

"Este trabalho propõe uma metodologia de ajuste de histórico com sísmica 4D integrado à combinação de incertezas."

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 de Petróleo [cliquem aqui](#).

Ajuste de Histórico usando Sísmica 4D e Múltiplos Modelos de Simulação

[Alessandra Davolio](#)

1. Introdução

O uso da sísmica 4D no processo de ajuste de histórico vem se tornando uma prática comum na indústria. Existem vários trabalhos na literatura descrevendo metodologias para incorporar estes dados de forma qualitativa e quantitativa. Nota-se também, nos últimos anos, um crescente interesse em metodologias de ajuste de histórico que gerem modelos geologicamente consistentes. Neste trabalho, é proposta uma metodologia de ajuste que aborda estas duas práticas. O procedimento consiste em usar dados de sísmica 4D para ajustar propriedades locais, ao redor de poços injetores. A atualização destas propriedades é feita combinando múltiplas realizações do modelo de simulação, permitindo, desta forma, manter características geológicas no modelo ajustado. Estas múltiplas realizações são resultados de uma combinação das incertezas mais importantes do modelo. Dado que hoje em dia a análise de incertezas é uma prática comum, a metodologia proposta tem o benefício de aproveitar os resultados deste processo. Outro ponto a se destacar é que o procedimento de ajuste proposto neste trabalho é bastante simples de ser implementado, o que pode ser uma alternativa interessante às metodologias presentes na literatura que requerem sofisticados algoritmos de otimização.

2. Metodologia

Os dados de sísmica 4D considerados neste trabalho consistem em mapas de saturação de água, mais especificamente em um mapa da diferença 4D de saturação de água ($\Delta_{4D}SW_{sis}$). Além destes dados, a metodologia tem como dados de entrada o modelo de simulação que se deseja ajustar (modelo base) e as múltiplas realizações (n modelos) geradas por meio de um processo que combine as incertezas relevantes. O primeiro passo do processo de ajuste é analisar o mapa de erro de Sw entre o modelo base e a sísmica 4D e verificar os injetores que apresentam maiores erros com relação à frente de avanço de água. Para cada injetor são definidas regiões baseadas na localização dos poços e nos respectivos erros observados. Para cada região e para cada cenário, são computados os erros quadráticos de Sw, de acordo com a equação:

$$EQ = \sum_{ijk} (\Delta_{4D}SW_{sis}^{ijk} - \Delta_{4D}SW_{sim}^{ijk})^2 \quad (1)$$

sendo que i, j, k são as coordenadas dos blocos dentro da região. Depois, são escolhidos aqueles modelos que apresentaram o menor EQ para cada região. Então, as propriedades locais do modelo base são substituídas, dentro de cada região, pelas propriedades dos modelos selecionados. Este procedimento é feito para cada injetor de forma independente e caso o modelo atualizado não apresente considerável diminuição de erro no mapa de Sw, o mesmo pode ser repetido redefinindo a região do poço em questão.

Neste procedimento a sísmica 4D é usada para atualizar propriedades locais, portanto assume-se que o modelo base já tenha passado pelas fases iniciais de ajuste de histórico, eliminando as princi-

pais inconsistências e problemas. Além disso, eventuais incertezas em propriedades globais como permeabilidade relativa, por exemplo, também devem ser ajustadas antes de se aplicar a metodologia para propriedades locais.

3. Aplicação

Para verificar a eficiência da metodologia proposta, foram usados dados sintéticos. Dessa forma, foi definido um modelo de referência que representa a resposta que se deseja encontrar (Figura 1), usado também para gerar os dados sísmicos.

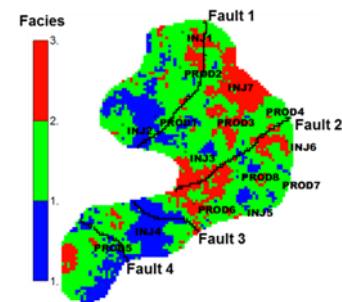


Figura 1: Modelo de simulação

Dez parâmetros incertos foram considerados, sendo que oito deles são definidos como multiplicadores: transmissibilidade das quatro falhas, curvas de permeabilidade relativa (kr) para as três facies e razão de permeabilidade (kx/kz) (Tabela 1). O modelo base passou por uma etapa inicial de ajuste dos parâmetros globais, no qual a transmissibilidade das falhas e as curvas de Kr foram atualizadas, utilizando somente as curvas de pressão e produção dos poços. A terceira coluna da Tabela 1 apresenta os valores obtidos após este processo.

| | Referência | Base | Aj. Global |
|----------------|------------|------|------------|
| Falha 1 | 0.4 | 0 | 1 |
| Falha 2 | 0.001 | 0.1 | 0.001 |
| Falha 3 | 0.03 | 0 | 1 |
| Falha 4 | 0.8 | 1 | 1 |
| Kz/Kx | 0.1 | 0.09 | 0.09 |
| Corey exp - f1 | 4.6 | 4.4 | 4.4 |
| Corey exp - f2 | 3.1 | 4.2 | 3.0 |
| Corey exp - f3 | 1.3 | 1.0 | 1.0 |

Tabela 1: Valores dos multiplicadores dos parâmetros para os modelos referência, base e base após ajuste global.

Com relação às outras duas variáveis - porosidade e permeabilidade - foram geradas 200 realizações geoestatísticas de cada usando SGS - *Sequential Gaussian Simulation*. Para o modelo base foi selecionada uma das 200 realizações do par porosidade/permeabilidade. No entanto, o par porosidade e permeabilidade do modelo de referência não pertence a este conjunto. Estas variáveis também foram geradas usando SGS, mas sob diferentes parametrizações. Isso explica as diferenças observadas na figura 2, na qual são exibidos os campos de permeabilidade do modelo referência (a) e base (b) para a terceira camada. A sísmica 4D foi gerada a partir do modelo de referência. Foram computadas as impedâncias P e S (a partir de uma

"A maior contribuição desta metodologia é a proposta de um procedimento simples de implementar e que ao mesmo tempo evita grandes inconsistências geológicas"

modelagem petro-elástica), na data inicial do reservatório e após 6 anos de produção. Foi adicionado um ruído às impedâncias e depois foi aplicado um procedimento de inversão (implementado pelo grupo) que estimou o mapa de diferença de saturação de água ($\Delta_{4D}SW_{sis}$). Os dados de sísmica possuem a mesma escala da simulação.

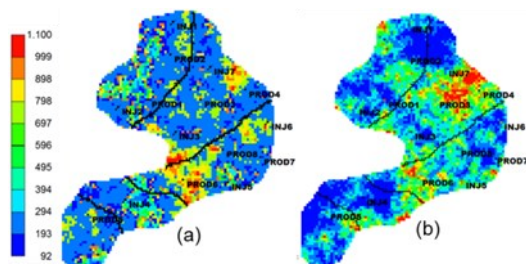


Figura 2: Camada 3 do campo de permeabilidade dos modelos referência (a) e base (b).

4. Resultados

A primeira etapa da metodologia de ajuste local proposta é a definição das regiões onde o ajuste local será realizado. Na figura 3 é mostrado o mapa de erro de Sw entre o modelo base e a sísmica 4D. Nesta imagem são mostradas também 7 regiões marcadas por: R1a, R1b, R1c, R2, R3 e R4. Note que estas regiões correspondem, respectivamente, aos poços: INJ3, INJ1, INJ4 e INJ5, que são os injetores que apresentaram maiores erros no mapa de Sw.

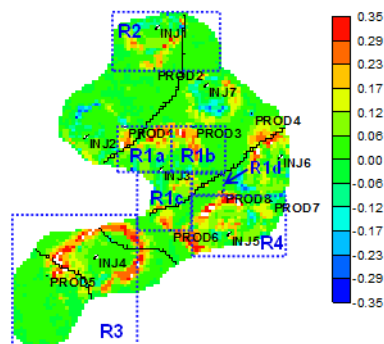


Figura 3: Regiões onde o ajuste local será realizado

Como o injetor INJ3 possui uma localização central, ele foi escolhido para começar o processo de ajuste local. Assim, foram definidas 4 regiões ao redor deste poço, sendo que cada uma possui um produtor. Depois de definidas as regiões, foram calculados os erros quadráticos (Equação 1) para cada um dos 200 modelos e copiadas, para o modelo base, as propriedades daqueles que apresentaram menor erro dentro de cada região. As outras regiões também foram definidas englobando os produtores correspondentes e o mesmo processo de ajuste local foi realizado. Note que não há sobreposição das regiões. Na Figura 4 é possível verificar o campo de permeabilidade da Camada 3 resultante do ajuste local. De uma forma geral as atualizações feitas acompanham a tendência esperada, criando zonas de permeabilidade mais altas, ou mais baixas, que concordam com a Figura 2a.

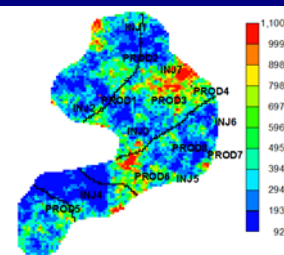


Figura 4: Camada 3 do campo de permeabilidade do modelo base depois de aplicado o ajuste local.

Outra observação relacionada ao novo campo de permeabilidade é que ele ainda mantém um caráter geológico, embora seja necessário ressaltar que esta metodologia não garante continuidade nas bordas das regiões. Este é um ponto a ser futuramente melhorado. Por fim, a Figura 5 mostra o mapa de erro de Sw para o modelo base (a) e ajustado (b). Nota-se uma melhora considerável nas frentes de avanço de água indicando que a movimentação de fluidos do modelo ajustado está mais próxima do que foi observado nos dados de sísmica 4D. Mais detalhes estão no trabalho de Davolio et al (2013).

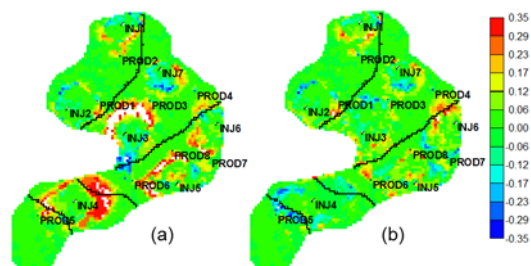


Figura 5: Mapas de erro para a terceira camada. (a) $\Delta_{4D}SW_{sis} - \Delta_{4D}SW_{base}$ (b) $\Delta_{4D}SW_{sis} - \Delta_{4D}SW_{ajustado}$

5. Conclusão

Neste trabalho, foi apresentada uma metodologia de ajuste de histórico com sísmica 4D integrada à combinação de incertezas. O mapa de Sw do modelo ajustado apresentou uma melhora considerável nas frentes de avanço de água, ficando mais próximo do observado nos dados de sísmica 4D. A maior contribuição desta metodologia é a proposta de um procedimento de simples implementação, com coerência geológica. Portanto, pode ser uma alternativa interessante para casos em que métodos mais sofisticados podem não ser viáveis devido à complexidade de implementação, ou alta demanda computacional, por exemplo.

Referências

Davolio, A., Maschio, C. e Schiozer, D., J., 2013. Local History Matching Using 4D Seismic Data and Multiple Models Combination. EAGE/EUROPEC. London. UK. 10-13/june.

Informações sobre a autora:

Alessandra Davolio é mestre em Matemática Aplicada (geofísica) pela Unicamp. Atualmente é pesquisadora do UNISIM atuando na área de integração entre simulação de reservatórios e sísmica 4D.

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