



Ajuste de Modelos Numéricos de Campos de Petróleo Combinando Dados de Produção e Pressão com Mapas de Saturação

[Valmir Francisco Risso](#)

O processo de ajuste de campos de petróleo utiliza dados de produção e de pressão dos poços produtores e injetores na calibração do modelo numérico. No entanto, essa técnica apresenta algumas limitações, principalmente no início do desenvolvimento do campo, período em que a água proveniente de poços injetores ou de aquíferos ainda não alcançou os poços produtores, o que torna o processo de ajuste do modelo numérico menos confiável. Procurando minimizar este problema, foi desenvolvida uma metodologia que permite a integração do histórico de produção e de pressão com os mapas das frentes de saturação obtidos através da sísmica 4D.

Modelos numéricos

A aplicação inicial para validação da metodologia foi através de um modelo sintético (Figura 1), a partir do qual foram gerados os históricos de produção do campo. Este modelo é um modelo bidimensional bifásico (água-óleo), com 5 poços distribuídos de forma "five-spot", sendo 4 produtores e 1 injetor, com um canal de fluxo e duas barreiras. O processo de ajuste parte de um modelo base com permeabilidade constante de 500 mD.

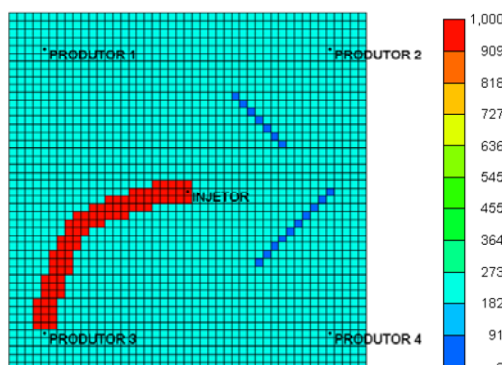


Figura 1: Mapa de permeabilidade absoluta do modelo sintético

Definição das Regiões incertas

O mapa de erro foi construído levando-se em consideração as diferenças existentes entre o mapa de saturação do modelo sintético e do modelo base (Figura 2-c). Este mapa foi dividido em 4 regiões incertas e a função-

objetivo é definida como sendo a soma do erro existente nestas regiões.

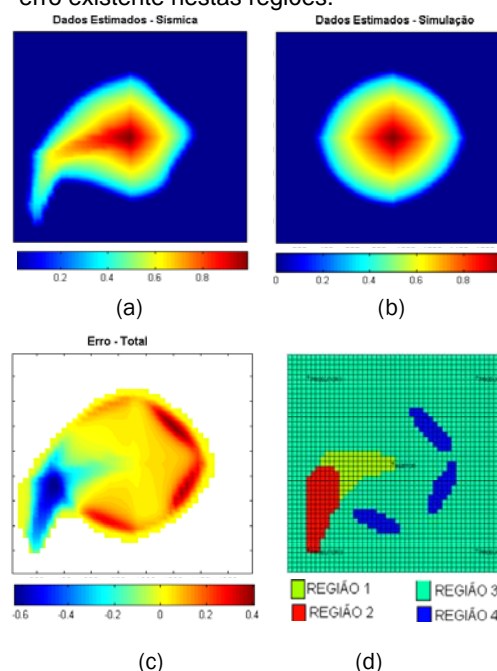


Figura 2: Mapa de saturação de água: (a) modelo sintético (b) modelo base (c) erro entre os mapas (d) definição das regiões

Resultados

O processo de ajuste do modelo numérico foi realizado com o auxílio da metodologia do planejamento estatístico. O objetivo final do processo é minimizar a função-objetivo, reduzindo o erro e aproximando o modelo base do modelo sintético.

Planejamento Fatorial Fracionário

O planejamento fatorial fracionário teve por objetivo definir qual das alterações feitas nas regiões incertas do modelo base tiveram maior impacto na resposta (função-objetivo). Para cada região foram definidas como variáveis incertas a permeabilidade absoluta na direção "x" e na direção "y", cada uma discretizada em 3 níveis.

Planejamento Fatorial Completo

Após a sequência de planejamentos fracionários foi possível definir o valor aproxima-

"A utilização de mapas de saturação foi fundamental para diminuir as incertezas do modelo numérico."

Interesses especiais:

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

Outros links:

- [Unicamp](#)
- [Cepetro](#)
- [DEP](#)
- [FEM](#)

“A técnica do planejamento estatístico mostrou-se uma ferramenta eficiente para melhorar o processo de ajuste de histórico”

Oportunidade:

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
- Gerente Executivo para Rede Temática de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios
- Estagiário de Informática

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



Grupo de Simulação de Fluxo em Meios Porosos

UNISIM

Deppto. 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

mado de cinco variáveis incertas, porém existiam ainda três variáveis com alguma incerteza que foram ajustadas através de um planejamento fatorial completo. A superfície de resposta é apresentada na forma codificada através da Equação 1.

$$\begin{aligned} \text{Erro} = & 1,92 - 0,298 \cdot \text{perm}_{xy} + 1,13 \cdot \text{perm}_{xy}^2 - 0,08 \cdot \text{perm}_{xy} \\ & + 0,21 \cdot \text{perm}_{xy}^2 - 0,51 \cdot \text{perm}_{xy} + 2,95 \cdot \text{perm}_{xy}^2 - 0,01 \cdot \text{perm}_{xy} \\ & \cdot \text{perm}_{xy} - 2,01 \cdot \text{perm}_{xy} \cdot \text{perm}_{xy} + 0,13 \cdot \text{perm}_{xy} \cdot \text{perm}_{xy} \end{aligned} \quad (1)$$

A Figura 3 mostra a superfície de resposta, permitindo uma melhor visualização do comportamento das variáveis.

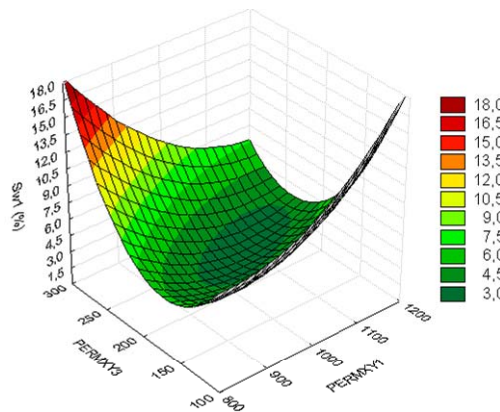


Figura 3: Superfície de resposta para o erro na saturação de água

Modelo Ajustado

A Tabela 1 mostra a permeabilidade utilizada no modelo sintético, no modelo base e no modelo ajustado.

Tabela 1: Permeabilidade absoluta

REGIAO	1	2	3
Modelo sintético	1000	0	200
Modelo base	500	500	500
Modelo ajustado	1050	0	250

É possível visualizar melhor o ajuste na Figura 4. Analisando-se os resultados é possível observar que o modelo base aproximou-se muito do modelo sintético e foi possível identificar o canal preferencial de fluxo e as duas barreiras, com isso o erro final foi reduzido para 2% do erro inicial.

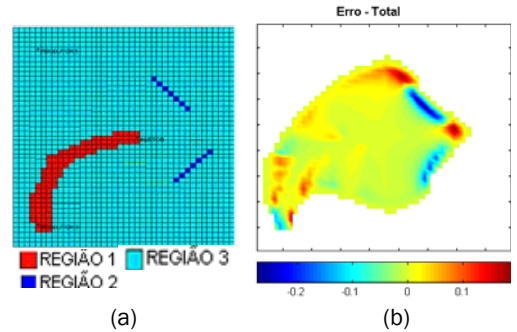


Figura 4: modelo ajustado: (a) Mapa de permeabilidade absoluta (b) mapa de erro

Conclusões

A metodologia desenvolvida para o ajuste de mapas se mostrou adequada para um melhor ajuste do modelo numérico, diminuindo assim as incertezas do modelo base e tornando a previsão de comportamento do campo mais confiável.

A definição das regiões utilizando o mapa de erro também se mostrou viável e a técnica do planejamento estatístico, junto com a metodologia da superfície de resposta, mostrou-se uma ferramenta eficiente para melhorar o processo de ajuste de histórico, permitindo analisar um número maior de variáveis incertas ao mesmo tempo.

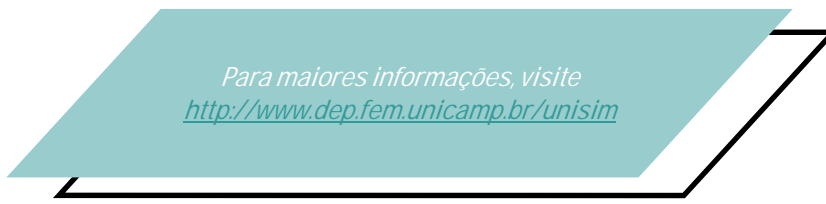
A metodologia desenvolvida está sendo testada e validada no processo de ajuste de modelos econômicos de campos reais, com comportamento trifásico (óleo, água, gás) e com maior complexidade.

Referências

Risso, V. F. e Schiozer, D. J.: "Auste de Modelos Numéricos de Campos de Petróleo Combinando Dados de Produção com Sísmica 4D", Rio Oil and Gas, Rio de Janeiro, Brasil, 11-14, Setembro, 2006.
Risso, V. F., Risso, F. V. A. e Schiozer, D. J.: "Ajuste de Histórico de Campos de Petróleo Utilizando a Metodologia do Planejamento Estatístico", XXVII CILAMCE, Belém/PA, 03-06, Setembro, 2006.

Informações sobre o autor:

Valmir Francisco Risso é Engenheiro Civil, mestre e doutorando em Engenharia de Petróleo e membro do grupo UNISIM desde agosto de 2000.



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.