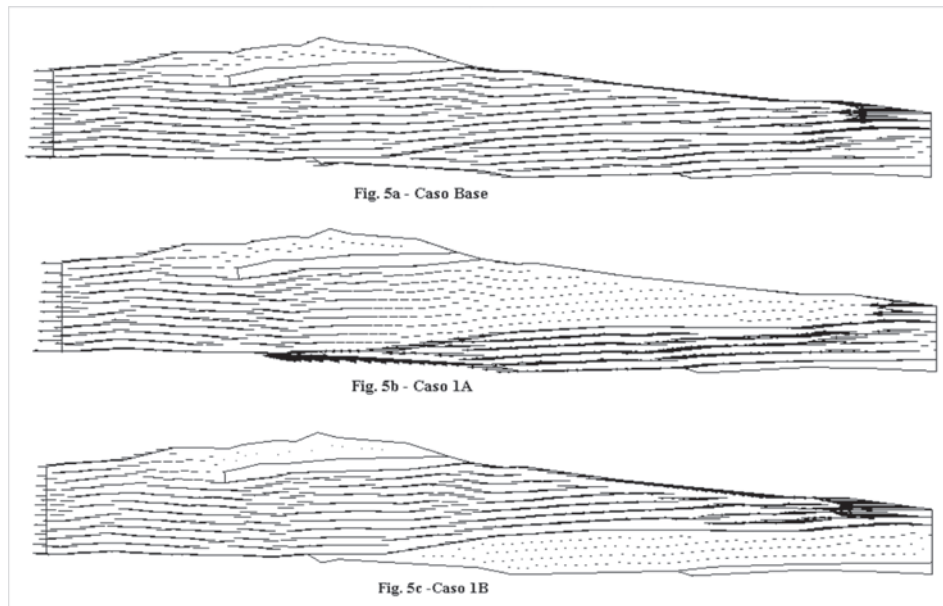
**Figura 3** - Direcionamento da frente de saturação em função da permeabilidade (920 dias)



**Figura 4** - Direcionamento da frente de saturação em função da permeabilidade (1825 dias)

O direcionamento dos vetores de fluxo de água, Fig. 5, vem comprovar os resultados obtidos com a análise da frente de saturação. Reforçando, assim, o assunto proposto na pesquisa. Na Fig. 5a, onde as permeabilidades estão mais equilibradas te-

mos uma distribuição quase que uniforme do fluxo entre as camadas de materiais. Já nas Fig. 5b e 5c, cuja permeabilidade dos materiais são mais discrepantes, temos um redirecionamento da frente de saturação, confirmando o fato comprovado na Fig. 4.



**Figura 5** – Vetores de fluxo de água (1825 dias)

**Relação entre o volume de óleo produzido e a viscosidade do mesmo**

Nesta nova situação de análise, conforme mencionado anteriormente, foram feitas alterações na viscosidade do óleo presente no reservatório e as respectivas comparações ao Caso Base (onde a viscosidade do óleo é igual a da água, o que não reflete a realidade). A relação usada para avaliar a viscosidade do óleo foi a seguinte:

$$\mu_o = A \cdot \exp\left(\frac{B}{273,15 + T}\right) \quad (6)$$

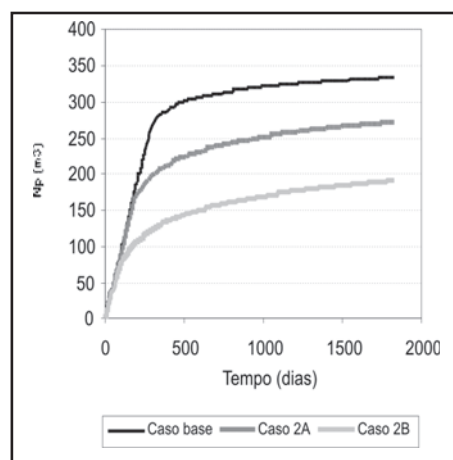
onde, A e B são parâmetros adotados (A=1,5e-12, caso base; A=1,5e-11, caso 2A; A=1,5e-11, caso 2B; B=1808,50 para todos os casos),  $\mu_o$  é a viscosidade do óleo (em MPa.s, onde 1 MPa.s = 10<sup>9</sup>cp – vide tabela 4) e T é a temperatura do óleo (T = 30 °C, para os casos analisados).

O que se avaliou neste estudo foi a quantidade (em volume) de óleo produzido usando como parâmetro avaliador o fator de recuperação (FR), dado pela relação:

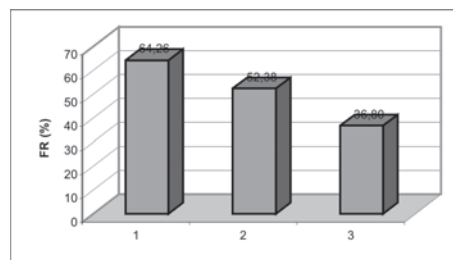
$$FR = \frac{V_p}{V_o} \cdot B_o \quad (7)$$

onde,  $V_p$  é o volume (em m<sup>3</sup>) acumulado produzido no período de tempo analisado,  $V_o$  é o volume total de óleo no reservatório antes de qualquer forma de exploração (nos estudos realizados, admitiu-se a mesma seção transversal para o reservatório e uma espessura de 8,0 m) e  $B_o$  é o fator volume de formação ( $B_o = 1$ , para os casos aqui analisados). Segundo cálculos realizados, encontrou-se para  $V_o$  um valor igual a 521,0386m<sup>3</sup> (aproximadamente).

Observando-se o gráfico 1, constata-se que a produção acumulada de óleo, para um mesmo intervalo de tempo, decresce com o aumento viscosidade do óleo. O fator de recuperação calculado para cada caso (gráfico 2) mostra a realidade observada no gráfico 1.



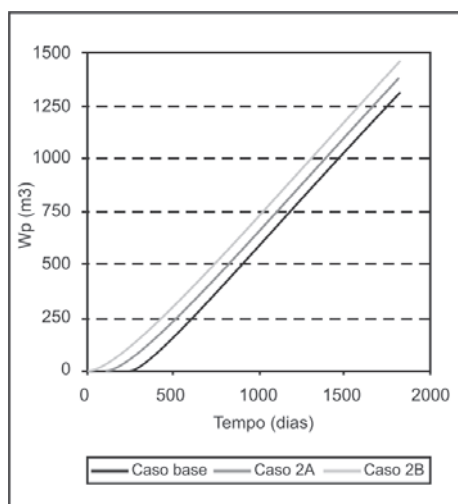
**Gráfico 1 - Produção acumulada de óleo**



**Gráfico 2 - Fator de recuperação: 1. Caso Base; 2. Caso 2A; 3. Caso 2B.**

As análises realizadas mostraram também que o “breakthrough” (chegada de água injetada no poço produtor) é mais rápido quando se aumenta a viscosidade do óleo (gráfico 3).





**Gráfico 3** – Produção acumulada de água

## CONCLUSÕES

As principais conclusões deste trabalho são as seguintes:

- O direcionamento da frente de saturação é função da permeabilidade intrínseca de cada material constituinte do reservatório, sendo que o fluxo de água se dá preferencialmente pelas camadas mais permeáveis.
- A viscosidade do óleo influencia diretamente na produção do petróleo, sendo que o fator de recuperação decresce com o aumento desta propriedade do fluido.
- O uso do simulador Code\_Bright como ferramenta para avaliar o comportamento de um reservatório de petróleo mostrou-se satisfatório e de extrema importância no que se refere ao entendimento de como certas propriedades dos materiais e fluidos influenciam diretamente na exploração de petróleo.

## Agradecimentos

Os autores agradecem a ANP, através do Programa de Recursos Humanos PRH-26 e ao PIBIC/CNPq.

## REFERÊNCIAS

- Costa, L. M., Guimarães, L. do N., Pontes Filho, I. D. da S. Simulação de Injeção de Água em Análogos de Reservatório em Condições Não Isotérmicas. *2º Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás*, 2003.
- Santos, E. A. Simulação de Fluxo Multifásico em Análogo de Reservatório de Petróleo. *2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*, 2003.
- Guimarães, L. do N., Costa, L. M., Santos, E. A, Costa, A. P., Pontes Filho, I. D. da S. Multiphase Flow of Water and Oil in Heterogeneous Reservoir. *MECOM 2002, Mecânica Computacional*, Santa Fe, Argentina, v. XXI, p. 670-682, 2002.
- Lima Filho, M. Estratigrafia física de depósitos sedimentares aflorantes como auxílio na predição de modelos de subsuperfície. Relatório Técnico, Laboratório de Geologia Sedimentar, CTG/UFPE, Recife, 2002.
- Olivella, S. Nonisothermal Multiphase Flow of Brine and Gas Through Saline Media. PhD thesis, Departamento de Ingeniería del Terreno, Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona, España, 1995.
- Pontes Filho, I. D. da S., Guimarães, L. do N., Costa, L. M. Modelagem Numérica de Fluxo Multifásico e Não Isotermo em Análogos de Reservatórios, Relatório Técnico, Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica (LMCG), CTG/UFPE, Recife, 2002.
- Santos, E. A. Estudo de Casos Utilizando o Método dos Elementos Finitos para Simulação de Reservatórios de Petróleo. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Civil, UFPE, 2002.