

"O modelo de simulação substituto tem os mesmos dados que o modelo de simulação completo, mas a malha de simulação é muito mais grosseira."

INTERESSES ESPECIAIS:

- [UNISIM](#)
- [Publicações UNISIM](#)
- [Portal de Simulação de Gerenciamento de Reservatórios](#)
- [UNIPAR](#)
- [Edições anteriores](#)

LINKS:

- [Unicamp](#)
- [Cepetro](#)
- [Dep. Eng. Petróleo](#)
- [Fac. Eng. Mecânica](#)
- [Ciências e Eng. de Petróleo](#)

PÓS-GRADUAÇÃO:

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

Análise de Risco com Modelos de Fluxo Substituto

[Tiago Corrêa de Araújo de Amorim](#)

Uma análise adequada dos riscos de um estudo de desenvolvimento de um campo de petróleo pode exigir um grande número de simulações de fluxo, o que pode levar a tempo de máquina considerável. Algumas técnicas foram desenvolvidas para reduzir o esforço computacional, tais como o planejamento experimental com superfície de resposta. Um problema geralmente associado a estas técnicas é a menor confiabilidade associada a problemas complexos e a pouca flexibilidade a alterações nas variáveis de incerteza. Uma alternativa é proposta com o uso de modelos de simulação substitutos rápidos que geram resultados semelhantes ao modelo completo.

Como o tamanho da malha de simulação influencia diretamente o tempo de processamento de um modelo de fluxo, a redução do seu tamanho é uma medida efetiva para acelerar uma análise de risco. Assim, o modelo de simulação substituto obedece às mesmas leis físicas e tem os mesmos dados que o modelo de simulação completo, mas a malha de simulação é muito mais grosseira.

A malha de simulação do modelo substituto é gerada a partir da localização dos poços. Com a localização dos poços no plano (x, y), é feita uma triangulação de Delaunay e, com base nas arestas definidas entre os poços, pontos adicionais são criados e uma nova triangulação é realizada. Cada ponto deste conjunto representa um volume de controle da malha do modelo substituto (cada volume de controle é composto por um conjunto de células empilhadas verticalmente) e as arestas entre os pontos representam as conexões entre as células dos volumes de controle (Figura 1).

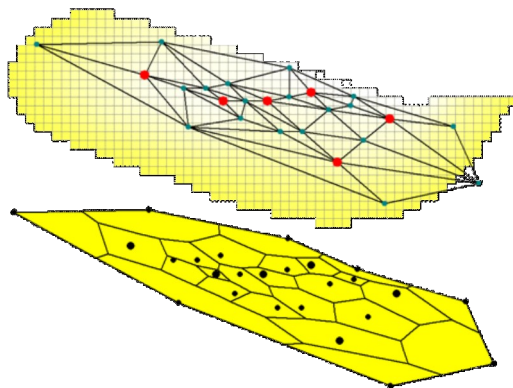


Fig. 1: Geração da nova malha de simulação.

Inicialmente, as propriedades das células do modelo substituto são calculadas em função das propriedades das células do modelo completo, i.e., é realizada transferência de escala. Devido às grandes alterações na malha de simulação, não é possível garantir que o modelo substituto consiga gerar respostas muito próximas às do modelo completo. Para que o modelo substituto gere respostas compatíveis com a necessidade da aplicação é realizado o ajuste das propriedades da nova malha de simulação. As propriedades da malha de simulação e os expoentes das curvas de permeabilidade relativa são utilizados como variáveis de ajuste das respostas do modelo substituto às do modelo completo.

São utilizados como variáveis de ajuste, parâmetros que definem os volumes porosos de cada célula, as transmissibilidades entre as mesmas e a conectividade

de entre os poços e a malha de simulação. As curvas de permeabilidade relativa são substituídas por uma formulação analítica para poderem ser alteradas durante o processo de ajuste do modelo substituto. As curvas de permeabilidade relativa são modificadas para minimizar problemas de dispersão numérica no modelo substituto e melhor representar o modelo completo.

Os parâmetros da nova malha de simulação e os expoentes das curvas de permeabilidade relativa são ajustados automaticamente com um algoritmo de otimização numérica, minimizando a diferença entre as respostas dos modelos completo e substituto. É utilizado o método *Quasi-Newton* de Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno (BFGS), que necessita apenas do gradiente para minimizar uma função.

O maior desafio no ajuste do modelo substituto é o grande número de variáveis. Apesar de ser rápido, é necessário um grande número de simulações com o modelo substituto durante o processo de otimização, podendo tornar o processo demorado. De modo a acelerar o algoritmo de otimização, algumas técnicas foram inseridas no mesmo. Duas formas de reduzir o número de simulações necessárias com o modelo substituto são simplificar o cálculo dos gradientes da função objetivo e realizar buscas pelo ponto de ótimo em subespaços do espaço das variáveis.

Quando o número de variáveis é igual ou menor que 15, é realizado um planejamento de experimentos fatorial fracionário próximo ao ponto de interesse, e o gradiente é calculado a partir de uma superfície de resposta ajustada às respostas dos experimentos. Quando o número de variáveis é maior que 15, o gradiente é estimado pelo método da perturbação simultânea.

O ajuste do modelo substituto é realizado em diversas etapas. Na primeira etapa, todos os elementos do modelo fazem parte do mesmo grupo. À medida que o processo de otimização evolui, os grupos são subdivididos em duas partes, até chegar ao ponto em que todos os grupos existentes possuem apenas um poço. O cálculo do gradiente e ajuste dos parâmetros dos grupos são feitos de modo simultâneo. Isto é possível com a partição da função objetivo. A função objetivo de cada grupo é a soma das contribuições dos poços que pertencem ao mesmo.

Para validar a metodologia proposta, foi gerado um modelo de fluxo com um número grande de poços: 59 produtores de óleo e 17 injetores de água. Os poços têm limites de vazão e de pressão de fundo, além de limites de vazão por grupo. Este modelo demora 767s (12,8 minutos) para gerar previsões de produção para 20 anos de produção (Figura 2).

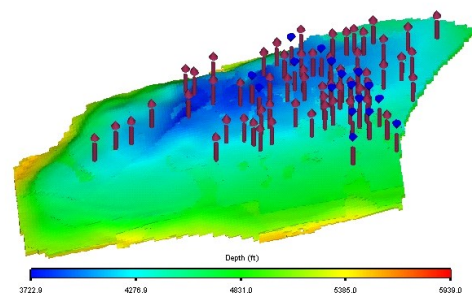


Fig. 2: Modelo de fluxo com 76 poços.

"Após a correção das respostas do modelo substituto, as análises de risco ficaram com resultados muito próximos."

A construção e ajuste do modelo substituto levou 5,5h. Ao final do ajuste o modelo substituto conseguiu ter uma tendência de declínio na produção de óleo muito próxima à do modelo de fluxo original. Em termos de produção acumulada de óleo, a diferença entre os modelos no tempo final da simulação foi de 4% (Figura 3).

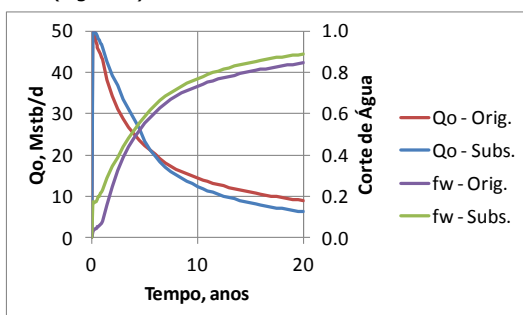


Fig. 3: Ajuste do modelo substituto.

Para verificar a qualidade das respostas geradas com o modelo substituto, foram comparados os resultados de análises de risco feitas com o modelo de fluxo original e com o modelo substituto. Como o modelo original é muito lento para poder ser utilizado diretamente com o Hiper cubo Latino, e para melhor comparar os resultados, ambas as análises de risco foram realizadas com planejamento de experimentos e superfície de resposta.

Os resultados das análises de risco realizadas com os dois modelos foram próximos. As diferenças entre os valores estimados pelo modelo substituto com relação ao modelo original foram de até 14%. Para dar maior robustez ao modelo, pontos adicionais são gerados para comparar as respostas do modelo original e do modelo substituto. Uma análise de sensibilidade foi utilizada para verificar as variáveis de incerteza com maior impacto nas respostas do modelo substituto. Experimentos adicionais com o modelo original foram criados com alterações nas variáveis mais impactantes, e os resultados foram comparados entre os modelos. Com estes resultados foi possível gerar uma correlação para correção dos resultados do modelo substituto (Figura 4).

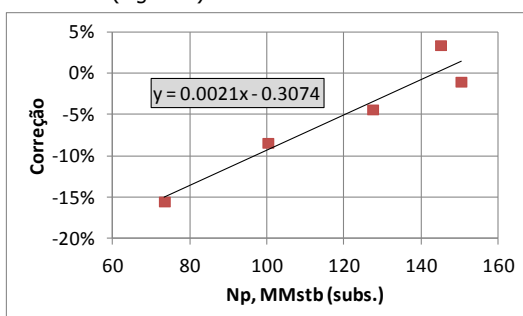


Fig. 4: Correção do modelo substituto.

O uso da correlação para corrigir os resultados da análise de risco do modelo substituto conseguiu reduzir os desvios da análise de risco do mesmo para valores inferiores a 3%. O resultado final foi uma curva de distribuição de produção acumulada de óleo gerada com o modelo substituto próxima à gerada

com o modelo original (Figura 5).

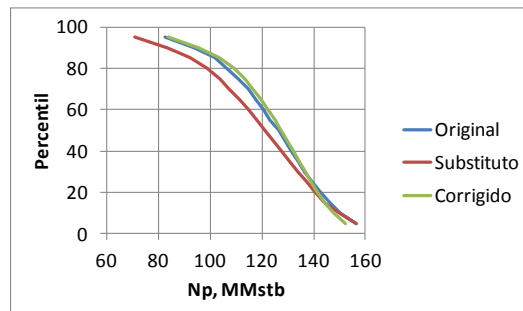


Fig. 5: Resultado das análises de risco.

Mesmo com a utilização de quatro simulações adicionais com o modelo original, a geração da análise de risco com o modelo substituto foi mais rápida que a análise de risco com o modelo completo. A análise de risco realizada com o modelo original, utilizando planejamento de experimentos, levou aproximadamente 9,6h (576 minutos). Já o ajuste, análise de risco e correção do modelo substituto levaram aproximadamente 6,6h (397 minutos), ou seja, 50% mais rápido que a análise com o modelo original. Como o ajuste do modelo substituto é realizado apenas uma vez, os ganhos em termos de tempo de máquina serão ainda maiores caso mais análises sejam necessárias, e.g., alterações nos limites das variáveis de incerteza. Esta é a maior vantagem em relação aos metamodelos tradicionais; o modelo substituto preserva características do modelo físico sendo assim possível usá-lo em situações semelhantes as dos testes com mais confiabilidade.

A metodologia proposta para gerar um novo modelo de fluxo, o modelo substituto, é flexível e simples de automatizar. A construção da nova malha de simulação a partir da posição dos poços conseguiu representar as principais direções de fluxo do modelo original. O método de ajuste do modelo substituto às respostas do modelo original fez uso de diferentes aproximações para acelerar o processo, mas conseguiu gerar bons resultados.

A análise de risco gerada com o modelo substituto não foi capaz de reproduzir exatamente os resultados da análise gerada com o modelo de fluxo original. A proposta de correção das respostas do modelo substituto através de simulações adicionais do modelo original foi eficaz na aplicação apresentada. Após a correção das respostas do modelo substituto, as análises de risco ficaram com resultados muito próximos. Diferentes estratégias para melhorar o resultado final foram incorporadas aos algoritmos de construção e ajuste do modelo substituto, porém algumas não foram testadas. Enquanto o estudo das linhas de fluxo do modelo original pode ser utilizado para gerar um malha de simulação mais adequada, a utilização de funções objetivo específicas para cada tipo de erro pode melhorar o ajuste do modelo substituto.

Mais detalhes sobre o processo podem ser encontrados no trabalho de AMORIM (2012).

Informações sobre o autor:

Tiago Amorim é engenheiro de reservatórios da Petrobras. Trabalha no suporte técnico da área Internacional desde 2005.

Para maiores informações, visite
<https://www.unisim.cepetro.unicamp.br>

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

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](#).



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

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

Tel: 55-19-3521-1220

Fax: 55-19-3289-4916

unisim@dep.fem.unicamp.br