

“A utilização da sísmica 4D, nos tempos iniciais de produção e injeção, permite identificar a presença de falhas e canais no reservatório.”



Incorporação Quantitativa de Dados de Sísmica 4D no Processo de Ajuste de Histórico

Mauro Ida

Introdução

Os avanços tecnológicos na área de petróleo propiciaram o aperfeiçoamento das ferramentas existentes e o desenvolvimento de novas ferramentas.

Uma destas novas ferramentas é a sísmica 4D que é a diferença entre dois levantamentos sísmicos realizados em diferentes tempos de produção, que tem propiciado ganhos significativos na caracterização do reservatório, mas ainda tem sido muito utilizada de forma qualitativa, onde se realiza apenas uma inspeção visual.

Este processo qualitativo tem bons resultados para longos tempos de produção e injeção, como a verificação de áreas não drenadas e na identificação de canais de alta permeabilidade; porém, para o início da vida do reservatório, este método pode ser ineficiente por não incorporar no simulador, os principais mecanismos controladores do escoamento no meio poroso nos casos em que as heterogeneidades estiverem abaixo da resolução da sísmica.

Portanto, o objetivo deste trabalho é propor uma forma de posicionar estas heterogeneidades ao incorporar quantitativamente as impedâncias acústicas no processo de ajuste de histórico.

Metodologia

A metodologia proposta consiste em duas etapas. Na primeira etapa, através da parametrização, identifica-se manualmente a existência de heterogeneidades do reservatório a partir da diferença entre a variação de impedância acústica da sísmica observada e a variação da impedância acústica calculada a partir dos resultados da simulação de escoamento.

Na segunda etapa, através de um processo automatizado, incorporam-se as diferenças de impedâncias acústicas e as diferenças dos dados de produção, injeção e pressão na função-objetivo para determinar as localizações e as propriedades das heterogeneidades, sendo esta última determinada com o uso de linhas de correntes.

Aplicação

Para testar a metodologia proposta é utilizado um modelo teórico simples para mostrar a aplicação da técnica. Este modelo é denominado histórico (por gerar os resultados que devem ser obtidos) e é composto por um *five-spot* com duas falhas e um canal de alta permeabilidade, modificado do modelo construído por Rizzo (2007) (Figura 1).

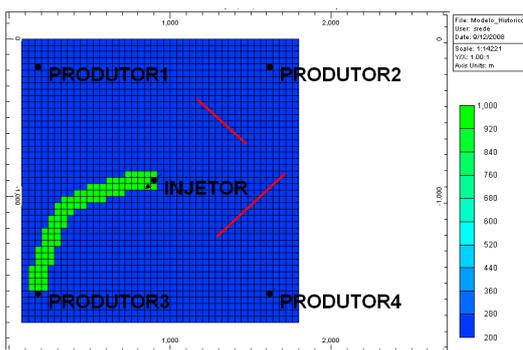


Figura 1: Mapa de permeabilidade ressaltando as heterogeneidades

As propriedades do reservatório são: permeabilidade absoluta constante igual a 200 mD, exceto no canal de alta permeabilidade (1000 mD), porosidade constante de 20% e a relação da espessura porosa líquida pela espessura total (expressa por *net-to-gross, ntg*) constante igual a 1.

O Modelo base, a partir do qual se inicia o ajuste de histórico, difere do Modelo Histórico pela ausência das heterogeneidades. O controle de produção é feito pela vazão de líquido.

As principais premissas adotadas para aplicação deste tipo de metodologia são:

- ✓ Projeto seja submetido à recuperação secundária através da injeção de água;
- ✓ Sísmica com boa repetibilidade e pouco ruído;
- ✓ Aplicação em período inicial de injeção (até cerca de 30% da vida útil de produção do campo);

Resultados e discussões

A primeira etapa do método é a parametrização, neste sentido foi utilizado o mapa de linhas de corrente do modelo base sobreposto ao mapa de diferença de impedância acústica entre o modelo histórico e o modelo base (Figura 2). Foram escolhidos os dados relativos ao quarto ano de produção e injeção por tratar-se de um período inicial (volume de água injetada correspondente a 20% do volume de óleo *in situ*).

As anomalias positivas (1 e 2) representam direções nos quais há dificuldades de fluxo e estão associadas à presença de duas falhas. A posição e o comprimento de cada falha são determinados na otimização com algoritmo genético.

A anomalia negativa (3) está associada a uma facilidade de escoamento, sendo interpretada como um canal de alta permeabilidade. A determinação deste canal será através de linhas de corrente no processo de otimização.

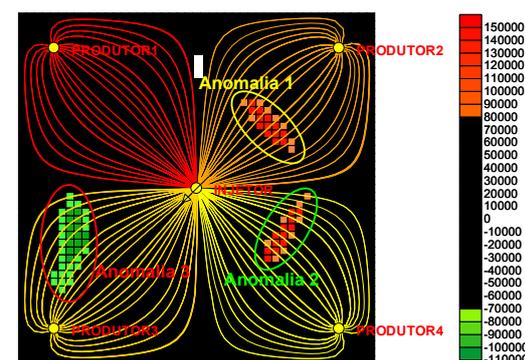


Figura 2: Linhas de corrente sobrepostas ao mapa de diferença de impedância acústica

Assim, as 7 variáveis incertas utilizadas no processo de otimização foram as coordenadas e comprimentos das duas falhas e a permeabilidade absoluta horizontal do canal (Tabela I), cujos limites de variação foram definidos na parametrização, sendo cada variável subdividida em 15 níveis, totalizando 170 milhões de combinações.

Foram realizados três ajustes de histórico para verificar o benefício da sísmica 4D no processo. No primeiro foram utilizados dados de produção, pressão e sísmica 4D (CPCS); no

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](#)

“A incorporação da sísmica 4D na função-objetivo realmente agrega valor ao ajuste de histórico.”

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;
- > Pesquisador na área de redes neurais e inteligência artificial.

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

Tabela 1: Variáveis incertas utilizadas no processo de otimização.

		Limite		
		Inferior	Superior	
Falha 1	Coordenadas	i	21	35
		j	3	17
Comprimento (m)		350	1050	
Falha 2	Coordenadas	i	33	47
		j	16	30
Comprimento (m)		350	1050	
Permeabilidade do canal (mD)		500	1200	

segundo, apenas dados de sísmica 4D (SPCS) e no terceiro, apenas dados de produção (CPSS). Neste último caso, a sísmica 4D é utilizada na parametrização; não feito o caso totalmente sem sísmica devido à dificuldade de se identificar as heterogeneidades.

A função-objetivo foi definida pela ponderação dos pesos adotados pelas funções-objetivo parciais da água, pressão de fluxo e da sísmica 4D (Eq 1).

$$FO = w_p \cdot (w_w \cdot FO_w + w_{bhp} \cdot FO_{bhp}) + w_{s4d} \cdot FO_{s4d} \quad Eq. 1$$

A Tabela 2 resume os pesos utilizados na função-objetivo para cada caso de ajuste.

Tabela 2: Pesos utilizados na função-objetivo.

AJUSTES	W _{s4d}	W _p	
		W _{bhp}	W _w
CPCS	50%	25%	25%
SPCS	100%	0%	0%
CPSS	0%	50%	50%

Após a otimização com o algoritmo genético, com controle da produção pela vazão de líquido, resultou em ajustes de histórico dos poços satisfatórios, permitindo realizar a extrapolação das vazões de óleo (Figura 3) e da água do campo (Figura 4) com bastante confiança.

Considerações finais

A metodologia proposta visando a identificação e o posicionamento das falhas e do canal de alta permeabilidade mostrou-se robusta para o caso sintético e está sendo testada para um exemplo mais complexo.

O melhor ajuste de histórico e extrapolação ocorreu quando se utiliza simultaneamente a sísmica 4D e os dados de produção. Detalhes das comparações entre os casos podem ser encontrados em Ida (2009).

A parametrização com a sísmica 4D demonstrou ser uma etapa muito importante no processo de ajuste de histórico, pois permitiu associar a geometria da anomalia às heterogeneidades e reduzir os níveis dos atributos incertos. Mesmo no caso em que a sísmica 4D não foi utilizada na função-objetivo, conseguiu-se um bom ajuste.

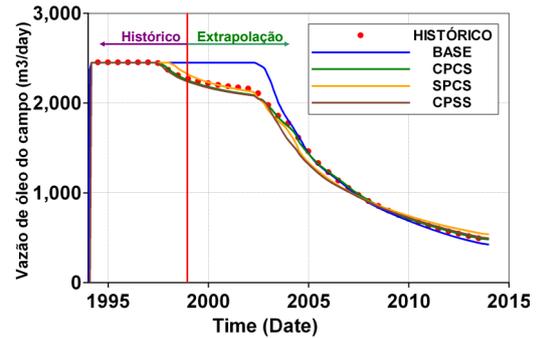


Figura 3: Histórico e extrapolação da vazão de óleo do campo

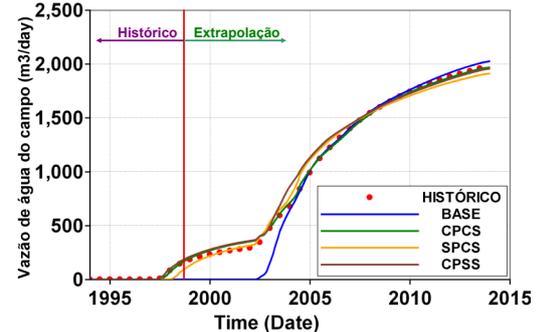


Figura 4: Histórico e extrapolação da produção de água do campo

Agradecimentos

O autor agradece à Petrobras e à Unicamp pela oportunidade de realizar o mestrado.

Referências Bibliográficas

- Ida, M. *Incorporação Quantitativa de Dados de Sísmica 4D no Processo de Ajuste de Histórico*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2009. Dissertação prevista para Março 2009 (Mestrado).
- Maschio, C. e Schiozer, D. J. *Assisted History Matching Using Streamline Simulation*. Petroleum Science and Technology, v. 23, n. 7-8, p. 761-774, 2005
- Risso, V. F., *Ajuste de Histórico Utilizando Planejamento Estatístico e Combinação de Dados de Produção, Pressão e Mapas de Saturação*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 290 p. Tese (Doutorado).

Informações sobre o autor:

Mauro Ida é engenheiro civil pela UFRJ, mestrando em Ciências e Engenharia de Petróleo pela UNICAMP e trabalha na Petrobras desde julho de 1987.

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.