

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Otimização Automática Aplicada a Métodos de Recuperação Avançada

AUTORES:

Marcela Gomes Seixas, Leonardo José do Nascimento Guimarães, Bernardo Horowitz

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Departamento de Engenharia Civil.

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6ºPDPETRO.

OTIMIZAÇÃO AUTOMÁTICA APLICADA A MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA

Abstract

Enhanced recovery methods are employed in order to extract part of the oil left by conventional methods, improving efficiency and decreasing the residual oil saturation. Optimization of projects involving the use of these methods is important because it defines the ideal conditions to facilitate their employment in a field. The optimization strategies recovery implies in solving problems involving complex phenomena and large computational effort, requiring the application of approximation techniques that reduce the computational cost involved. This work employs the Sequential Approximate Optimization technique to optimize oil recovery in synthetic fields, where we employ two methods for enhanced recovery: polymer injection and CO₂ injection. In the polymer injection cases, the design variables are the start and duration of slug injection and the objective function is the difference between the net present values (NPV) of the solution optimal and base case, without polymer injection. In the CO₂ injection cases, the variables are the flow rates of injection and the objective function is the NPV of the operation. The physical behavior of the reservoir according to the optimized application of enhanced recovery methods and the computational performance of the optimization method employed are analyzed and discussed.

Introdução

Os métodos de recuperação avançada desempenham um papel importante no cenário de campos maduros porque eles são responsáveis pela revitalização de campos já descobertos e que ainda possuem óleo in place para ser extraído.

A elaboração de projetos otimizados de recuperação de um campo implica na resolução de problemas com elevado grau de não-linearidade, que envolvem fenômenos complexos e com muitas variáveis que podem ser combinadas de inúmeras formas diferentes. Intuitivamente, com base em experiência e julgamento, é difícil se obter um projeto que defina as condições ótimas de operação de um campo de petróleo, já que vários fatores devem ser considerados para se obter um projeto confiável que garanta a maximização dos lucros e a minimização dos riscos.

O presente estudo tem como objetivo otimizar a aplicação de métodos de recuperação avançada em campos de petróleo, fazendo uso da simulação numérica de reservatórios para a construção de uma metodologia de otimização automática dos casos. O maior desafio de se usar a simulação numérica para auxiliar na otimização é o grande esforço computacional exigido para a resolução dos problemas e por isso, o uso de alguns algoritmos ou técnicas podem elevar demasiadamente o custo computacional do processo de otimização, tornando inviável a obtenção do projeto ótimo.

Visando reduzir esse custo, este trabalho propõe o uso de uma estratégia de aproximação local para a otimização dos casos de aplicação, denominada Otimização Sequencial Aproximada (Sequential Approximate Optimization – SAO), que decompõe o processo de otimização em uma sequência de subproblemas, com cada um deles confinado a uma pequena região do espaço de projeto. Em cada sub-região denominada região de confiança, a otimização é feita em funções aproximadas que substituem as funções objetivo e de restrições reais, computacionalmente mais caras (AFONSO et al., 2005; Giunta e Eldred, 2000).

Metodologia

Na otimização automática dos casos de estudo deste trabalho, foram usados os simuladores de reservatórios IMEX (Implicit Explicit Black Oil Simulator) e GEM (Implicit Explicit Compositional Simulator) acoplados ao programa DAKOTA (Design Analysis Kit for Optimization and Terascale Applications), no qual a estratégia de otimização Sequential Approximate Optimization (SAO) foi implementada. O acoplamento entre o simulador de reservatório e o DAKOTA se dá por meio de sub-rotinas programadas no OCTAVE, linguagem de programação usada em Linux semelhante ao MATLAB. Na otimização dos casos de aplicação de injeção de polímeros usou-se o IMEX acoplado ao DAKOTA. Já nos casos de injeção de CO₂, o simulador acoplado ao DAKOTA foi o GEM.

Resultados e Discussão

Injeção de Polímeros

A – Descrição do caso

O caso de Injeção de polímero estudado trata da recuperação de um campo que possui quatro poços injetores completados na última camada e nove produtores completados na primeira camada. A malha que define o modelo de simulação possui 19x19x3 células (Figura 1).

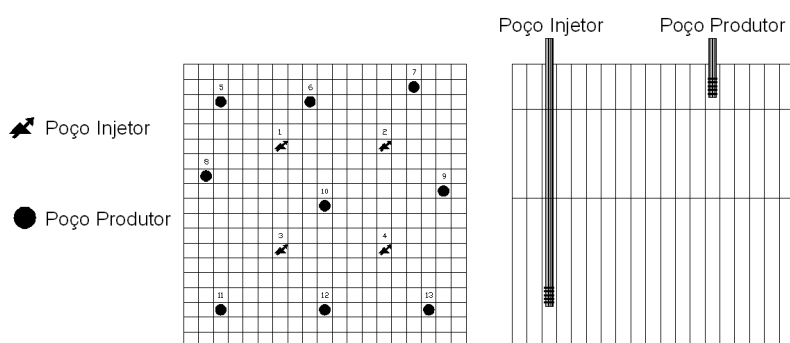


Figura 1: Distribuição e completção dos poços injetores e produtores (Dantas, 2008)

Os dados de propriedades do reservatório e dos fluídos (Tabela 1) são baseados no exemplo MXSPR005 (Computer Modelling Group, 2009) do tutorial do IMEX e a geometria do modelo é similar ao usado por Zerpa et al. (2005). Este caso também foi estudado por Dantas (2008)

Tabela 1

Propriedades do reservatório e dos fluídos

Propriedades do Reservatório	i	j	k
Tamanho das células (ft)	350	350	20,30 e 50
Permeabilidades 1ª camada (mD)	500	500	200
Permeabilidades 2ª camada (mD)	50	50	200
Permeabilidades 3ª camada (mD)	200	200	19,2
Porosidade constante		0,30	
Profundidade de referência (ft)		4.150	
Compressibilidade da rocha (1/psi)		3,0x10 ⁻⁶	
Pressão inicial do reservatório (psi)		3000	
Pressão de ponto de bolha (psi)		2.500	
Propriedades dos fluídos	Óleo	Água	
Densidade (lbm/ft ³)	46,244	62,238	
Compressibilidade (1/psi)	1,3687x10 ⁻⁵	3,04x10 ⁻⁶	
Fator Vol. de Formação (RB/STB)	1,50	1,04	
Viscosidade (cp)	1,04	0,31	

Dois casos foram considerados: o caso base, onde apenas água é injetada, e o caso ótimo onde o polímero é injetado com uma concentração constante de 0,7lb/STB (2,00 kg/m³). As vazões de injeção de água são mantidas iguais para ambos os casos.

B – Definição do problema de otimização

O problema de otimização para este caso tem como função objetivo o retorno econômico (ou lucro) advindo do emprego do método de injeção de polímero se comparado ao do método convencional de recuperação (injeção de água). O retorno econômico é dado pela diferença entre o valor presente líquido (VPL) do caso ótimo e do caso base (Eq. 1)

$$L(x_{p,t}) = VPL(x_{p,t})_{otm} - VPL(x_{p,t})_{base} \quad (\text{Eq. 1})$$

O VPL (Eq. 2), de forma simplificada, representa o fluxo de caixa da operação de recuperação (Eq. 3), onde apenas a receita proveniente do óleo produzido (R_t) e os custos de injeção da água e do polímero ($Opex_t$) são considerados.

$$VPL(x_{p,t}) = \sum_{t=0}^T [F_t(x_{p,t})] \quad (\text{Eq. 2})$$

$$F_t = R_t - Opex_t \quad (\text{Eq. 3})$$

As variáveis de projeto (Eq. 4) são o início e duração dos bancos de polímero em cada injetor. Como o campo possui quatro injetores, temos um total de oito variáveis de projeto.

$$x_{p,t} = \begin{cases} x_{2i-1} & \rightarrow \text{Início da Injeção de polímero no poço injetor } i \\ x_{2i} & \rightarrow \text{Duração da Injeção de polímero no poço injetor } i \end{cases} \quad (\text{Eq. 4})$$

Essas variáveis estão sujeitas a restrições de limite inferior que impõem o tempo inicial mínimo e duração mínima de injeção nos poços e uma restrição de desigualdade que limita o máximo tempo final de injeção de polímero em cada poço.

Logo o problema de otimização para o caso de injeção de polímero estudado é definido por:

Maximizar : $L(x_{p,t})$

$$\begin{aligned} \text{Sujeito a : } x_{2i-1} + x_{2i} &\leq pc && \rightarrow pc - \text{Período de concessão} = 10 \text{ anos} \\ x_{2i-1} &\geq 10\% pc \text{ e } x_{2i} &\geq 10\% pc && (\text{Eq. 5}) \end{aligned}$$

C – Resultados

Uma análise de sensibilidade da solução ótima em função do preço do óleo foi realizada. O custo de injeção de polímero e o custo de injeção de água foram considerados fixos e iguais a US\$15,15/STB e US\$0,29/STB respectivamente (Dantas et al., 2009; Horowitz et al., 2010). A Figura 2(a) mostra o aumento do retorno econômico bem como da massa de polímero injetada com o aumento do preço do óleo. Também se observa na Figura 2(b) o ganho na produção acumulada de óleo e a redução da produção de água com o aumento do preço do óleo. Este resultado indica que o método de injeção de polímero torna-se cada vez mais viável para preços de óleo maiores. Este fato é confirmado pelo aumento no tamanho dos bancos de polímero a medida que se aumenta o preço do óleo como apresentados na Figura 3 para os casos em que o preço cresce de US\$50,00/bbl a US\$100,00/bbl.

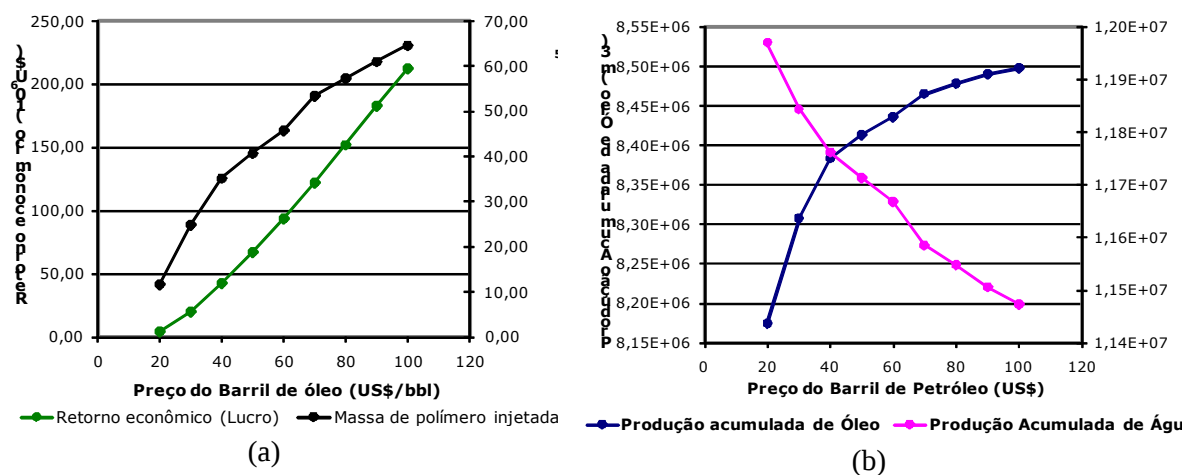


Figura 2: (a) Retorno econômico e Massa de polímero injetada
(b) Produções acumuladas de óleo e água

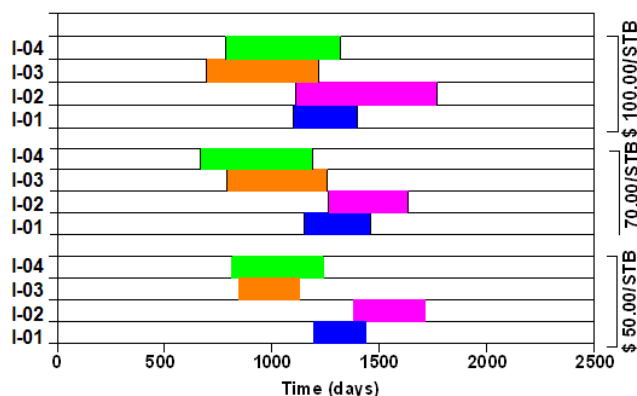


Figura 3: Início e duração da injeção dos bancos de polímero

Injeção de CO₂

A – Descrição do caso

No caso de aplicação de injeção de CO₂ o campo possui dois poços produtores completados nas três camadas, e cinco injetores completados na camada superior, com quatro deles (poços injetores 1,2,3 e 4) localizados simetricamente (Figura 4).

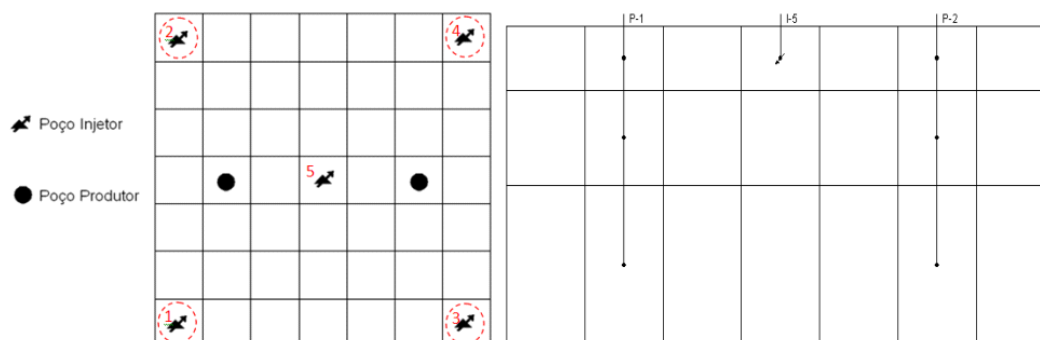


Figura 4: Distribuição e completação dos poços injetores e produtores

A tabela 2 apresenta as propriedades físicas e condições iniciais do reservatório.

Tabela 2

Propriedades do reservatório

Propriedades do Reservatório	i	j	k
Tamanho das células (ft)	500	500	20,30 e 50
Permeabilidades 1ª camada (md)	500	500	50
Permeabilidades 2ª camada (md)	50	50	50
Permeabilidades 3ª camada (md)	200	200	25
Porosidade constante		0,30	
Profundidade de referência (ft)		935	
Compressibilidade da rocha (1/psi)		$5,0 \times 10^{-6}$	
Pressão de referência do reservatório (psi)		1100	
Temperatura do Reservatório (°C)		90	

Apesar de se adotar um esquema de injeção contínua de gás em todo o período de operação (10 anos), os dois casos considerados, o caso base e o ótimo, estão sujeitas a uma restrição que limita o volume diário de gás a ser injetado, que é $3,0 \times 10^7$ SCF/dia ($849.505 \text{ m}^3\text{std}/\text{dia}$). A diferença entre os casos é que no caso base esse volume é distribuído igualmente entre os poços injetores, o que resulta em uma vazão de injeção igual a $0,6 \times 10^7$ SCF/dia ($169.901 \text{ m}^3\text{std}/\text{dia}$) para cada poço injetor.

B – Definição do problema de otimização

Na aplicação de injeção de CO_2 , o VPL (Eq. 6) é a função objetivo do problema de otimização, que representa o fluxo de caixa da operação (Eq. 7) sujeita a uma taxa de desvalorização diária do capital envolvido. Neste caso, o fluxo de caixa considera além da receita referente à produção de óleo (R_t), a receita gerada pelos créditos de carbono ($RC_{(\text{CO}_2)_t}$) e custos de injeção e produção de CO_2 ($Opex_t$).

$$VPL = \sum_{t=0}^T \left[\frac{1}{(1+d)^t} \right] \cdot F_t(x_{p,t}) \quad (\text{Eq. 6})$$

$$F_t = R_t + RC_{(\text{CO}_2)_t} - (Opex_t) \quad (\text{Eq. 7})$$

As variáveis são as vazões dos poços injetores não-simétricos, o que totaliza para o caso em questão duas variáveis de projeto (Eq. 8), uma correspondente a vazão do poço central 5 e a outra correspondente a vazão de um dos poços simétricos localizados na borda na malha, sendo a vazão dos outros iguais a esta.

$$x_{p,t} = q_{p,t} \rightarrow \text{vazão do poço } p \quad (\text{Eq. 8})$$

Com $p = 1..ni$ ($ni \rightarrow$ número de poços injetores não - simétricos)

Para as variáveis foram impostas restrições de limite, com valores máximos e mínimos. O limite inferior não permite que as variáveis assumam valores negativos, assumindo um valor mínimo muito baixo que representa o fechamento do poço, e o limite máximo restringe as mesmas a terem valores compatíveis com a capacidade de injeção individual dos poços. Ainda há uma restrição que limita o volume de gás a ser injetado diariamente. Esse volume é distribuído entre os injetores de modo que a soma das vazões de injeção dos poços seja igual a esse volume máximo diário ($3,0 \times 10^7$ SCF/dia).

A formulação do problema de otimização para o caso de injeção de CO_2 é:

Maximizar: $VPL(x_{p,t})$

Sujeito a: $0,001 \cdot 10^7 \text{ SCF} / \text{dia} \leq x_{p,t} \leq 1,2 \cdot 10^7 \text{ SCF} / \text{dia}$

$$4x_{1,t} + x_{5,t} \leq 3,0 \cdot 10^7 \text{ SCF}/\text{dia}$$

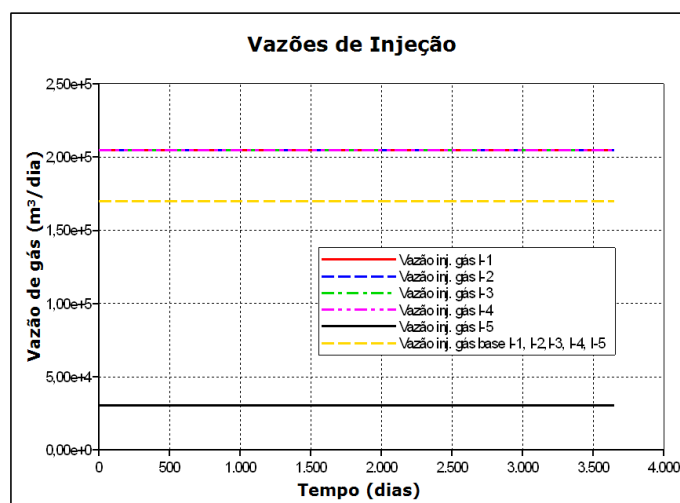
C – Resultados

Em todas as simulações (caso base e ótimo) considerou-se o preço do barril de petróleo fixo e igual a U\$50,00 e o valor dos créditos de carbono igual a U\$10,00 por tonelada de CO₂ armazenada no reservatório, que é dada pela diferença entre a massa de CO₂ injetada e a produzida. De modo geral, nota-se que a otimização da injeção de CO₂ ocasionou o aumento do fator de recuperação em relação ao do caso base. A melhora do fator de recuperação se dá por conta do aumento da produção de óleo e da redução da produção de gás (Tabela 3).

Tabela 3Consumo de CO₂, fator de recuperação, produções acumuladas e VPL dos casos simulados

Caso	Consumo de CO ₂ (kg)	Fator de Recuperação do Óleo (%)	Produção Acumulada de Óleo (m ³)	Produção Acumulada de Gás (m ³)	VPL em milhões de dólares (%)
BASE	5,80x10 ⁹	51,36	3,81x10 ⁶	2,11 x10 ⁹	789,35
ÓTIMO	5,80x10 ⁹	53,66	3,98x10 ⁶	1,95 x10 ⁹	826,10

O VPL do fluxo de caixa da operação é maior nos casos otimizados em função do aumento da receita gerada pela venda do óleo e pelos créditos de carbono ganhos e da redução dos custos advindo da re-injeção do gás produzido. Como o consumo de injeção de CO₂ é igual em ambos os casos, os valores indicam que a melhora da produção decorre claramente da otimização da distribuição da vazão total de injeção entre os poços ao longo do tempo de operação (Figura 5).

**Figura 5:** Vazões de Injeção dos casos simulados

Para evitar a chegada prematura do gás aos produtores, a resposta da otimização é definir uma vazão de injeção menor no poço central (poço 5) em relação à vazão definida para os poços injetores mais distantes dos produtores. Com isso o óleo é varrido de forma mais uniforme, favorecendo o aumento da produção e do VPL.

Conclusões

De um modo geral, a estratégia local de otimização SAO (Sequential Approximate Optimization) usada para a otimização dos casos estudados mostrou-se eficiente por apresentar um comportamento que favorece a melhora do fator de recuperação do óleo e o aumento no ganho econômico do projeto e com razoável número de iterações. O software DAKOTA, no qual a estratégia de Otimização Seqüencial Aproximada foi implementada, apresentou um ótimo desempenho, pois o seu acoplamento ao simulador de reservatórios e a execução da estratégia de otimização implementada apresentou um perfeito funcionamento.

As soluções obtidas para ambos os casos de aplicação, o de injeção de polímeros e o de injeção de CO₂, evidenciam a influência de parâmetros econômicos, a exemplo do valor do óleo e custos com a injeção de fluidos, sobre o ganho econômico do projeto, reforçando-se a idéia de que ao se considerar a viabilidade de um projeto de recuperação, estudos devem ser feitos levando em consideração a variação que esses parâmetros podem sofrer ao longo do tempo de operação do campo.

Agradecimentos

Agradecemos o apoio financeiro para a realização desta pesquisa, dado pelo IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo, gás e Bicombustíveis).

Referências Bibliográficas

- AFONSO, S. M. B.; HOROWITZ, B.; SILVA, M. F. **Design of Space Trusses Using Multifidelity Models. In: 6th World Congresses of Structural and Multidisciplinary Optimization.** Rio de Janeiro. Proceeding of the 6th World Congresses of Structural and Multidisciplinary Optimization. Rio de Janeiro : International Society for Structural and Multidisciplinary Optimization, 2005. v. 1. p. 1-9.
- COMPUTER MODELLING GROUP Ltd. **IMEX User's Guide – Version 2009.** 2009.
- DANTAS, V. **Otimização da injeção de polímeros em reservatórios de petróleo.** 130f. Dissertação (mestrado em Engenharia Civil) – CTG, Universidade Federal de Pernambuco. Recife. 2008.
- DANTAS, V.; GUIMARÃES, L. J. do N.; HOROWITZ, H.; COSTA, A. P. A. **Recuperação Avançada em Reservatórios de Petróleo Usando o Método Químico de Injeção de Polímero com Otimização.** 5º Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás - 5º PDPETRO. Fortaleza, Ceará. 15-22 Outubro. 2009. p 1-8.
- GIUNTA, A. A.; ELDRED, M. S. **Implementation of a Trust Region Model Management Strategy in the DAKOTA Optimization Toolkit.** 8th AIAA/USAF/NASA/ISSMO Symposium on Multidisciplinary Analysis and Optimization, AIAA-2000-4935. Long Beach, CA: [s.n.]. 2000.
- HOROWITZ, B.; GUIMARÃES, L. J. do N.; DANTAS, V.; AFONSO, S. M. B. **A Concurrent Efficient Global Optimization Algorithm Applied to Polymer Injection Strategies.** Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 71, 2010, pp. 195-204.
- ZERPA, L.E.; QUEIPO, N.V.; PINTOS, S.; 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.