

“O grande benefício da metodologia foi no processo de tomada de decisão relacionado à modificação de estratégia de produção.”



Metodologia para Ajuste de Histórico de Produção em Campos de Petróleo Utilizando Dados de Saturação de Perfis

[Constantino Bórnica Grecco](#)

Introdução

A técnica de ajuste de histórico de produção consiste em calibrar um modelo de simulação de reservatório para que ele fique consistente com os dados de produção e com as informações geológicas, geofísicas e petrofísicas do reservatório. Essa técnica apresenta muitas dificuldades em campos antigos, quando o histórico de produção não é muito confiável, ou no início de produção, quando há poucos dados observados e as incertezas são maiores. Novas tecnologias para obtenção de dados de saturação no decorrer da vida produtiva dos reservatórios, como é o caso da sísmica 4D e das ferramentas de perfilagem, podem auxiliar o engenheiro de reservatórios a melhorar a qualidade do ajuste de histórico e, conseqüentemente, aumentar a confiabilidade na previsão de produção de petróleo.

Procedimentos de ajuste de histórico utilizando dados de saturação da sísmica 4D já são encontrados na literatura, mas nenhum trabalho foi encontrado utilizando os dados de perfis.

O objetivo deste texto é apresentar um resumo do que foi desenvolvido no UNISIM para integrar o processo tradicional de ajuste de histórico com as informações de saturação desses perfis. Foi desenvolvida uma nova metodologia de ajuste local que pode tornar os modelos de simulação mais precisos, produzindo previsões de produção mais confiáveis e facilitando as futuras tomadas de decisão.

Metodologia

A metodologia utiliza os dados de saturação como um novo parâmetro a ser ajustado (com o objetivo de dar maior confiabilidade ao modelo) e como uma ferramenta auxiliar para a definição das regiões do reservatório que serão alteradas (ajuste de histórico local).

A função-objetivo (função matemática que representa o desvio entre os dados simulados e os dados observados) utiliza, além dos termos tradicionais de produção e pressão, a diferença entre a saturação observada e calculada nos poços. Diferentemente do caso de ajuste usando sísmica 4D, que utiliza dados globais de saturação, neste caso as informações de saturação são aplicadas localmente, em cada poço.

A **Figura 1** ilustra esse processo. Os perfis de saturação informam a saturação real média de cada bloco percorrido pela trajetória do poço (Real). Esses valores são comparados com os valores fornecidos pelo simulador (Simulado) e os quadrados das diferenças dos valores de cada bloco são somados e computados na função-objetivo.

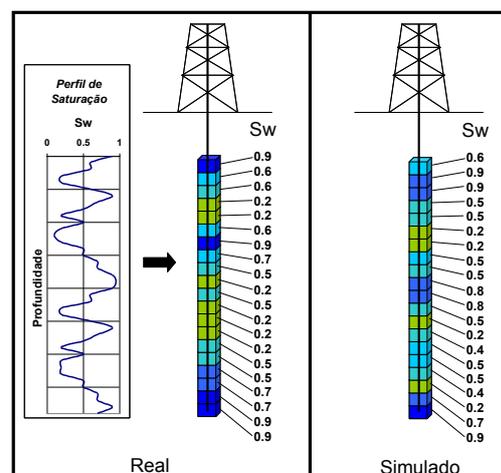


Figura 1: Regiões onde a função-objetivo de saturação é computada.

A definição das regiões que serão modificadas é feita com o auxílio de duas técnicas auxiliares: a simulação por linhas de fluxo e os perfis de saturação nos poços. As linhas de fluxo definem o raio de drenagem dos poços, delimitando uma região areal. As subcamadas dessas regiões são determinadas pelos perfis.

O desvio linear entre os dados medidos e simulados é calculado para cada bloco do poço e um gráfico deste erro (variando de -1 a +1) ao longo do poço é gerado. Esse gráfico pode ser usado de diversas maneiras para auxiliar na definição das regiões críticas; por exemplo, pode mostrar em quais camadas a água está chegando mais rápido, definindo tendências e mostrando que certas subcamadas de simulação de uma determinada região que estavam sendo desconsideradas devam entrar no ajuste etc. Além disso, esse gráfico varia a cada iteração, fazendo com que essas subcamadas mudem gradativamente, refinando o processo de ajuste.

Aplicação e Resultados

A metodologia foi aplicada em um caso sintéti-

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](#)

“Diferentemente do caso de ajuste usando sismica 4D, que utiliza dados globais de saturação, neste caso as informações de saturação são aplicadas localmente.”

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

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

co, com 5 poços produtores e 4 injetores. A função-objetivo foi composta por três termos: vazão de água produzida, pressão e saturação nos blocos dos poços. Três procedimentos de ajuste foram realizados: o primeiro com um alto peso para os dados de saturação (Ajuste 1), o segundo com um baixo peso (Ajuste 2) e o terceiro sem utilizar nenhuma informação de saturação (Ajuste 3). A **Tabela 1** mostra os valores finais da função-objetivo de ajuste para o produtor P05 (observar que os valores apresentados estão normalizados pelo caso base, que apresenta o valor 1).

Tabela 1 – Valores finais da FO para o poço P05

| | Vazão de Água | Pressão | Saturação |
|----------|---------------|---------|-----------|
| Inicial | 1 | 1 | 1 |
| Ajuste 1 | 0.058 | 0.079 | 0.016 |
| Ajuste 2 | 0.033 | 0.007 | 0.367 |
| Ajuste 3 | 0.505 | 0.003 | 1.183 |

Para os dados de produção, a qualidade do ajuste foi parecida, com os ajustes utilizando informação de saturação apresentando resultados ligeiramente melhores. A grande diferença foi no ajuste dos dados de saturação, que possibilitou a identificação das camadas em que a água chega aos poços (não identificada corretamente no Ajuste 3).

Para mostrar o benefício desta informação, para o período de previsão, foi feita uma recompletação baseada nos modelos simulados considerando a previsão de chegada de água no poço P05. As camadas com maior saturação de água, definidas por previsões dos modelos ajustados (Ajustes 1 e 3), foram fechadas no modelo sintético e novas previsões de produção foram feitas.

A **Figura 2** mostra os resultados obtidos. O processo baseado nas previsões do Ajuste 1 apresentou melhores resultados em termos de produção de óleo e água.

Conclusões

Uma nova metodologia de ajuste de histórico local utilizando dados de saturação foi proposta e aplicada com sucesso a um modelo sintético de

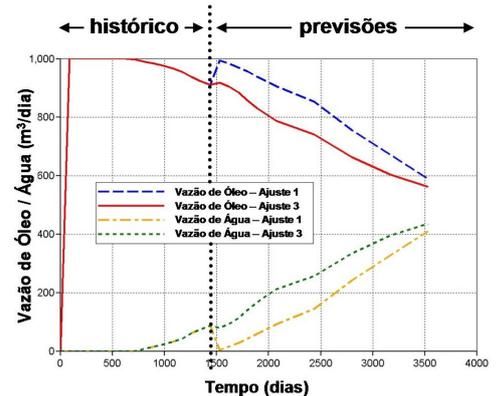


Figura 2: Previsões das vazões de óleo e água do produtor P05 após recompletações

reservatório. A qualidade do ajuste dos dados de produção foi similar ao obtido por métodos convencionais, porém, o ajuste dos dados de saturação permitiu o detalhamento das camadas onde houve irrupção de água. Desse modo, o grande benefício da metodologia foi no processo de tomada de decisão relacionado à modificação de estratégia de produção, especialmente na recompletação de poços, possibilitando maior recuperação de óleo ao minimizar a produção de água.

Referências

Grecco, C. B., Schiozer, D. J.: “Methodology for Production History Matching of Petroleum Fields Utilizing Logging Saturation Data”. Paper SPE113318, 2008 EUROPEC, Junho 9-12, Roma, Itália.

Informações sobre o autor:

Constantino B. Grecco é Engenheiro Mecânico, mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo e membro do grupo UNISIM desde agosto de 2003.

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.