

PLANEJAMENTO E OTIMIZAÇÃO DO DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE PETRÓLEO POR ALGORITMOS GENÉTICOS

Yván J. Túpac

ICA, Depto de Engenharia Elétrica, PUC-Rio
yvantv@ele.puc-rio.br

Marley Maria R. Vellasco

ICA, Depto de Engenharia Elétrica, PUC-Rio
marley@ele.puc-rio.br

Marco Aurélio C. Pacheco

ICA, Depto de Engenharia Elétrica, PUC-Rio
marco@ele.puc-rio.br

Abstract

This paper presents a Genetic Algorithm application for selecting the best alternative for oil field development under certain conditions. The alternatives in this study are related to the arrangement of wells in a known and delimited oil reservoir and serve as a basis for calculating the net present value, which is used to measure optimization: the optimal alternative is the one that maximizes the Net Present Value of the field. The results obtained have revealed that it is possible to discover the characteristics of the field when this method is used and that it achieves good results.

Keywords: Genetic Algorithms, Petroleum Fields Development, Optimization.

1 Introdução

Na engenharia de reservatórios a principal tarefa é desenvolver uma estratégia para alcançar a produção da maior quantidade de hidrocarboneto possível dentro dos limites físicos e econômicos existentes. As duas questões que determinam o nível de produção são: o sistema de exploração a ser instalado *in situ* e o reservatório geológico existente.

A modelagem de reservatório envolve muitas variáveis e parâmetros, que são inseridos como entradas num sistema de simulação que, por sua vez, fornece uma previsão do perfil de produção para a configuração dada pela variáveis e parâmetros de entrada [1].

A possibilidade de se obter diferentes perfis de produção para diferentes configurações sugere o desenvolvimento de um método iterativo para encontrar uma configuração que forneça a melhor estratégia, isto é, a alternativa ótima do ponto de vista econômico.

Para que um processo de otimização possa ser empregado neste problema, é necessário que seja definida uma *função objetivo* e seja escolhido um método de otimização apropriado. Assim, neste trabalho, utiliza-se Algoritmos Genéticos [2] para maximizar o *Valor Presente Líquido*, calculado com base no preço do petróleo e no perfil de produção de petróleo obtido a partir de um *simulador* de reservatório [3].

Uma alternativa de desenvolvimento é definida como a quantidade e localização de poços produtores e injetores em um campo petrolífero. Portanto, a otimização da

alternativa consiste em encontrar a quantidade, a localização e o tipo de poços que maximizem o VPL.

2 Modelo do Sistema

O sistema é composto de três blocos principais: o Algoritmo Genético, o Simulador de Reservatórios IMEX [4] e o Módulo de cálculo de Valor Presente Líquido. O Algoritmo Genético gera o conjunto de variáveis e parâmetros que configuram a alternativa. Essa alternativa é então submetida ao Simulador de Reservatórios, que fornece a Curva de Produção que, por sua vez, servirá para calcular o Valor Presente Líquido (VPL). Para fechar a malha, o VPL calculado é inserido no Algoritmo Genético como valor da avaliação da alternativa (cromossoma). Na Figura 1, a seguir, é apresentada a arquitetura do sistema de otimização proposto.

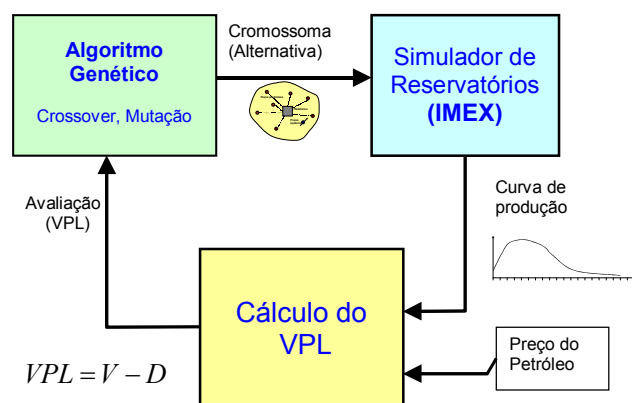


Figura 1: Arquitetura do sistema de otimização proposto.

2.1 Codificação do Cromossoma

Nesta aplicação de Algoritmos Genéticos (AGs), cada cromossoma da população representa uma alternativa de desenvolvimento a ser avaliada.

A codificação inicialmente proposta, sem considerar restrições físicas, é a seguinte: um cromossoma do AG representa uma alternativa completa, isto é, uma distribuição de poços dentro do campo petrolífero.

Um campo é representado no simulador por um *grid* com posições ativas e, em alguns casos, posições inativas. A posição de cada gene no cromossoma está associada à posição (i, j) no *grid* ativo do reservatório, onde i é o eixo horizontal e j o eixo vertical, e o valor $(i, j) = (1,1)$ representa o primeiro *cluster* ativo no lado superior esquerdo. Isto é, o cromossoma é um mapeamento feito a partir da representação de campo e poços do simulador.

O valor de cada gene representa o que está contido no *cluster* correspondente. Para representar os poços é usado um alfabeto simbólico de valores discretos $\{0; 1; 2; 3; 4; 5; 6\}$ que significam:

- 0: Não há poço
- 1: Há um poço vertical de produção.
- 2: Há um poço vertical de injeção.
- 3: Há um poço horizontal de produção.
- 4: Há um poço horizontal de injeção.
- 5: Há um poço direcional de produção.

6: Há um poço direcional de injeção.

A avaliação é feita da seguinte forma: a alternativa é submetida ao simulador; o simulador fornece um perfil de produção do campo, dependendo dos poços colocados e do período simulado em anos. A partir do perfil obtido, calcula-se o Valor Presente Líquido do reservatório, conforme descrito na seção a seguir.

2.2 Cálculo do Valor Presente Líquido

O valor presente líquido é basicamente calculado como a diferença entre o valor presente e o custo de desenvolvimento, conforme descrito na seguinte expressão:

$$VPL = VP - D \quad (1)$$

onde VP é o valor presente e D é o custo de desenvolvimento.

O Custo de Desenvolvimento D , no qual são considerados os investimentos feitos para que o reservatório possa começar a produzir é calculado como:

$$D = (a + r)n_p + b + \sum_{j=1}^{n_p} |p_j - P_{PL}| \cdot c \quad (2)$$

onde

a Custo médio de perfuração para cada poço mais o custo da “Árvore de Natal”

r Custo do *riser* que corresponde ao custo da linha d'água multiplicado pelo custo de linha por quilômetro.

b Custo de transferência mais o custo de plataforma e planta.

p_j Posição do poço j .

P_{PL} Posição da plataforma.

c Custo de linha por quilômetro.

n_p Número de poços.

Normalmente, para cada alternativa, estes valores são conhecidos a priori e permanecem fixos.

O valor presente (VP) representa um valor atribuído hoje para objetos ou eventos futuros. Para mensurar a distância temporal entre o “hoje” e o dia da precificação do evento a realizar-se, utiliza-se um fator de desconto exponencial.

Para o problema de reservatório o valor presente é composto pela diferença entre os custos e receitas que ocorrerão durante o período de produção especificado: valor presente da receita VP_R menos o valor presente do custo de operação VP_{Cop} com a aplicação de uma alíquota de imposto de aproximadamente 34%:

$$VP = (VP_R - VP_{Cop})(1 - I) \quad (3)$$

O Valor Presente da Receita depende da produção em t , dos preços do petróleo em t e da constante de ajuste. Neste caso, como as condições de mercado são de certeza, o preço do petróleo pode ser expresso como uma função $P_{oil}(t)$ determinística. Assim, para cada tempo t , o valor da receita é obtido como:

$$R(t) = Q(t) \cdot P_{oil}(t) \quad (4)$$

e o valor presente da receita é:

$$VP_R = \sum_{i=1}^T R(t_i).e^{-\rho.t_i} \quad (5)$$

onde ρ é o fator de desconto fixado em 0.1, T é o tempo máximo de atividade lucrativa do reservatório (isto é o maior t no qual o valor da receita é maior que o custo de operação), e o valor t_i é o i -ésimo passo de tempo no valor de produção de óleo ou gás. Note-se que t_i não avança em passos de tempo fixos.

O Valor Presente do Custo Operacional é dado para cada tempo t pela seguinte expressão:

$$C_{OP}(t) = m.n_p + C_v(t) + R_y Q(t)P_{oil}(t) + C_F \quad (6)$$

onde

m Custo de manutenção de um poço (considerado igual para todos os poços).

n_p Número de poços

C_V Custos variáveis no tempo que dependem da produção.

C_F Custos fixos.

R_y Alíquota de *Royalties*

$Q(t)$ Produção de óleo no tempo t

$P_{oil}(t)$ Preço do petróleo no tempo t

e o valor presente é,

$$VP_{COP} = \sum_{i=1}^T C_{OP}(t_i).e^{-\rho.t_i} \quad (7)$$

Com os valores VP_R e VP_{COP} se obtém o valor presente VP (Eq.3) e, subsequentemente, o valor presente líquido VPL (Eq. 1).

3 Resultados Obtidos

Os testes foram feitos sobre uma configuração de reservatório simples, em forma de paralelepípedo 30 x 30 x 1. Este reservatório possui parâmetros de porosidade constantes ao longo de todo o campo.

Para inicializar a população foram feitas as seguintes considerações:

- Foram geradas soluções contendo apenas poços verticais, tanto produtores como injetores.
- Foi utilizada uma taxa de probabilidade para colocar poços que varia entre zero e um valor máximo diferente para cada cromossoma. Desta forma, na geração da população são gerados cromossomas com diferentes quantidades de poços
- Os operadores genéticos utilizados foram o cruzamento uniforme e a mutação [2] e dois novos operadores genéticos de mutação descritos a seguir.

Operador de adição de poços.

Para o cromossoma selecionado, com probabilidade p_{aw} , é inserido um poço produtor ou injetor em posição aleatoriamente escolhida..

Operador de eliminação de poços

Para o cromossoma selecionado, com probabilidade p_{pw} , é eliminado um poço do cromossoma.

O algoritmo genético foi executado aplicando taxas e parâmetros mostradas na tabela.

Taxa de cruzamento	$p_c = 0.65;$
Taxa de mutação	$p_m = 0.1;$
Taxa de adição de poços	$p_{aw} = 0.1;$
Taxa de eliminação de poços	$p_{pw} = 0.1;$
Tamanho da população	100 indivíduos;
Número de gerações	20
Número de ciclos	4

Tabela 1: Taxas e parâmetros usados na evolução do GA.

Para o cálculo do valor presente líquido foram considerados os seguintes valores dos parâmetros (custos expressos em dólares):

Custo de perfuração	20.000.000
Custo linhas/Km (CL)	2.000.000
Custo de Riser (linha d'água=1000m)	1000 x CL
Custo de Planta e Plataforma	400.000.000
Taxa de amortecimento ρ exponencial	-0.01
Custo variável C_v	5.0 x $Q(t)$
Alíquota de Imposto	34%
Alíquota de Royalties R_y	0,1
Custo médio anual de manutenção de poços	600.000
Preço do Petróleo (fixo)	20 por barril

Tabela 2: Parâmetros usados para o cálculo do valor presente líquido

Para estes valores, foram obtidos os seguintes resultados:

Melhor VPL : (US\$) 1,650,448,202.4
Investimento: (US\$) 1,109,463,679.05
Reserva : (m³) 58,245,500

Na figura a seguir, mostra-se a configuração de poços correspondente à alternativa encontrada pelo algoritmo.

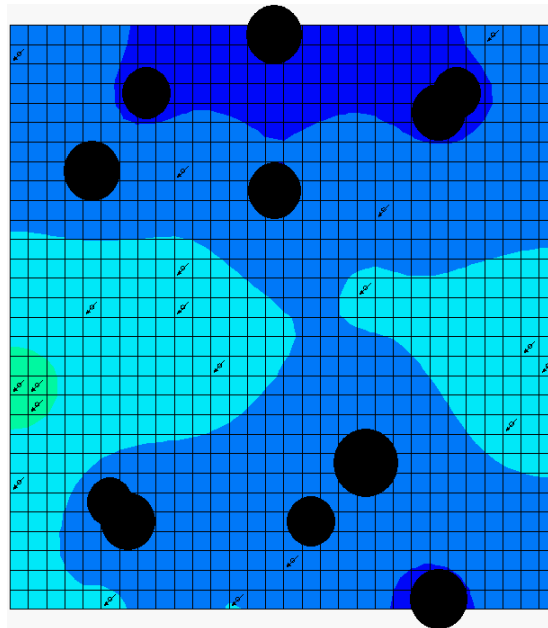


Fig 3. Distribuição de poços encontrada pelo algoritmo genético

Na figura 3 pode-se observar que os poços produtores e injetores, (poços produtores simbolizados pelos círculos pretos e os poços injetores pelas setinhas), foram colocados pelo algoritmo genético em dois agrupamentos de produtores com os poços injetores em torno destes, sendo em total 11 poços produtores e 19 poços injetores.

O tempo que o algoritmo requer para evoluir uma solução é um ponto crítico neste trabalho. Para obter os resultados apresentados, foi necessário um tempo de computação de 36 horas em um computador Intel PIII-800. Considera-se ainda que a população é bastante pequena para o grande espaço de busca requerido na busca de soluções neste problema.

4 Conclusões

Neste trabalho foi desenvolvido um sistema de otimização de alternativas de investimento em campos de petróleo sob condições de certeza usando Algoritmos Genéticos como método de otimização. O valor presente líquido foi usado como função objetivo, considerando-se as variações no número, tipo e posição dos poços. Os parâmetros internos de cada poço são considerados constantes.

Os resultados apresentados neste artigo são ainda preliminares porém, animadores.

Este projeto de pesquisa prossegue, buscando-se um maior desempenho do sistema através de 3 principais iniciativas: processamento paralelo, um novo modelo do algoritmo genético e um sistema híbrido neuro-fuzzy. Na evolução de forma paralela, utilizam-se vários computadores executando simuladores de reservatórios, capazes de avaliar várias alternativas (cromossomas) simultaneamente. O novo modelo do algoritmo genético envolve cromossomas de tamanho variável para a identificação automática do número ideal de poços, e genes contendo valores reais das coordenadas i e j de cada poço para facilitar o processo de busca. Por último, pretende-se treinar um sistema neuro-fuzzy com um simulador de reservatórios de modo a reduzir o número de execuções do simulador durante a evolução.

Este projeto é patrocinado pela PETROBRAS, Petróleo Brasileiro S.A., e coordenado pelo CENPES. Gostaríamos de destacar e agradecer a relevante colaboração do Eng. Ricardo Portella do CENPES, durante a execução deste projeto.

Referências

- [1] Bittencourt, A. C., and Horne, R. N.: Reservoir Development and Design Optimization, SPE 38895 presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 5-8.
- [2] Z. Michalewicz, Genetic Algorithms+Data Structures=Evolution Programs, Springer-Verlag-1994.
- [3] Crichlow, H. B.: Modern Reservoir Engineering - A Simulation Approach, Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 1977.
- [4] IMEX Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator version 2000 User's Guide. Computer Modelling Group LTD.