

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Recuperação Avançada em Reservatórios de Petróleo Usando o Método Químico de Injeção de Polímero com Otimização

AUTORES:

Vinicius Dantas¹; Leonardo José do N. Guimarães¹; Bernardo Horowitz¹; Ana Paula A. Costa²

INSTITUIÇÃO:

¹ Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Av. Profº Moraes Rego, n.1235, Recife/PE – Brasil, {vinicius.dantas,leonardo,horowitz}@ufpe.br; ² Petrobras - UN-RNCE, Av. Eusébio Rocha, n.1000, Cidade da Esperança – Natal-RN – Brasil, paulacosta@petrobras.com.br.

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

**VARIOUS METHODS WAS DEVELOPED TO MAKE AM EFFECTIVE OIL
IN PETROLEUM RESERVOIRS WHERE ARE OF THIS IS THE
INJECTION OF POLYMER**

ABSTRACT

Due to necessity of maximum oil recovery of petroleum reservoirs, have been developed various advanced recovery methods, where one of these is the polymers injection. This method should increase the oil recovery through reduction of the water and oil mobility ratio. The polymer action drive to increase in the viscosity of the water injected, decreasing the rock permeability, where it permits a better efficiency of the vertical and areal oil displacement by injected water, diminishing the water production and increasing the oil production. An important step for a more effective polymer injection consists in to find the optimum project variable values (injected bank size, start injection time and polymer concentration in water) that maximizes the field performance, where the measurement is possible by production liquid present value or by accumulated production profit due to method employment. Here we want to introduce optimization numerical tools in this project, that can be used to find the optimum values of the project variables for a heterogeneous and multiphase petroleum reservoir. The optimization of the polymers injection method in heterogeneous reservoir was made using a IMEX program in the blackbox function calculus. For the solution was adopted an algorithm of global search optimization called EGO (Efficient Global Optimization) that was developed to minimize functions in expensive computational simulations through cheaply metamodels. The algorithm was programmed in MATLAB environment and was developed a communication interface between this program and the reservoir simulator (IMEX). The present work consists in application of the optimization program to polymer injection in petroleum reservoirs. The variables of the optimizer are the start time of polymer injection and the injection running time, to obtain the objective function (profit). Here, was realized various analysis of the polymer bank behaviour, where the polymer mass injection is function of economic parameters (the petroleum barrel price change between US\$ 20,00 and US\$ 100,00). The results indicates that the optimization drives to maximization of the objective function (profit) because, when the petroleum barrel price is increased, the optimizer will to inject more polymers, viabilizing the method and increasing the oil production. This show that the optimizer help is very important to polymer injection analysis in petroleum reservoir.

Keywords: injection of polymers, optimization, heterogeneity.

1 – Introdução

Os polímeros são compostos químicos de alta massa molecular relativa, resultantes de reações químicas de polimerização, por esse motivo são usados como agentes viscosificantes (Rosa et al., 2006). Nas últimas décadas, tem-se tentado conter a produção de água, e um dos métodos mais usados é a injeção de polímeros solúveis em água, com o principal intuito de aumentar a viscosidade da água diminuindo sua mobilidade e permeabilidade no meio poroso, melhorando o desempenho do varrido de água (fluido deslocante), acarretando a diminuição da produção de água e aumentando a produção de óleo (fluido deslocado).

O sucesso desse tipo de abordagem pode trazer um ganho significativo de produção de óleo, associado a uma redução com o custo de tratamento de água, beneficiando o retorno econômico do projeto. Tendo assim uma melhor eficiência de recuperação de óleo, uma vez que se proporciona um melhor varrido de óleo.

Os problemas de otimização são constantes nas atividades de engenharia de petróleo, onde em geral procura-se maximizar a produção de óleo. O problema de otimização aqui estudado tem como variáveis de projeto as dimensões do banco da injeção. A função objetivo a ser maximizada é o lucro advindo da injeção de polímero, calculado de forma simplificada. Através dessa abordagem via otimização, é possível dizer se determinado projeto de injeção é viável ou não, além de definir as condições ótimas para o banco injetado, que maximizam o lucro da produção no cálculo do lucro na produção advindo da injeção de polímeros, são levados em conta fatores como o preço do barril de petróleo, o custo do tratamento da água injetada e o preço do polímero injetado. Que ao encontrar os valores ótimos mínimos dependentes do valor do preço do barril de petróleo, o otimizador dá como resposta a viabilidade de injetar polímero visando o lucro com essa injeção.

Neste trabalho são utilizados os conceitos estabelecidos no modelo Black-Oil do pacote de programas da CMG (Computer Modelling Group Ltd.), em específico o IMEX (Implicit Explicit Black Oil Simulator), que considera os três componentes, água, óleo e gás adicionado a opção do polímero dissolvido na fase aquosa. O modelo Black-Oil resulta em um conjunto de equações diferenciais parciais não-lineares e dependentes no tempo, cuja solução geralmente só é possível empregando-se métodos numéricos de discretização apropriados, neste caso, o IMEX utiliza o método das diferenças finitas.

A otimização do método de injeção de polímeros em reservatório heterogêneo foi feita utilizando o programa IMEX no cálculo da função *blackbox*. Adotou-se como método de solução um algoritmo de otimização de buscas globais (Jones et al., 1998) denominado EGO (*Efficient Global Optimization*), concebido especificamente para minimização de funções envolvendo simulações computacionalmente caras através do uso de metamodelos mais baratos. Este algoritmo foi implementado em ambiente MATLAB, segundo Guimarães et al. (2008).

2 – A Injeção de Polímeros

Vários tipos de aditivos têm-se desenvolvido para o uso nos projetos de injeção de água. A escolha da injeção de água com polímero é a mais popular, devido ao seu baixo custo comparado com outros tipos de aditivos. Polímero é um composto cuja molécula é muito grande, formada por milhares de blocos que se repetem, chamados monômeros. À proporção que os monômeros se juntam para formar os polímeros, uma longa cadeia de moléculas é formada com massas moleculares da ordem de milhões (Rosa et al., 2006).

A modelagem numérica do transporte do polímero dissolvido na água deve contemplar os seguintes aspectos do comportamento do polímero no reservatório: o controle de mobilidade; o volume poroso inacessível; retenção de polímero na superfície rochosa; os mecanismos de transporte; dispersão física e a equação de conservação de massa.

O controle de mobilidade é um dos parâmetros mais importantes pois o polímero atua basicamente na viscosidade da água injetada, diminuindo a permeabilidade da rocha à água, permitindo um aumento na eficiência de varrido areal e vertical da água injetada, assim, minimizando os “fingers”, que dão instabilidades da frente de saturação.

Os “fingers” são os caminhos preferências que o fluido injetado tende a percolar pelo meio poroso. Por exemplo, se no reservatório existe uma zona mais permeável k_2 , em relação a k_1 , a tendência dos fluidos injetados é que percolem com uma maior facilidade em k_2 , em direção aos poços produtores. Assim, a eficiência do varrido do fluido injetado será comprometida. Pode-se observar esse efeito na Figura 1, onde os vetores de fluxo são maiores na zona mais permeável k_2 .

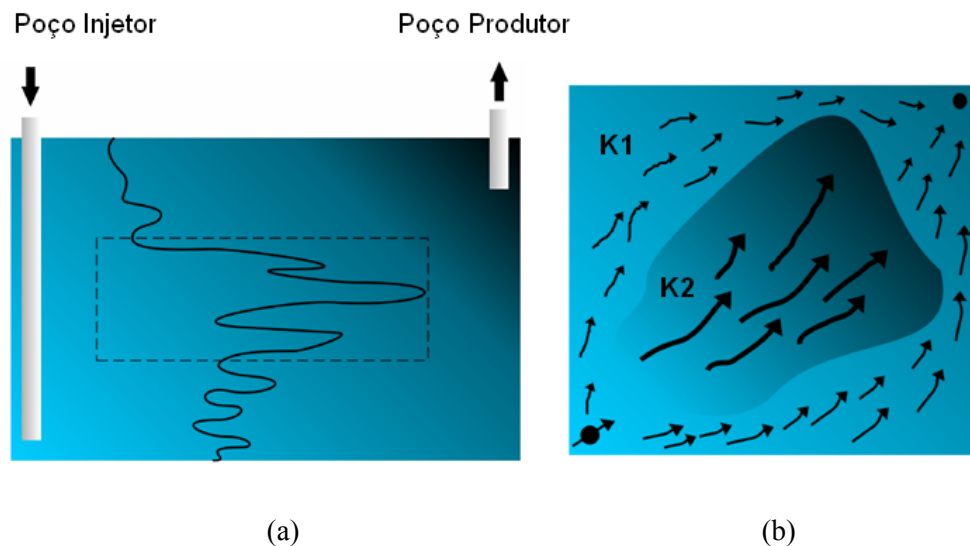


Figura 1- (a) Aparecimento dos “fingers”; (b) região mais permeável $k_2 > k_1$ favorecendo o fluxo de fluidos assim ocorrendo o fenômeno dos fingers.

A razão de mobilidades em um projeto de injeção de água é a relação entre a mobilidade da água injetada, que é o fluido deslocante, pela mobilidade do óleo, que é o fluido deslocado, de acordo com a Eq. (1), onde, k_{rw} é a permeabilidade relativa da água e k_{ro} é a permeabilidade relativa do óleo.

$$M_{w-o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \quad (1)$$

Quanto maior for a razão de mobilidades, menor será a eficiência do varrido do óleo. Razões de mobilidades menores ou iguais a 1 (um) são consideradas favoráveis, então se conseguirmos diminuir uma razão mobilidade em torno de 1(um), a água evitará encontrar caminhos mais fáceis até os poços produtores.

Quando as moléculas de polímeros passam através do meio poroso são restringidas pelos pequenos poros. Estas pequenas aberturas que não são contatadas pelo fluxo das moléculas de polímeros são chamadas de “Volume Poroso Inacessível”. Este fenômeno foi descrito por Dawson e Lautz (1972), que mostram que alguns espaços porosos podem não ser acessíveis às moléculas de polímero (CMG, 2007).

Cerca de 30% de volume poroso pode não ser acessível por moléculas de polímeros, como resultado desse efeito, a porosidade com o efeito da adsorção do polímero é menor do que a porosidade de referência do reservatório. Esta redução da porosidade por conta do polímero ϕ_p pode ser representada pela Eq. (2) onde, IPV - Volume Poroso Inacessível e ϕ - Porosidade original.

$$\phi_p = (1.0 - IPV)\phi \quad (2)$$

A Eq. (3), de transporte de polímero dissolvido na água é dada pela conservação de massa desse polímero no meio poroso, onde o primeiro termo (de armazenamento) representa o polímero na água mais o efeito da adsorção do polímero na rocha e o segundo termo (de fluxo) representa o divergente do fluxo advectivo mais o fluxo não-advectivo (difusão + dispersão).

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_w \rho_w C_p + \phi A_d) + \nabla \cdot (\rho_w C_p \underline{q}_w - \overline{\overline{D_e}} \nabla C_p) = 0 \quad (3)$$

onde S_w é a saturação da fase água, ϕ é a porosidade, ρ_w é a densidade da água, C_p é a concentração do polímero, A_d é a adsorção da concentração do polímero na rocha, $\overline{\overline{D_e}}$ é o tensor de dispersão efetivo e $\underline{\overline{V}}$ é o vetor de velocidade da água (Bear, 1972).

O fluxo advectivo é dado pela Lei de Darcy generalizada (fluidos compressíveis, meio anisotrópico e multifásico), que para a água se escreve como a Eq. (4), onde, $\overline{k}$ é a permeabilidade absoluta corrigida devido à retenção / perda de polímeros com o resultado da interação da rocha, modificação da viscosidade da água ($\overline{\mu_w}$), função da concentração de polímero, k_{rw} é a permeabilidades relativas da água, P_w é a pressão da fase água, g é a força gravitacional e H é a carga hidráulica.

$$\underline{q}_w = - \frac{\overline{k} k_{rw}}{\overline{\mu_w}} (\nabla P_w - \rho_w g \nabla H) \quad (4)$$

3 – Definição do Problema de Otimização

Neste trabalho a concentração do polímero e a vazão da injeção de água nos poços injetores são consideradas constantes. As variáveis de projeto são o tempo de início e a duração da injeção de polímeros em cada poço:

(5)

$$\left. \begin{array}{l} x_{2i-1} = \text{tempo inicial para o poço } i \\ x_{2i} = \text{duração de injeção do polímero para o poço } i \end{array} \right\} i = 1 \dots n$$

onde n = número de poços injetores. Para definir a função objetivo:

$$\left. \begin{array}{l} IAC_0 = \text{injeção de água acumulada} \\ PAO_0 = \text{produção acumulada de óleo} \end{array} \right\} \text{Caso Base} \quad (6)$$

O caso base é a referência onde a vazão de água injetada nos poços injetores são mantidas constantes para os problemas de simulação de otimização exceto a injeção de polímero. A simples função usada neste estudo é determinada por:

$$LP(x) = (PAO(x) - PAO_0) \cdot po - (IAC(x) - IAC_0) \cdot pat - IAP(x) \cdot pp \quad (7)$$

onde: $LP(x)$ = lucro advindo do polímero; $PAO(x)$, $IAC(x)$ = produção acumuladas de óleo e injeção acumulada de água das simulações; $IAP(x)$ = injeção acumulada de massa de polímero; po = preço do petróleo; pat = preço do tratamento da água e pp = preço do polímero.

O problema de otimização pode ser formulado como:

$$\begin{aligned} &\text{Maximize } LP(x) \\ &\text{Sujeito a: } x_{2i-1} + x_{2i} \leq pc, i = 1 \dots n \\ &x \geq 0 \end{aligned} \quad (8)$$

onde: pc = período de concessão. As pressões de fundo de poço máxima / mínima e as vazões máxima / mínima são controladas pelo simulador de reservatórios.

4 – Exemplo de Aplicação

Considere o reservatório mostrado na Figura 2, contendo quatro poços injetores e nove produtores, com dados de propriedade baseado no exemplo do IMEX MXSPR005 (CMG, 2007) e geometria similar ao Zerpa et al. (2005), modelado com 1.083 células. O polímero é injetado a uma concentração constante de 2,00 kg/m³ enquanto a vazão máxima de água injetada é de 1.590 m³/dia sob a restrição de uma pressão de fundo de poço máxima de 62.053 kPa durante todo o período de simulação (10 anos). Os poços produtores operam com uma vazão de produção máxima de 397 m³/dia sob uma pressão de fundo de poço mínima de 10.324 kPa.

Em todos os casos o reservatório encontra-se inicialmente sub-saturado, ou seja, a pressão do reservatório é inferior a pressão de bolha, com uma saturação de óleo ($s_o=0,80$) e uma saturação residual de água de 0,20.

Vamos considerar inicialmente três casos: base, não-ótimo e ótimo. No caso base, apenas água é injetada. Para o caso não-ótimo, o polímero é injetado durante os três primeiros anos em cada poço injetor. A função LP é calculada usando os valores $po = \text{US\$}70/\text{bbl}$, $pat = \text{US\$}0,29/\text{bbl}$ e $pp = \text{US\$}15,15/\text{bbl}$. O tempo inicial e a duração de injeção de polímero do caso não-ótimo e ótimo são mostrados na Figura 3. O algoritmo converge em 21 iterações com o valor ótimo da função LP de $\text{US\$}115,2 \times 10^6$, correspondendo a um aumento da produção de óleo de $438,837 \times 10^3 \text{ m}^3$ e uma redução de $468,965 \times 10^3 \text{ m}^3$ de água em relação ao caso base.

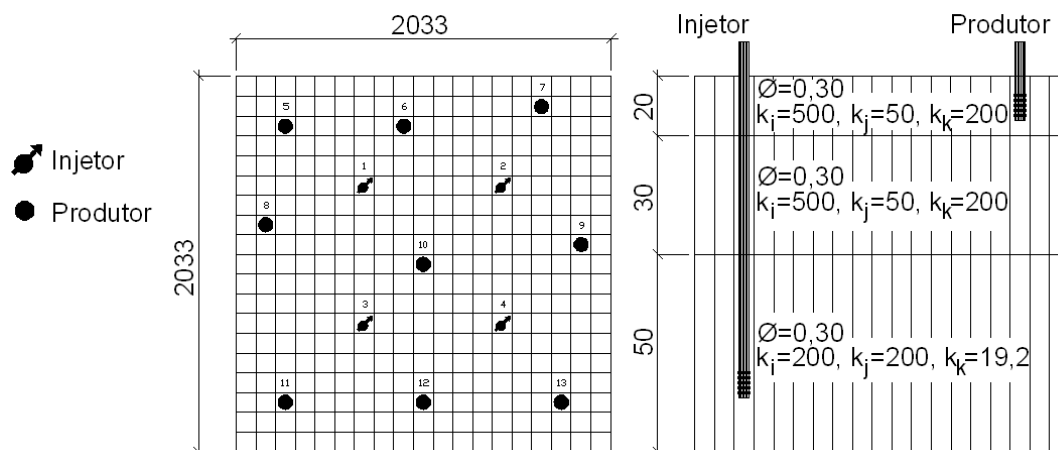


Figura 2: discretização da malha do reservatório (permeabilidades em mD).

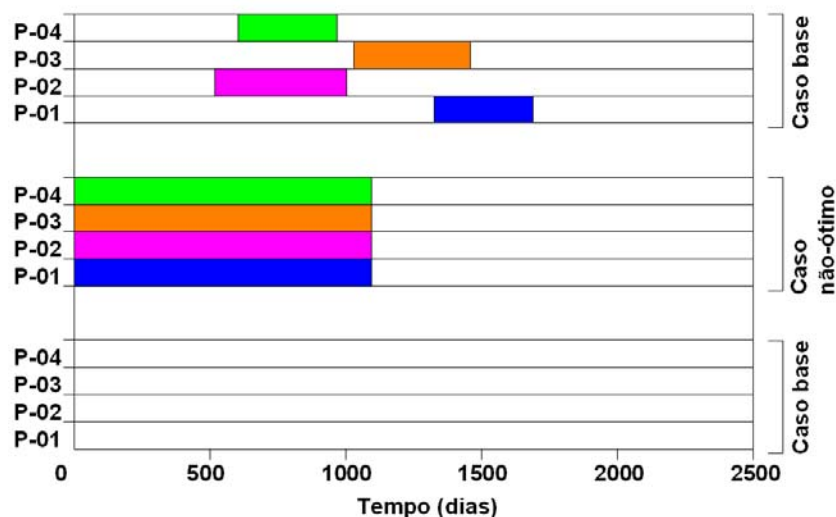


Figura 3: tempo inicial e duração de tempo de injeção de polímero.

A fim de avaliar a sensibilidade da solução ótima da injeção do polímero em relação ao preço do barril de petróleo, foi realizado um estudo paramétrico para nove preços do barril de petróleo a partir de US\$20/bbl até US\$100/bbl. O comportamento das funções objetivo e a injeção de massa de polímero com relação ao preço do barril de petróleo é mostrada na Figura 4(a), onde é facilmente observado o aumento da injeção da massa de polímero com o aumento do valor do preço do barril de petróleo. Na Figura 4(b) pode-se concluir que para cada valor de barril de petróleo foi obtido uma solução ótima que maximiza o lucro. Verificando que à medida que o valor do preço de barril de petróleo sobe, se tem um maior lucro, o otimizador vai tender a injetar mais polímero, viabilizando o método, conseqüentemente a produção de óleo aumenta reduzindo a produção de água. Isto é comprovado pelo aumento da duração do banco de polímeros em relação ao preço do barril de petróleo, como é ilustrado na Figura 5, para os casos onde o preço do barril de petróleo é de US\$40, US\$70 e US\$100.

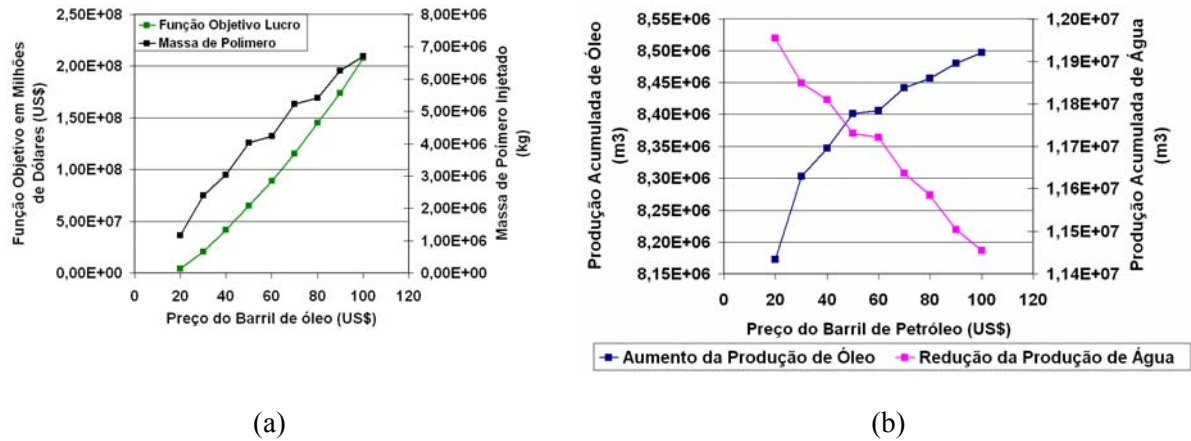


Figura 4: (a) comportamento das funções objetivo para vários preços do barril de petróleo (b) produção acumulada de óleo e de água dos casos otimizados para vários preços do barril de petróleo

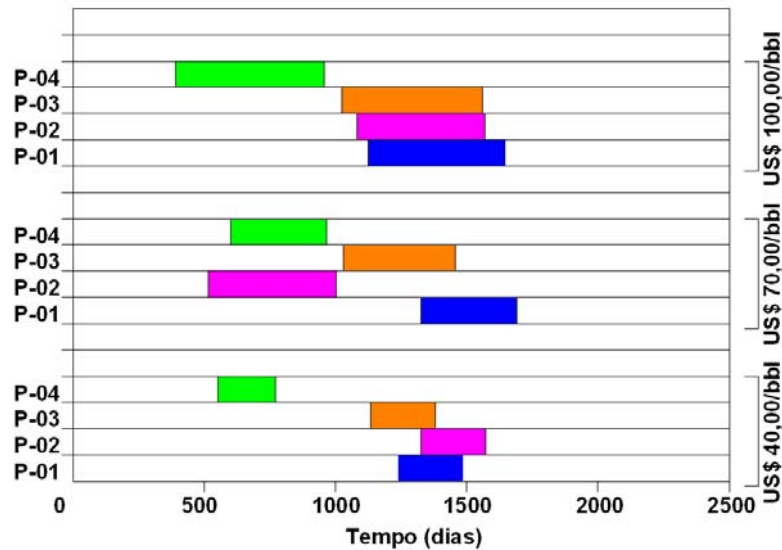


Figura 5: tempo inicial e duração de tempo de injeção de polímero para diferentes preços de barril de petróleo.

5 – Conclusões

Do ponto de vista computacional, o otimizador mostrou-se bastante eficiente, encontrando as variáveis de projeto (x_{2i-1} e x_{2i}) que maximizam a função objetivo (LP) para vários valores do barril de petróleo.

Ao utilizar o otimizador verificou-se que ao aumentar o preço do barril de petróleo:

- Aumenta-se o lucro da solução ótima;
- Aumenta-se a massa de polímero injetado da solução ótima (viabilização do método);
- Aumenta-se o fator de recuperação das soluções ótimas, aumentando a produção de óleo;
- Ocorre uma diminuição na produção acumulada de água.

Pôde-se avaliar a importância do método de injeção de polímero, pois com a crescente demanda do uso dos derivados de petróleo, há uma necessidade de investimentos em métodos especiais para obter o máximo de recuperação de óleo, além de se ter alguns benefícios como: o investimento da exploração dos poços, a localização exata do óleo e o tamanho da reserva, além dos equipamentos já estarem instalados.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao CNPq e a PETROBRAS, pelo apoio financeiro ao presente estudo.

Referências Bibliográficas

Bear, J. *Dynamics of Fluids in Porous Media*, Dover, 1972.

CMG, IMEX User's Guide, Computer Modeling Group, 2007.

Dawson, R., Lantz, R. B. Inaccessible Pore Volume in Polymer Flooding, Trans. AIME, Vol.253, 1972.

Guimarães, L. do N. ; Horowitz, Bernardo ; Silva, Silvana Maria Bastos Afonso da. Global Optimal Solutions for Reservoir Engineering Applications. In: EngOpt 2008 - International Conference on Engineering Optimization, 2008, Rio de Janeiro. EngOpt 2008 - International Conference on Engineering Optimization, 2008. p. 1-10.

Jones, D.R., Schonlau, M., and Welch, W.J., "Efficient Global Optimization of Expensive Black-Box Functions," *Journal of Global Optimization*, Vol. 13, No. 4, 1998, pp. 455-492.

Rosa, A.J., Carvalho, R.S., Xavier, J.A.D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo; Editora Interciência; Rio de Janeiro; 2006.

Zerpa, L.E., Queipo, N.V., Pintos, S., and Salager, J.L., "An Optimization Methodology of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Processes Using Field Scale Numerical Simulation and Multiple Surrogates," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 47, 2005, pp. 197-208.