

“A metodologia proposta permite a integração entre o processo de ajuste de histórico e a modelagem geoestatística.”



Metodologia para integração de ajuste de histórico com modelagem geoestatística usando algoritmo genético e busca direta

[Célio Maschio](#)

Introdução

Geralmente, a modelagem geológica e o processo de ajuste de histórico são realizados por equipes diferentes, sendo comum um desacoplamento ou um acoplamento fraco entre as duas áreas. Isso pode levar, na fase do ajuste, a alterações inadequadas no modelo geológico, podendo gerar modelos geologicamente inconsistentes. Por isso, é importante a integração da modelagem geológica com processo de ajuste de histórico.

Tradicionalmente, os métodos empregados no processo de ajuste de histórico são métodos que, de alguma forma dependem de uma direção de descida em um espaço de soluções (combinação dos parâmetros de ajuste). Esses métodos geralmente falham em problemas altamente não-lineares, ou seja, problemas onde não há uma relação direta (linearidade) entre as variáveis de entrada (parâmetros de ajuste) e a variável de saída (função objetivo, que é a diferença entre dados observados e simulados). Dentro desse contexto, foram estudados e comparados dois métodos de otimização: um método baseado em busca direta e outro baseado em algoritmo genético.

Os algoritmos genéticos são métodos de otimização baseados em processos de evolução natural. Uma característica que torna estes métodos interessantes e atrativos é a habilidade em lidar com problemas altamente não lineares, com espaços de soluções extremamente irregulares e não suaves, onde os métodos tradicionais, que dependem de uma direção de descida (informações de gradientes), geralmente falham. Outra característica interessante é facilidade de usar a computação distribuída.

Metodologia

Foi desenvolvida uma metodologia visando a integração do processo de ajuste de histórico com a modelagem geoestatística. As imagens geoestatísticas (exemplo: litofacies, porosidade e permeabilidade) são consideradas como parâmetros de ajuste. Outros parâmetros, tais como, relação entre permeabilidade vertical e horizontal (k_x/k_z), permeabilidade relativa etc, também podem ser considerados. Um procedimento de transferência de escala foi integrado ao processo iterativo de ajuste.

Aplicação

A metodologia foi aplicada a um modelo com características próximas de um caso real (Figura 1).

Foram geradas 200 imagens de litofacies, 50 de porosidade e 50 de permeabilidade. Também foi considerada a relação k_x/k_z e um parâmetro relativo à transferência de escala.

A malha de drenagem é composta por 6 poços produtores e 6 injetores de água, todos verticais, com um histórico de produção de 10 anos.

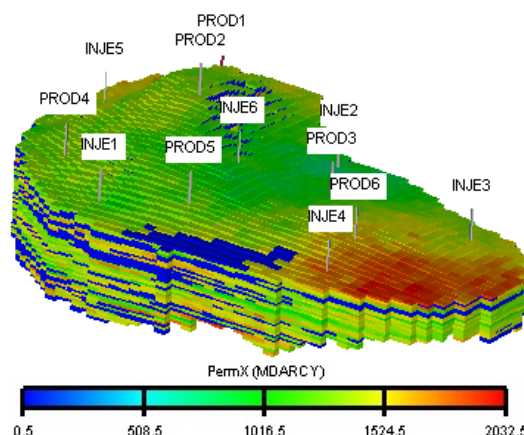


Figura 1: Modelo de reservatório estudado

Resultados e Discussões

Na Figura 2, mostra-se a evolução da função objetivo para vários processos de ajuste usando o algoritmo genético. Os processos GA1, GA2 e GA3 têm 30 indivíduos em cada geração e 20 gerações. A diferença entre eles é em relação à taxa de mutação e fração de cruzamento (*crossover*): 0.01 e 0.70 para GA1, 0.20 e 0.70 para GA2 e 0.20 e 0.95 para GA3. O processo GA4 tem 60 indivíduos e 10 gerações e o GA5 15 indivíduos e 40 gerações, ambos com 0.01 e 0.70 para taxa de mutação e fração de cruzamento.

Pode-se observar que os melhores resultados (em termos de redução da função objetivo) foram obtidos com os processos GA1, GA2 e GA5. Os melhores ajustes obtidos com o processo GA2 estão mostrados na Figura 3 (poço PROD5). Observa-se que não é interessante usar uma taxa de cruzamento muito alta (GA3) bem como poucas gerações com muitos indivíduos (GA4). Os resultados mostram que é interessante um equilíbrio entre estes fatores para ter uma exploração eficiente do espaço de soluções, combinando o caráter da diversificação do método, controlado pela taxa de mutação, com o caráter determinístico, controlado pela taxa de cruzamento.

Na Figura 4, são mostrados os ajustes obtidos com o método de busca direta. Foram realizados três

Pós-Graduação:

Ciências e Engenharia de Petróleo: interessados em Mestrado e Doutorado na área de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo [cliquem aqui](#).

Interesses Especiais:

[UNISIM](#)

[Publicações UNISIM](#)

[Portal de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios](#)

[UNIPAR](#)

[STEP](#)

[Edições Anteriores](#)

Links:

[Unicamp](#)

[Cepetro](#)

[Dep. Eng. Petróleo](#)

[Fac. Eng. Mecânica](#)

[Ciências e Eng. de Petróleo](#)

“Foi demonstrado que o uso de algoritmo genético é viável no processo.”

Oportunidades no UNISIM:

Se você tem interesse em trabalhar ou desenvolver pesquisas no UNISIM, entre em contato conosco:

Interesse imediato em:

- > Pesquisador na área de simulação, gerenciamento e caracterização de reservatórios

Para mais detalhes, [clique aqui](#).

Outras Oportunidades:

Vaga de Professor na área de Engenharia de Reservatórios

Para mais detalhes, [clique aqui](#).



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

UNISIM

Depto. Eng. Petróleo
Fac. Eng. Mecânica
Univ. Estadual de Campinas
Campinas-SP

Tel: 55-19-3521-3359
Fax: 55-19-3289-4999
Email: unisim@dep.fem.unicamp.br

ajustes com esse método: (DS1) sem ordenamento das imagens, (DS2) com ordenamento e (DS3) sem ordenamento usando a melhor solução de um dos processos com algoritmo genético. Nas Tabelas 1 e 2, são apresentados os valores finais da função objetivo e o número de simulações para os processos usando algoritmo genético e busca direta, respectivamente. O valor entre parêntesis para DS2 equivale ao número de simulações usadas no ordenamento das imagens e para DS3 corresponde ao número de simulações do processo GA5.

Tabela 1: Resultados do algoritmo genético

Processo	Menor valor FO*	Número de simulações
GA1	24.25	194
GA2	23.19	438
GA3	35.74	199
GA4	33.02	548
GA5	23.10	342

*valor inicial da FO = 117.97

Tabela 2: Resultados da busca direta

Processo	Menor valor FO	Número de simulações
DS1	33.76	122
DS2	24.12	124 (+300)
DS3	22.95	65 (+342)

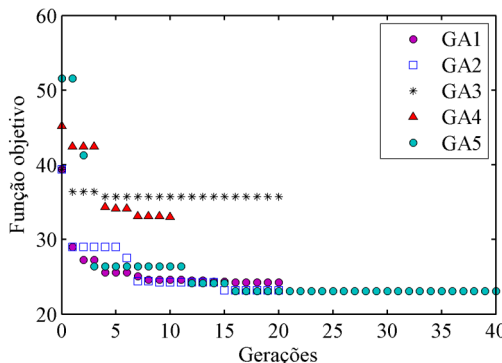


Figura 2: Modelo de reservatório estudado

Considerações Finais

A metodologia proposta permite a integração entre o processo de ajuste de histórico e a modelagem geoestatística. Foi demonstrado que o uso de parâmetros oriundos diretamente da caracterização geológica, neste caso, mapas de litofácies, porosidade e permeabilidade, gera espaços de soluções altamente não lineares, o que requer métodos e procedimentos espe-

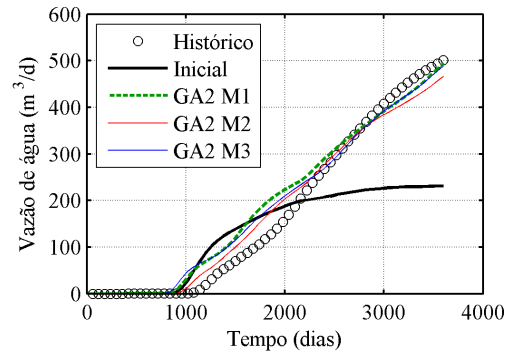


Figura 3: Melhores soluções do processo GA2

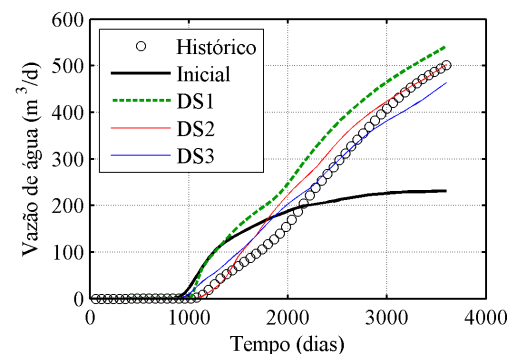


Figura 4: Soluções com busca direta

ciais para o processo de ajuste. Foi demonstrado que o uso de algoritmo genético é viável no processo, e que o uso de métodos de busca direta também pode ser viável após um ordenamento das imagens (ou mapas) geradas na fase de caracterização.

Outros aspectos foram tratados nesse trabalho, como por exemplo, o uso da computação distribuída na aceleração do processo. Os métodos de otimização utilizados se mostraram bastante adequados para ambientes paralelos, pois diversas simulações independentes podem ser realizadas ao mesmo tempo.

Referência

Maschio, C., Vidal, A.G and Schiozer, D.J.: "A framework to integrate history matching and geostatistical modeling using genetic algorithm and direct search methods", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2008 (em fase final de revisão).

Informações sobre o autor:

Célio Maschio é mestre e doutor em Engenharia Mecânica pela UNICAMP e é pesquisador do UNISIM desde outubro de 2001.

Para maiores informações, visite
<http://www.dep.fem.unicamp.br/unisim>

O UNISIM é um grupo de pesquisa do Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP, com apoio do Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) que tem como objetivo desenvolver trabalhos e projetos na área de simulação e gerenciamento de reservatórios.