



2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

SIMULAÇÃO DE FLUXO MULTIFÁSICO EM ANÁLOGO DE RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

Santos, E. A.¹, Guimarães, L. J. N.², Costa, L. M.³, Pontes Filho, I. D. S.³, A. P., Costa⁴

¹ Bolsista Doutorado I PRH-26/ANP Universidade Federal de Pernambuco – Departamento de Engenharia Civil, Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, Cidade Universitária, CEP 50740-530, Recife-PE

casant@terra.com.br

² Pesquisador Visitante PRH-26/ANP Universidade Federal de Pernambuco – Departamento de Engenharia Civil, Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, Cidade Universitária, CEP 50740-530, Recife-PE

³ Universidade Federal de Pernambuco – Departamento de Engenharia Civil, Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, Cidade Universitária, CEP 50740-530, Recife-PE

⁴ DEP-FEM. UNICAMP

Resumo – O estudo de análogos é de grande utilidade na previsão do comportamento de reservatórios de subsuperfície. Neste sentido, este trabalho tem como objetivo simular o fluxo de água e óleo no Afloramento de Barreiras do Boqueirão, localizado na Formação Maceió (Alagoas), considerado um análogo de reservatório. Para a simulação foram utilizados o simulador comercial de diferenças finitas IMEX (CMG) e o programa computacional CODE_BRIGHT, cuja formulação numérica baseia-se no método dos elementos finitos. Foi simulado um caso bidimensional de recuperação de óleo através da injeção de água, verificando a resposta dos programas com relação ao avanço da saturação com o tempo, a produção acumulada de óleo e água e o fator de recuperação. A discretização da geometria pelo método de elementos finitos possibilitou uma modelagem bastante fiel à geometria real do análogo, indicando que este tipo de ferramenta pode ser bastante útil na previsão do comportamento de reservatórios de subsuperfície e suas heterogeneidades.

Palavras-Chave: Fluxo Multifásico; Análogo; Reservatório, Elementos Finitos.

Abstract – Analogous study is very useful in subsurface reservoir predicting. In this context, the objective of this paper is to simulate the multiphase flow of oil and water in Barreiras do Boqueirão outcrop, located at Maceio Formation in Alagoas State, considered here as a reservoir analogous. The simulation was carried out using the commercial finite difference simulator IMEX and the computational code CODE_BRIGHT which numerical formulation is based on the finite element method. A 2D case of waterflooding was simulated to verify the behavior of saturation front advance with time, the oil and water accumulated production and recovery factor. The geometry discretization by the finite element method allowed a very good representation of the real analogous geometry, showing that the numerical tool can be very useful in predicting the behavior of subsurface reservoir and its heterogeneities.

Keywords: Multiphase flow, Analogous, Reservoir, Finite Element.

1. Introdução

O estudo de afloramentos de depósitos sedimentares como análogos de reservatório de hidrocarbonetos é uma ferramenta de grande utilidade na compreensão e previsão do comportamento dos reservatórios em condições reais. A partir do conhecimento dos sistemas deposicionais, sua natureza, geometria e propriedades petrofísicas, é possível desenvolver modelos físicos e matemáticos aplicáveis a reservatórios em subsuperfície, minimizando custos e otimizando sua exploração.

O objetivo deste trabalho é apresentar e discutir os resultados da simulação numérica do fluxo de água e óleo em condições isotérmicas no Afloramento de Barreiras do Boqueirão, localizado na Formação Maceió (Estado de Alagoas), considerado aqui como um análogo de reservatórios de hidrocarbonetos. Este trabalho faz parte de uma série de análises de afloramentos da Formação Maceió (Costa et al., 2003; Guimarães et al., 2002; Pontes Filho et al., 2002) que tem sido realizada como parte do Projeto Análogos, do qual a Universidade Federal de Pernambuco participa.

A análise numérica realizada corresponde a um estudo (Santos, 2002) que procurou incorporar o máximo de informações obtidas nos trabalhos de caracterização dos afloramentos de turbiditos da Formação Maceió (Lima Filho, 2002). A partir da caracterização faciológica do Afloramento de Barreiras do Boqueirão, foram determinados a geometria e os diferentes conjuntos de materiais que compõem o modelo numérico de fluxo de fluidos (água e óleo) no análogo. Na análise, foram consideradas as evoluções das saturações, dos fluxos e também do fator de recuperação para um período de injeção de água de dois anos.

O IMEX, simulador comercial da CMG (Computer Modeling Group) baseado no método das diferenças finitas, foi utilizado e comparado com o programa CODE_BRIGHT (COupled DEformation, BRIne, Gas and Heat Transport). Neste último, Olivella (1995) implementou numericamente as equações que regem o problema Termo-Hidro-Mecânico (THM) para um meio poroso deformável e multifásico utilizando o método dos elementos finitos.

2. Modelagem com o CODE_BRIGHT

As equações que regem o problema THM implementadas no CODE_BRIGHT (Olivella, 1995) são as equações de continuidade (conservação) e as equações constitutivas. As equações de conservação de massa são: conservação de água, conservação da espécie não aquosa e conservação de massa do mineral que constitui a matriz sólida. Algumas hipóteses básicas dessa formulação THM estão listadas a seguir:

- O meio poroso contém duas fases fluidas, além da fase sólida.
- Considera-se equilíbrio térmico entre as fases, ou seja, todas as fases têm a mesma temperatura.
- As variáveis de estado (incógnitas) do problema THM são as pressões das fases fluidas (problema hidráulico), a velocidade da fase sólida (problema mecânico) e temperatura (problema térmico).
- A conservação de quantidade de movimento das fases fluidas se reduz à lei de Darcy.

A formulação THM considerada neste trabalho é um caso particular, adaptada a meios porosos com as fases fluidas água e óleo, da formulação THM mais geral proposta por Olivella (1995). Neste caso particular, as fases fluidas não se misturam nem reagem quimicamente entre si. O meio poroso é indeformável e por isso não se resolve o problema mecânico. Considera-se que a água injetada tem a mesma temperatura da formação e, portanto, não se resolve o problema térmico. As equações consideradas aqui são as do problema hidráulico: conservação da massa de água (w) e conservação de massa de óleo (o). Estas equações são escritas a seguir:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_\alpha \cdot S_\alpha \cdot \phi) + \nabla(\rho_\alpha \cdot \mathbf{q}^\alpha) = f^\alpha \quad \alpha = w, o \quad (1)$$

onde ϕ é a porosidade, ρ_α a densidade da fase, S_α o grau de saturação da fase e \mathbf{q}^α o fluxo volumétrico da fase, dado pela lei de Darcy. f^α é um termo fonte/sumidouro.

O problema hidráulico de modelagem de fluxo multifásico tem como equação constitutiva fundamental a lei de Darcy, que dá o fluxo dos fluidos no meio poroso em função de suas pressões. O fluxo de Darcy vem dado por $\mathbf{q}^w = -\mathbf{K}_w (\nabla P_w - \rho_w \mathbf{g})$ para a água e $\mathbf{q}^o = -\mathbf{K}_o (\nabla P_o - \rho_o \mathbf{g})$ para o óleo, onde P_w e P_o são respectivamente as pressões de água e óleo, \mathbf{g} é o vetor gravidade e os tensores de condutividades hidráulicas para a água (\mathbf{K}_w) e para o óleo (\mathbf{K}_o) são dados por:

$$\mathbf{K}_\alpha = \frac{\mathbf{k} \cdot k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \quad \alpha = w, o \quad (2)$$

onde \mathbf{k} é o tensor de permeabilidade intrínseca do meio poroso (não depende do fluido), $k_{r\alpha}$ é a permeabilidade relativa (depende do fluido α) e μ_α é a viscosidade do fluido α .

Outra relação constitutiva necessária é dada pela curva de retenção, que relaciona a variação da pressão capilar ($P_c = P_o - P_w$) com a saturação ($S_w = f(P_c)$, com $S_w + S_o = 1$). Detalhes das demais equações constitutivas encontram-se

em Olivella (1995). Todas as equações acopladas implementadas no CODE_BRIGHT são resolvidas simultaneamente pelo método de Newton-Raphson.

3. Afloramentos de Alagoas: Barreiras do Boqueirão

A formulação descrita foi usada para simular o fluxo multifásico de água e óleo no Afloramento de Barreiras do Boqueirão, que é uma seqüência turbidítica da Formação Maceió localizada na parte norte da Bacia Alagoas. As seqüências turbidíticas da Formação Maceió agregam uma variedade de características faciológicas similares à maioria dos reservatórios economicamente mais importantes do Brasil (Lima Filho, 2002).

A Figura 1a apresenta a foto-montagem do Afloramento de Barreiras do Boqueirão, a partir da qual foi definida a geometria do modelo numérico. Na Figura 1b estão representados a geometria e os distintos materiais considerados na simulação. Os materiais foram definidos a partir da caracterização faciológica realizada e a Tabela 1 apresenta uma breve descrição das fácies e a associação destas aos materiais considerados nas análises.

Os dados petrofísicos como porosidade e permeabilidade (Tabela 2) e as propriedades dos fluidos utilizados na modelagem (Tabela 3) não foram fornecidos no estudo de caracterização do afloramento, sendo determinados através das propriedades correspondentes a rochas e fluidos de reservatórios brasileiros de mesma evolução diagenética da Formação Maceió. Na simulação, considerou-se que a permeabilidade intrínseca principal menor (k_2) corresponde a 40% da permeabilidade intrínseca principal maior (k_1). Também foi considerada uma inclinação da direção principal de anisotropia do tensor de permeabilidade com relação à direção horizontal, conforme se indica na Figura 1b.

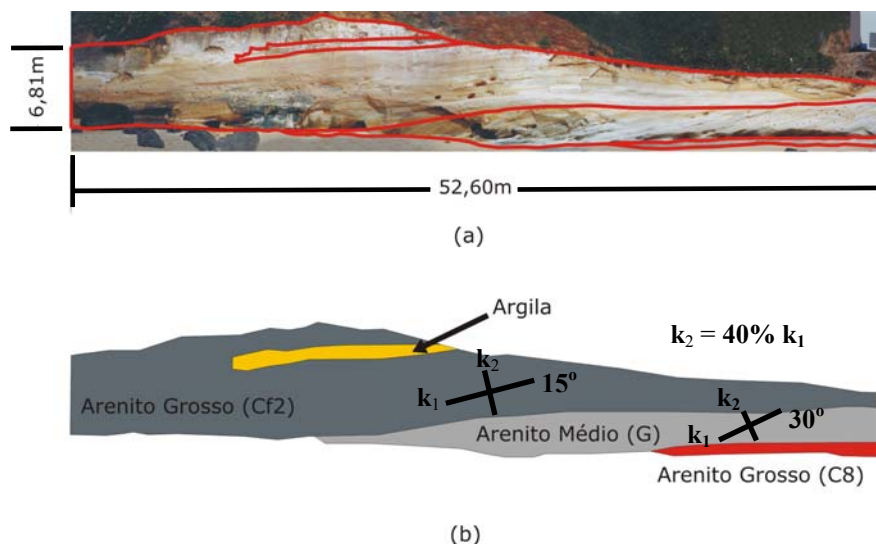


Figura 1. Afloramento de Barreiras de Boqueirão: (a) Foto-montagem; (b) geometria do modelo numérico.

Finalmente, a relação entre o grau de saturação de água (S_w) e a pressão capilar (P_c) é expressa através da curva de retenção, ilustrada na Figura 2a. Nesta figura também estão presentes as curvas de permeabilidades relativas da água e do óleo em função do grau de saturação de água (Figura 2b).

Tabela 1. Descrição das fácies relacionadas aos materiais considerados nas análises.

Fácies	Descrição	Materiais
Cf2	Arenito rico em feldspato muito grosso a conglomerático	Arenito Grosso
G	Arenito médio a grosso	Arenito Médio
C8	Arenito rico em feldspato muito grosso a conglomerático	Arenito Grosso
Argila	Argila	Argila

Tabela 2. Propriedades dos materiais (considerando uma profundidade de 2040m).

Materiais	Porosidade (%)	k_1 (mD)
Arenito Grosso	19.7	10.0
Arenito Médio	25.0	50.0
Argila	30.0	0.30

Tabela 3. Propriedades dos fluidos.

	Água	Óleo
Densidade (kg/m ³)	1000.0	888.7
Compressibilidade (kgf/cm ²) ⁻¹	4.8x10 ⁻⁵	3.26x10 ⁻⁴
Viscosidade (cp)	0.5	5

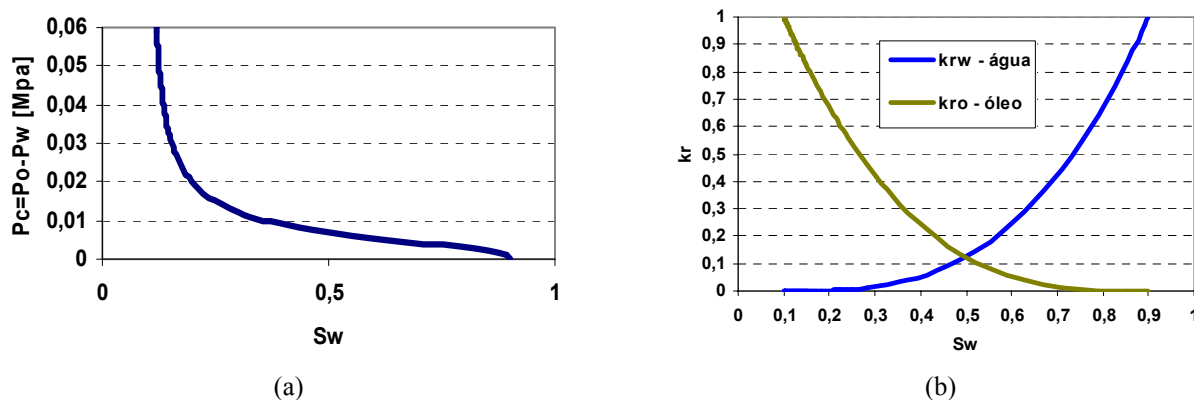


Figura 2. Propriedades dos materiais para a modelagem de fluxo de água e óleo no análogo de reservatório: (a) curva de retenção e (b) curva de permeabilidade relativa.

4. Simulação de Fluxo no Análogo

Nas análises realizadas no IMEX e no CODE_BRIGHT estimou-se um período de exploração do reservatório igual a dois anos. Foram calculados para esse período as produções acumuladas de água, de óleo, e o fator de recuperação. O efeito da gravidade nos fluxos de água e óleo não é considerado e admite-se que as fronteiras superior e inferior do modelo são impermeáveis.

Como condição inicial foi considerada uma pressão inicial no reservatório de 30 MPa e um grau de saturação de água inicial de 10%. Como condição de contorno no poço injetor, considerou-se uma vazão de injeção de água igual a $1,308 \cdot 10^{-3}$ Kg/s com a pressão de injeção limitada a um valor máximo de 60 MPa. Para o poço produtor, foi admitida uma pressão de fundo de poço de 22 MPa com uma vazão de produção limitada a um valor máximo de $1,308 \cdot 10^{-3}$ Kg/s. Este controle das condições operacionais dos poços, limitando superiormente a pressão de injeção e vazão de produção, são fundamentais para a obtenção de resultados realistas no problema de simulação de reservatórios.

4.1 IMEX

Para as simulações iniciais utilizou-se o programa IMEX, baseado no modelo “Black-Oil”. Esta formulação considera a existência de três componentes e fases (óleo, água e gás). As propriedades das fases são expressas em termos das relações PVT. No caso simulado foram consideradas apenas as fases óleo e água.

Estas simulações serviram de referência para comparação com o programa de elementos finitos CODE_BRIGHT. A geometria do análogo adotada na modelagem com o IMEX é composta por 06 camadas com 45 blocos na direção i e 06 blocos na direção j. Utilizou-se o mapa de Netpay para a caracterização da porção reservatório em cada bloco (Figura 3). Do total dos 1620 blocos, 1278 são ativos e 342 nulos. A espessura adotada para os blocos foi de 8,85m, resultando em um volume de óleo *in situ* de 537m³.

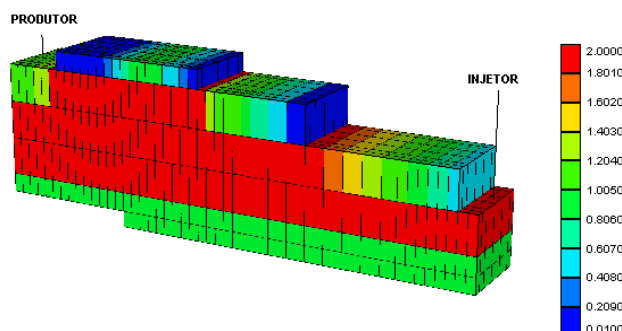


Figura 3. Modelo do reservatório com relação ao mapa de Netpay

4.2 CODE_BRIGHT

Explorando uma das principais características do Método dos Elementos Finitos, foi possível obter com o CODE_BRIGHT uma discretização do domínio bastante fiel à geometria real do análogo de reservatório (Figura 4), possibilitando a identificação detalhada dos diferentes regimes de fluxo durante os dois anos de simulação. A malha de elementos finitos utilizada é bidimensional com as condições de contorno são equivalentes às utilizadas na modelagem com o IMEX. A malha é relativamente fina, com 1907 elementos e 1046 nós. Na Figura 4 está ilustrada também a completação dos poços de injeção de água e de produção. O poço de injeção está completado unicamente na camada de arenito grosso pela sua proximidade à camada mais permeável de arenito médio. O poço de produção está completado em toda a profundidade do reservatório.

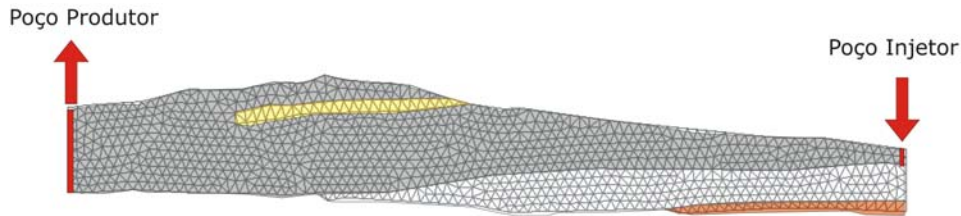


Figura 4. Malha de Elementos Finitos.

4.3 RESULTADOS

A Figura 5 ilustra o deslocamento do óleo provocado pela injeção de água no reservatório. Nesta figura, a distribuição da saturação de água obtida pelo CODE_BRIGHT é apresentada para os tempos de seis meses, um ano e dois anos. Verifica-se que apesar de ser injetada na camada superior de arenito grosso, a água escoou preferencialmente pela camada de arenito médio, que é a mais permeável de todas. Este fato pode ser confirmado observando-se os vetores de fluxo de óleo ilustrados na Figura 6 para os tempos de dois e quatro meses. Na análise também verificou-se que a camada de argila funciona como uma barreira para o fluxo de fluidos devido a sua baixa permeabilidade.

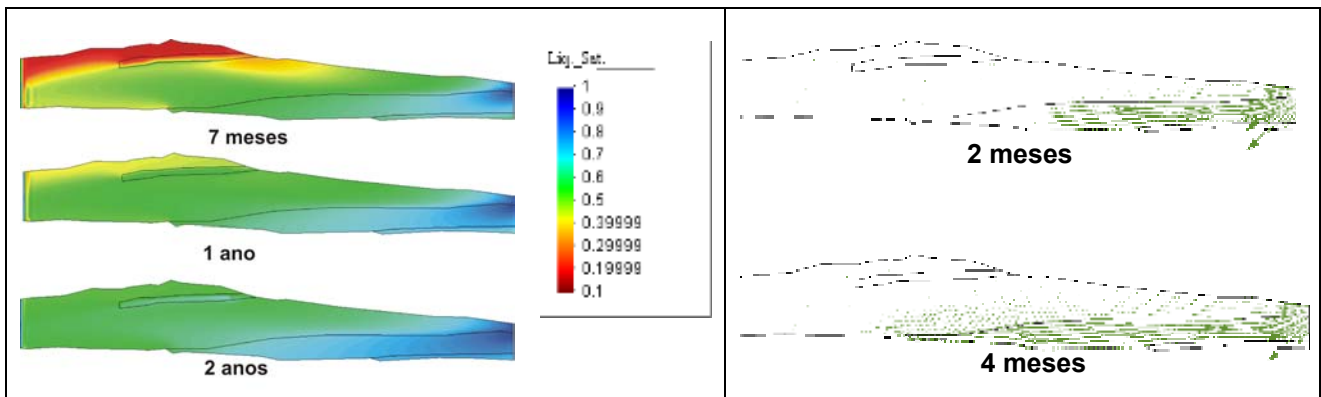


Figura 5. Evolução da saturação de água no análogo.

Figura 6. Vetores de fluxo de óleo.

Nas Figuras 7 e 8 estão representadas as comparações entre o IMEX e o CODE_BRIGHT em relação às produções acumuladas de óleo e de água e ao fator de recuperação. É possível notar que os valores são bastante próximos. No CODE_BRIGHT há uma menor produção de água e conseqüentemente uma maior produção de óleo. As diferenças são explicadas principalmente pelas diferentes discretizações da geometria do problema adotadas pelos dois programas.

A chegada de água no poço produtor ("breakthrough") ocorre a 189 dias para o CODE_BRIGHT e a 127 dias para o IMEX. Na Figura 7 é possível notar que a produção de óleo passa a ter um crescimento mais lento à medida que a de água aumenta. O fator de recuperação obtido no CODE_BRIGHT e no IMEX, a dois anos de iniciada a injeção de água, foi de 48,90% e 49% respectivamente. Chama-se a atenção de que este alto fator de recuperação deve-se a fatores geométricos inerentes da modelagem de fluxo multifásico em análogos de reservatórios. As pequenas dimensões do análogo em relação aos reservatórios reais e as simplificações na geometria (bidimensional) do problema propiciam fatores de recuperação superiores aos que se verificam em campo. Além disso, as diferenças nas dimensões (escala espacial) de um reservatório real e um análogo de reservatório implicam na análise do problema de fluxo a diferentes escalas de tempos para os dois meios.

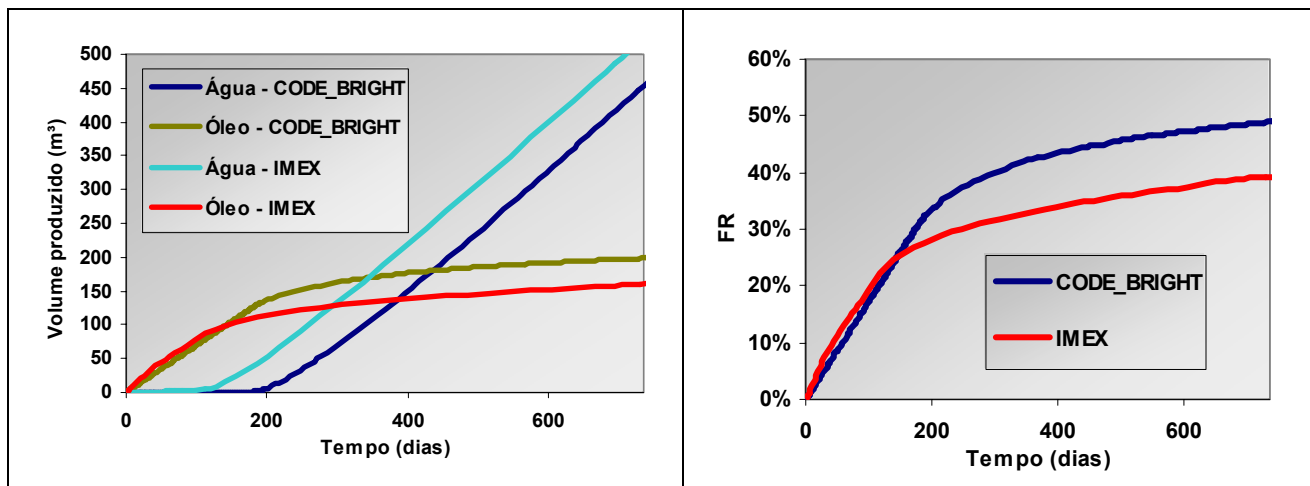


Figura 7. Produção de Água e Óleo no IMEX e no CODE_BRIGHT.

Figura 8. Fator de Recuperação no IMEX e no CODE_BRIGHT.

5. Conclusões

As principais conclusões deste trabalho são:

- O fluxo no análogo é bastante influenciado pela heterogeneidade dos materiais tendo em vista a formação de caminhos preferenciais de fluxo (Figuras 5 e 6) e a formação de barreiras que dificultaram o deslocamento do óleo pela água.
- As condições operacionais dos poços, implementadas no CODE_BRIGHT como condições de contorno do problema, são fundamentais para a obtenção de resultados realistas no problema de simulação de reservatórios.
- Os resultados mostram uma boa resposta do programa CODE_BRIGHT no problema da estimulação da produção de petróleo por injeção de água. A discretização da geometria pelo método de elementos finitos possibilitou uma modelagem bastante fiel à geometria real do análogo, indicando que este tipo de ferramenta pode ser bastante útil na previsão do comportamento de reservatórios em subsuperfície.

6. Agradecimentos

Ao Programa de Recursos Humanos PRH-26/ANP e ao CNPq pelo apoio financeiro através de bolsas de pesquisa e produtividade.

7. 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.
- 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.