



UNISIM ON-LINE



Utilização da análise de incertezas no processo de ajuste de histórico

Ana Paula A. Costa

No cenário atual de E&P, decisões devem ser tomadas levando em consideração os riscos envolvidos através da avaliação do impacto de incertezas, aumentando a possibilidade de sucesso, quantificando possíveis perdas, desenvolvimentos sub-ótimos e identificando oportunidades. A utilização do conceito de risco tem sido crescente nas áreas de exploração e produção na indústria de petróleo, devido ao elevado grau de incertezas que acompanham os projetos de exploração e produção. A previsão de produção sob um enfoque probabilístico permite quantificar o impacto de incertezas e reflete a interação das diversas incertezas consideradas relativas às propriedades dos reservatórios e fluidos e características operacionais, econômicas e tecnológicas.

O processo de quantificação de incertezas foi aplicado como subsídio ao ajuste de histórico de um campo *onshore* na Bacia Potiguar com 17 anos de histórico de produção. A utilização de uma metodologia de quantificação de incertezas e da ferramenta UNIPAR que utiliza os benefícios da computação distribuída (processamento paralelo), especificamente os módulos MAI (para a quantificação de incertezas) e MOT (etapa de ajuste refinado) viabilizou o processo, implicando em uma substancial redução de tempo e de esforços em tarefas repetitivas, além de possibilitar armazenamento de resultados, evitando que simulações desnecessárias fossem executadas.

A caracterização geológica da área do campo analisado dispunha de cinco imagens obtidas através de técnicas geoestatísticas. O processo de quantificação de incertezas foi aplicado para cada imagem e a definição dos atributos incertos de relevância para o processo, bem como das probabilidades associadas foram fornecidas através do conhecimento de especialistas do campo em estudo.

O processo de quantificação de incertezas aplicado pode ser descrito como: (1) definição dos atributos incertos, (2) análise de sensibilidade, (3) simulação numérica, (4) tratamento estatístico, (5) curva de distribuição (curva de risco) e (6) seleção dos modelos geológicos representativos (MGR) para comparação com o histórico de produção. A metodologia utilizada nesse projeto foi baseada no trabalho desenvolvido por Costa e Schiozer (2003). A metodologia contempla os principais aspectos relacionados com a validação de simplificações necessárias na quantificação do impacto de incertezas no processo de análise de risco. As técnicas adotadas são divididas em três grupos: (1) processo automatizado e uso da computação paralela, (2) técnicas de simplifica-

ção no tratamento de atributos: definição dos atributos incertos importantes, análise de sensibilidade através da integração entre funções-objetivo, combinação gradativa para definição dos atributos críticos (a utilização do processo de combinação gradativa dos atributos críticos na construção da curva de risco evita que simulações desnecessárias sejam executadas - alguns trabalhos definem previamente a variação desses atributos críticos, contudo este procedimento pode implicar em perdas de informações) e (3) técnicas de integração com diferentes tipos de incerteza. Este processo é feito através do conceito de modelos geológicos representativos (MGR). Após a definição dos atributos críticos a curva de risco foi obtida através da técnica de árvore de derivação que combina tais atributos utilizando a simulação numérica para previsão do comportamento do reservatório.

Inicialmente os modelos com as cinco imagens foram comparados com o histórico de produção (Figura 1) sendo aplicado o processo de quantificação de incertezas para cada imagem. O ponto chave da metodologia foi a utilização de (MGR) que representam todos os atributos incertos combinados que compõem a curva de risco do processo e são selecionados baseados na

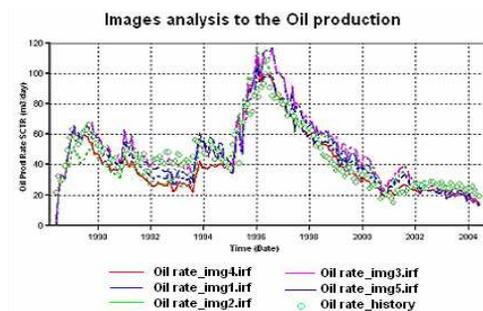


Figura 1: Comparação da vazão global de óleo das cinco imagens com o histórico de produção

integração de funções-objetivo previamente definidas. Essas funções-objetivo podem ser representadas por parâmetros de produção e ou econômicos. O critério de escolha para o estudo foi obtido plotando a função-objetivo principal (N_p) com a função-objetivo secundária ($FR\%$) e escolhendo modelos próximos aos percentis (P_{10} , P_{50} , P_{90}) da curva de distribuição do processo e com expressiva variação para a função-objetivo secundária definida. A Figura 2 apresenta um exemplo para a escolha dos modelos representativos (pontos vermelhos) de uma das imagens trabalhadas no estudo (os pontos azuis representam todos os modelos que compõem a curva de ris-

“A utilização de uma metodologia de quantificação de incertezas e da ferramenta automatizada UNIPAR, que utiliza os benefícios da computação distribuída, viabilizou todo o processo, implicando em uma substancial redução de tempo e de esforços em tarefas repetitivas”

Interesses especiais:

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

Outros links:

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

“O grande benefício do processo de quantificação de incertezas foi o de fornecer uma possível variabilidade de modelos ajustados (representados pelos MGR) para a vazão global de líquidos, óleo e água, facilitando a escolha do melhor modelo para o ajuste refinado, permitindo uma previsão de produção mais acurada”

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
- Estagiário de Informática

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



Grupo de Simulação de Fluxo em Meios Porosos

UNISIM

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

Tel: 55-19-3788-3359

Fax: 55-19-3289-4999

Email:

unisim@dep.fem.unicamp.br

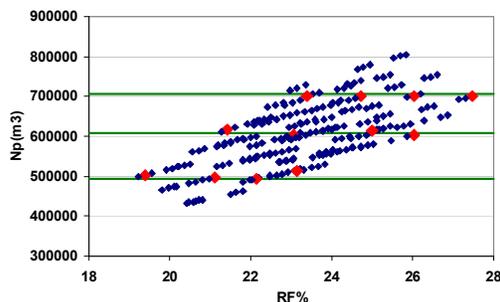


Figura 2: MGR (pontos vermelhos) do processo de quantificação de das cinco imagens do projeto

CO).

Os MGR selecionados foram comparados com o histórico de produção para a vazão global de líquidos e nesse contexto foram escolhidos os modelos que mais se aproximavam do histórico. Os melhores modelos para a vazão global de líquidos foram então selecionados e analisados

Selected representative models
(Global rate of oil)

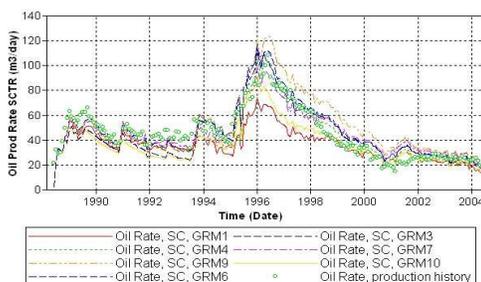
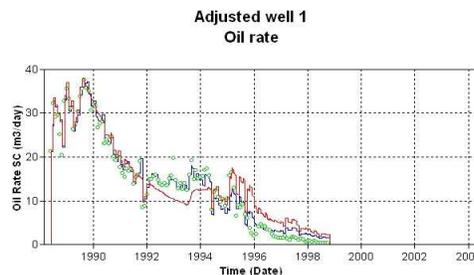


Figura 3: Comparação dos MGR com o histórico global de óleo do campo

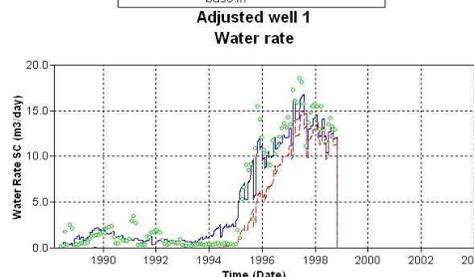
para as vazões globais de óleo e água. O benefício do processo de quantificação de incertezas foi o de fornecer uma possível variabilidade de modelos ajustados (representados pelos MGR) para a vazão global de líquidos, óleo e água, como mostra um exemplo na Figura 3, facilitando a escolha do melhor modelo para o ajuste refinado, permitindo uma previsão de produção mais acurada.

Embora alguns modelos não tenham apresentado um bom ajuste para a produção global de óleo e água, os mesmos apresentaram diretamente boas informações e ajustes refinados para alguns poços da área, como mostra um exemplo na Figura 4 para as vazões de óleo e água de um dos poços do campo. A curva em vermelho representa o caso base (sem o processo de quantificação de incertezas) e a azul representa um dos MGR.

A utilização dos (MGR) selecionados no processo de análise de risco foi uma maneira efetiva de ganhar tempo e informações facilitando o



Oil Rate SC (m3/day)
Time (Date)



Water Rate SC (m3/day)
Time (Date)

Figura 4: Poço 1 ajustado para as vazões de óleo e água

processo de tomada de decisão. Deve-se destacar que a utilização de uma ferramenta automatizada tornou viável o processo de quantificação incertezas e ajuste de histórico com significativa redução de tempo e esforços em tarefas repetitivas.

A descrição completa do processo de quantificação de incertezas aplicada ao ajuste de histórico do presente estudo pode ser encontrada em Costa et al. (2006).

Referências

Costa, A.P.A., Schiozer, D.J., Poletto, C.A., “Use of uncertainty analyses to improve production history matching and the decision making process”. SPE 99324, SPE Europec/EAGE Annual conference and Exhibition, Vienna, Austria, June 2006.

Costa, A.P.A., “Quantificação do impacto de incertezas e análise de risco no desenvolvimento de campos de petróleo”. Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de petróleo, Unicamp, 2003. 241p. Tese de Doutorado.

Informações sobre o autor:

Ana Paula A. Costa é doutora em Ciências e Engenharia de Petróleo pela UNICAMP e trabalha na Petrobras, UN-RNCE.

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.