



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

SIMULAÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA EM ANÁLOGOS DE RESERVATÓRIOS EM CONDIÇÕES NÃO ISOTÉRMICAS

Costa, L. M.¹, Guimarães, L. J. N.², Pontes Filho, I. D. S.¹

¹ Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Civil
Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, Cidade Universitária, CEP: 50740-530, Recife-PE
licia@ufpe.br

² Pesquisador Visitante – ANP/PRH26
Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Civil
Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, Cidade Universitária, CEP: 50740-530, Recife-PE
leonardo@ufpe.br

Resumo – Apresenta-se neste artigo um estudo sobre a recuperação de óleo através da técnica de injeção de água, uma das mais utilizadas na Engenharia de Petróleo. Fisicamente, este processo envolve o deslocamento de fluidos não miscíveis. Em condições não isotérmicas, quando a água injetada está a uma temperatura diferente da temperatura inicial do reservatório, além de deslocar o óleo em direção ao poço produtor, o processo de injeção também resultará em mudanças na temperatura da formação, influenciando diretamente as propriedades dos fluidos e por conseguinte a mobilidade destes na formação. Neste trabalho aplica-se uma formulação termo-hidráulica acoplada, implementada no código computacional CODE_BRIGHT, para simular o fluxo tridimensional de óleo e água no Afloramento de Barreiras do Boqueirão (Formação Maceió – AL), considerado um análogo de reservatório. Duas situações são analisadas, a primeira admitindo-se condição isotérmica e a segunda, não isotérmica, considerando injeção de água quente, para efeito de comparação. Os resultados obtidos mostram a importância de se considerar a influência da temperatura no processo de fluxo, principalmente para fluidos de alta viscosidade. Tem-se ainda que as análises realizadas mostram a capacidade do CODE_BRIGHT em realizar simulações tridimensionais termo-hidráulicas de métodos térmicos para a recuperação avançada de hidrocarbonetos pesados.

Palavras-Chave: análogo de reservatório, injeção de água, produção de óleo, análise não isotérmica.

Abstract – This paper presents a study of oil recuperation by water flooding technique, one of the most used in Petroleum Engineering. Physically, this process deals with the displacement of non-miscible fluids. Under non isothermal condition, when flooding water is at different temperature from the initial reservoir temperature, besides displacing the oil toward the production well, flooding process will also result in temperature changes inside the formation, affecting directly the fluid properties and so their mobility in the formation. This paper applies a coupled thermo-hydraulic formulation, implemented in the computational code CODE_BRIGHT, to simulate tridimensional oil and water flow in Barreiras do Boqueirão outcrop (Maceió Formation– AL), considered as a reservoir analogous. Two situations are analyzed, the first one it's supposed to be isothermal and the second, non isothermal, considering hot water flooding, for comparison. The results achieved show the importance of considering temperature influence on flow process, mainly for high viscosity fluids. The analysis carried out show that CODE_BRIGHT is able to perform tridimensional thermo-hydraulic simulations of thermal methods for enhanced recovery of heavy hydrocarbon.

Keywords: reservoir analogous, water flooding, oil production, non isothermal condition.

1. Introdução

Um dos problemas mais comuns da Engenharia de Petróleo em campos maduros é a necessidade de técnicas eficientes para aumentar a recuperação de óleo. Entre as técnicas desenvolvidas, a injeção de água destaca-se como uma das mais utilizadas. Fisicamente, trata-se do deslocamento de fluidos não miscíveis para aumentar a produção de óleo. Além disso, a água injetada pode estar a uma temperatura diferente da temperatura inicial da formação (problemas não isotérmicos). Neste caso além de deslocar o óleo em direção ao poço produtor, o processo de injeção também resultará em mudanças na temperatura da formação, influenciando diretamente as propriedades dos fluidos.

Nos métodos térmicos em geral promove-se o aumento da temperatura do reservatório visando diminuir a viscosidade do óleo, que depende de maneira bastante acentuada da temperatura. Com isto consegue-se um aumento da mobilidade do óleo no reservatório e assim um aumento do fator de recuperação. Dentre os métodos térmicos disponíveis, os mais comuns são combustão in situ e injeção de vapor. Entretanto, em determinadas situações outros métodos também podem ser eficientes e economicamente viáveis.

Neste artigo simula-se a técnica de injeção de água na exploração de óleo, considerando-se duas situações distintas. Na primeira admite-se condição isotérmica, onde a água injetada encontra-se na mesma temperatura da formação, enquanto que na segunda análise adota-se o método térmico de injeção de água quente. Este método é particularmente útil em campos maduros de pouca profundidade contendo óleo de alta viscosidade e com a existência de fontes geotérmicas (Pederson & Sitorus, 2001), como por exemplo nos Campos de Sumatra, na Indonésia.

As simulações aqui apresentadas utilizam como ferramenta numérica o programa de elementos finitos CODE_BRIGHT (*Coupled Deformation, BRIne, Gás and Heat Transport*), que resolve problemas termo-hidro-mecânicos (THM) em meios porosos deformáveis e multifásicos, de maneira totalmente acoplada.

2. Formulação Utilizada

As equações da formulação 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 (óleo) e conservação de massa do mineral que constitui a matriz sólida. Quando o meio poroso é deformável, considera-se também a conservação de quantidade de movimento (que se reduz à equação de equilíbrio mecânico). Em problemas não isotérmicos deve-se considerar a conservação de energia interna total do meio poroso.

As aplicações apresentadas no presente trabalho são problemas unicamente termo-hidráulicos. O meio poroso é admitido rígido e, portanto não se resolve o problema mecânico. As equações resolvidas pelo CODE_BRIGHT nas aplicações aqui apresentadas são:

Conservação da massa de água (w) e óleo (o):

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

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

Conservação de energia interna do meio poroso

$$\frac{\partial}{\partial t} (E_s \rho_s (1-\phi) + E_w \rho_w S_w \phi + E_o \rho_o S_o \phi) + \nabla \cdot (\mathbf{i}_c + \mathbf{j}_{Es} + \mathbf{j}_{Ew} + \mathbf{j}_{Eo}) = f^e \quad (2)$$

A energia interna de cada fase encontra-se no termo de armazenamento. O fluxo de calor por condução (fluxo não advectivo \mathbf{i}_c) soma-se aos fluxos advectivos de calor para cada uma das fases.

As equações constitutivas relacionam direta ou indiretamente as variáveis que aparecem nas equações de conservação com as incógnitas do problema: pressão de água (P_w), pressão de óleo (P_o) e temperatura (T). A equação constitutiva fundamental para o problema hidráulico é a lei de Darcy, expressa por $\mathbf{q}^\alpha = -(\mathbf{k} k_{ra} / \mu_\alpha) (\nabla P_\alpha - \rho_\alpha \mathbf{g})$, onde \mathbf{k} é o tensor de permeabilidade intrínseca (não depende do fluido), k_{ra} é a permeabilidade relativa (depende do fluido α), μ_α é a viscosidade do fluido α e \mathbf{g} é o vetor gravidade. Outra equação constitutiva importante em problemas hidráulicos é a curva de retenção, ou curva capilar, que relaciona grau de saturação com pressão capilar ($S_w = f(P_o - P_w)$, sendo $S_w + S_o = 1$).

Para o fluxo de calor por condução utiliza-se a lei de Fourier, dada por $\mathbf{i}_c = k_T \nabla T$, onde k_T é a condutividade térmica do meio.

3. Aplicações

A formulação descrita é aplicada na simulação de fluxo de água e óleo no afloramento de Barreiras do Boqueirão, considerado um análogo de reservatório. O afloramento de Barreiras do Boqueirão 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).

Uma série de análises considerando o afloramento de Barreiras do Boqueirão como análogo de reservatórios tem sido realizada, como parte do Projeto Análogos, em desenvolvimento na UFPE. As simulações aqui apresentadas tratam-se de uma extensão das análises bidimensionais realizadas preliminarmente (Pontes Filho et al., 2002; Guimarães et al, 2002) para a condição tridimensional. A descrição do afloramento pode ser encontrada em Lima Filho, 2002; Pontes Filho et al., 2002; Santos et al, 2003.

A Figura 1 ilustra a malha de elementos finitos utilizada nas análises, composta por 1993 nós e 8430 elementos tetraédricos. Ilustra-se também, a localização e completação dos poços de injeção e produção, bem como os materiais considerados. As propriedades adotadas para os materiais encontram-se na Tabela 1. Admite-se que permeabilidade vertical (K_v) corresponde a 40% da permeabilidade horizontal (K_h). As curvas de retenção e de permeabilidade relativa adotadas são apresentadas na Figura 2.

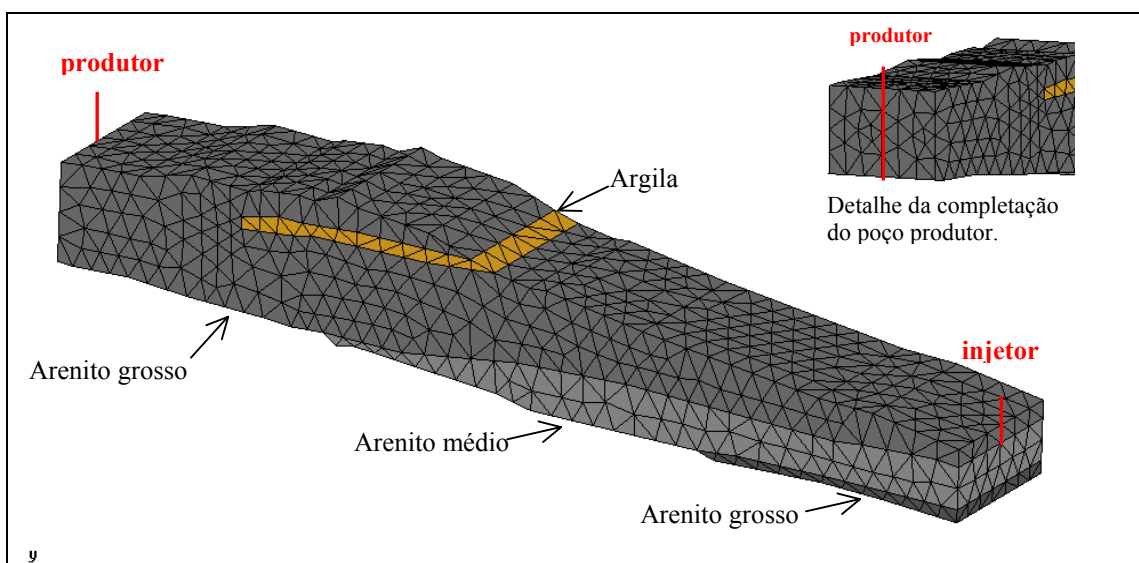


Figura 1. Malha de elementos finitos utilizada nas simulações.

Tabela 1. Propriedades dos materiais

Materiais	Porosidade (%)	K_h (mD)
Arenito grosso	19.7	50.0
Arenito médio	25.0	100.0
Argila	30.0	0.300

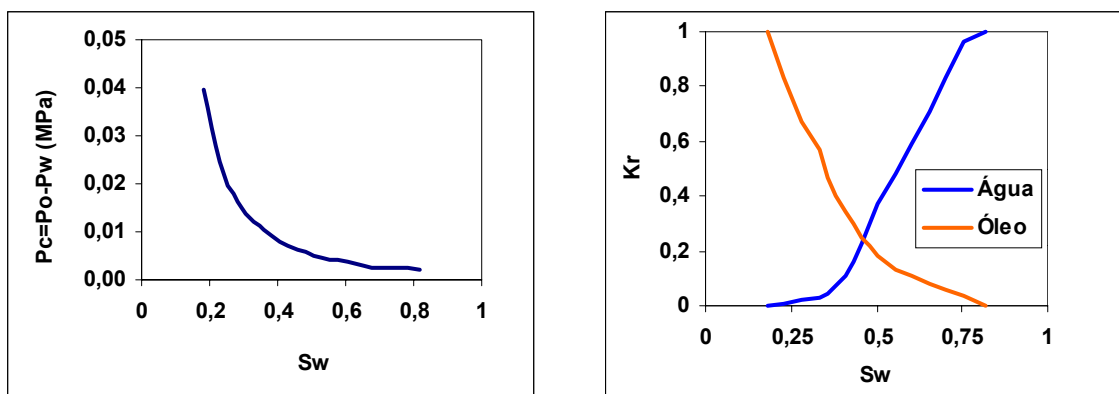


Figura 2. Curvas de retenção e permeabilidade relativa.

Outras propriedades para a rocha e os fluidos, relacionadas ao problema térmico, são apresentadas na Tabela 2. Os valores adotados baseiam-se na literatura técnica (Sheorey et al., 2001) e servem apenas como valores referência, que podem variar segundo o reservatório (principalmente as propriedades do óleo).

Tabela 2. Parâmetros térmicos

Calores específicos à pressão constante
Óleo: $c_o = 2092 \text{ J/kg/}^\circ\text{C}$
Água: $c_w = 4184 \text{ J/kg/}^\circ\text{C}$
Rocha: $\rho_s c_s = 2413 \text{ kJ/m}^3/^\circ\text{C}$
Conductividade térmica do meio poroso
$k_T = 0.1661 \text{ W/m/}^\circ\text{C}$

A densidade e viscosidade dos fluidos variam com a temperatura de acordo com as funções apresentadas na Tabela 3 (Dutra Junior, 1987) e ilustrada na Figura 3.

Tabela 3. Viscosidade e densidade dos fluidos

Viscosidade:	$\mu_o = \frac{\exp(\exp(a_4 + b_4 \ln T)) - 1.05}{2185}$				
	$\mu_w = \frac{2185}{(40.12 + 0.0051547T)T - 1000}$				
	onde μ_o e μ_w em cP e T em $^\circ\text{F}$				
Densidade:	$\rho_o = \rho_{o,ref} (1 + c_o (P_o - P_{o,ref}) - \alpha_o (T - T_{ref}))$				
	$\rho_w = \rho_{w,ref} (1 + c_w (P_w - P_{w,ref}) - \alpha_w (T - T_{ref}))$				
	$\rho_{i,ref}$ (kg/m ³)	c_i (MPa ⁻¹)	α_i (°C ⁻¹)	a_4	b_4
Óleo	888.7	3.14e-5	2.28	11.7613	-2.099
Água	1000	4.7e-6	2.28	-	-

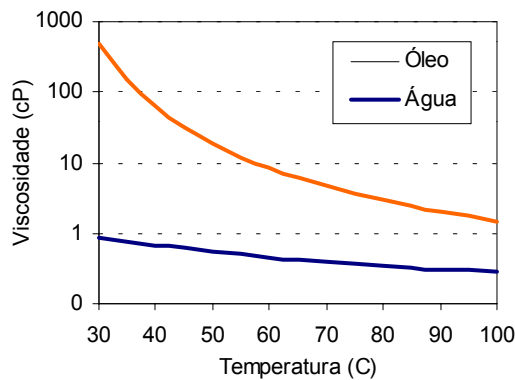


Figura 3. Viscosidade do óleo e da água em função da temperatura.

Como condições iniciais no reservatório considera-se $P_w = 310 \text{ kg/cm}^2$, $S_w = 10\%$ e $T = 30^\circ\text{C}$, para qual tem-se que a viscosidade do óleo vale 500cp. As fronteiras superior e inferior são admitidas isolantes térmicos e impermeáveis. Não se considera o efeito da gravidade nos fluxos de água e óleo. Como condições operacionais adotadas tem-se:

- Poço produtor: pressão mínima de fundo de poço igual a 220 kgf/cm^2 e vazão máxima de $1 \text{ m}^3/\text{dia}$.
- Poço injetor: pressão máxima de fundo de poço igual a 600 kgf/cm^2 e vazão máxima de $1 \text{ m}^3/\text{dia}$.

Dois casos são analisados, no primeiro admite-se condição isotérmica, em que a água é injetada numa temperatura igual a inicial da formação (30°C). No segundo caso, desta vez não isotérmico, considera-se uma temperatura de 100°C para a água de injeção.

Nas análises realizadas estimou-se um período de exploração do reservatório igual a sete anos. Foram calculados para esse período a produção acumulada de óleo e o fator de recuperação, obtido pela razão entre o volume de óleo recuperado e o volume de óleo inicial estimados em condições de superfície.

Analisando a produção acumulada de óleo, apresentada na Figura 4, observa-se um aumento significativo da produção para o caso em que a água é injetada a 100°C. Aos sete anos de exploração tem-se um aumento de 130% na produção acumulada devido ao aumento da mobilidade do óleo por efeito da temperatura.

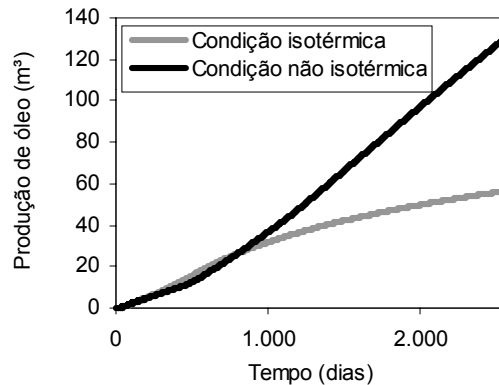


Figura 4. Produção acumulada de óleo.

O aumento da temperatura da água injetada de 30 para 100°C, faz com que no fator de recuperação passe de 11% para 25%. Na Figura 5 pode-se verificar este resultado através da distribuição da saturação de água após 5 anos de injeção, onde o caso com injeção de água a 100°C causa um maior deslocamento de óleo pela água, apresentando graus de saturação de água superiores aos do caso isotérmico.

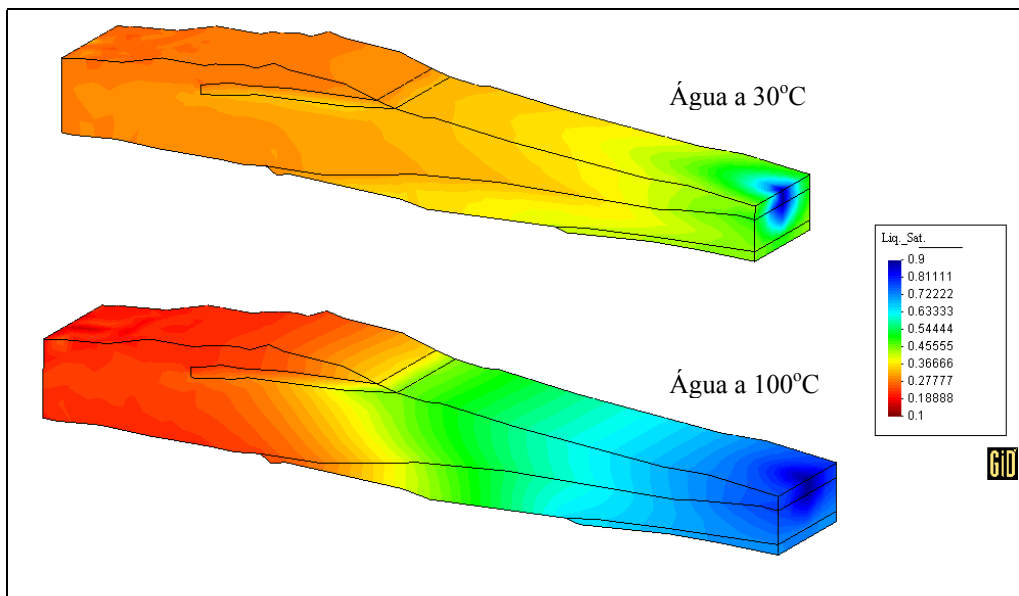


Figura 5. Distribuição do grau de saturação após 5 anos de injeção de água sob diferentes temperaturas (30 e 100°C)

Na Figura 6 são mostradas as distribuições de temperatura e saturação de água para o tempo correspondente a 6 anos de injeção. Observa-se como a frente térmica acompanha a frente de saturação de água, indicando a predominância da advecção como mecanismo de transporte de calor.

Os resultados obtidos demonstram que este método pode ser bastante efetivo para incrementar o fator de recuperação de um reservatório contendo óleos de alta viscosidade. Por outro lado deve-se ressaltar a consideração da hipótese de uma situação ideal para os contornos superior e inferior do análogo como isolantes térmicos. Sempre se deve esperar perda de calor para as camadas adjacentes, o que obviamente diminui a eficiência do método térmico.

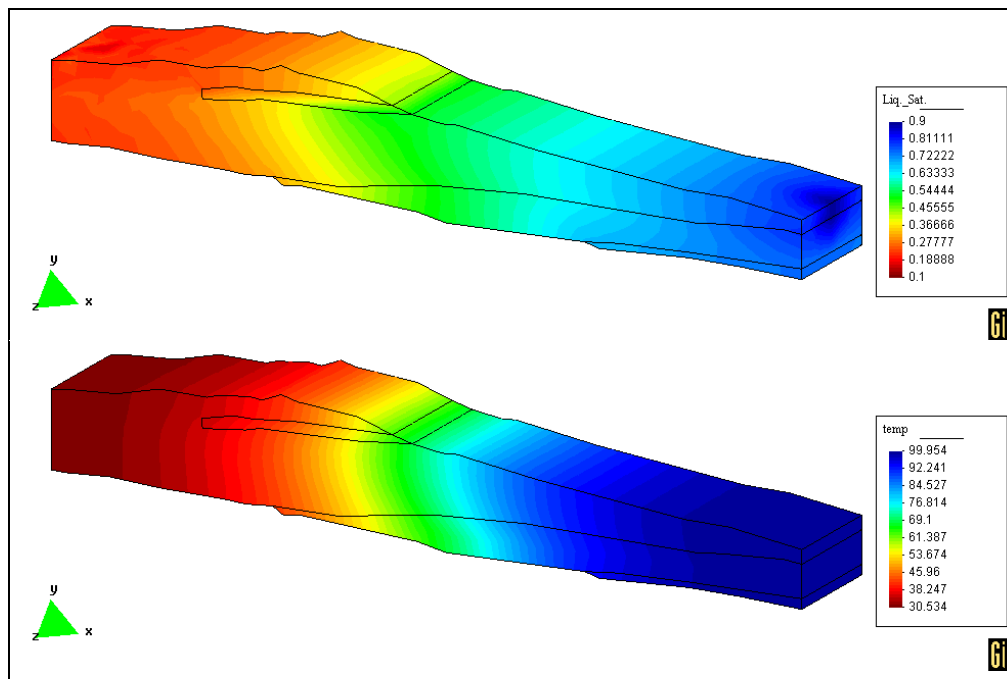


Figura 6. Distribuição do grau de saturação de água e temperatura, após 6 anos de injeção de água.

4. Conclusões

As simulações realizadas revelam a importância de se considerar a influência da temperatura no processo de fluxo, principalmente para óleos de alta viscosidade, onde o aumento da temperatura promove uma redução na viscosidade, aumentando a mobilidade do óleo, resultando assim, num fator de recuperação mais elevado. Desta forma, as análises demonstram a capacidade do CODE_BRIGHT em realizar simulações termo-hidráulicas de métodos térmicos para a recuperação avançada de hidrocarbonetos pesados.

5. Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio recebido pelo CNPq através de bolsas de pesquisa e produtividade. Agradecem também a Agência Nacional de Petróleo (ANP) através do Programa de Recursos Humanos PRH26.

6. Referências

- Dutra Junior, T. V., *Desenvolvimento de um Simulador Numérico para a Injeção Cíclica de Vapor*, Dissertação de Mestrado, Engenharia de Petróleo, UFOP, 1987.
- Guimarães, L. do N.; Costa, L. M.; Santos, E. A.; Costa, A. P.; Pontes Filho, I. D. S.. Multiphase Flow of Water and Oil in Heterogeneous Reservoir. In: *MECOM 2002*, Santa Fe. Mecanica Computacional, 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.
- Pederson, J. M. & Sitorus, J. H., "Geothermal Hot-Water Flood-Balam South Telisa Sand, Sumatra, Indonesia", *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Jakarta, Indonesia., 2001.
- Pontes Filho, I. D. S.; Guimarães, L. do N.; Costa, L. M. Modelagem Numérica de Fluxo Multifásico e Não Isotérmico em Análogos de Reservatórios. *Relatório Técnico da IV Reunião do Projeto Análogos*, 2002.
- Santos, E. A.; Guimarães, L. do N.; Costa, L. M.; Pontes Filho, I. D. S. Simulação de Fluxo Multifásico em Análogo de Reservatório de Petróleo. In: *2º Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás*, 2003.
- Sheorey, T., Muralidhar, K. & Mukherjee, P. P., "Numerical experiments in the simulation of enhanced oil recovery from a porous formation", *Int. J. Therm. Sci.*, **40**, 981-997, 2001.