



“Os trabalhos apresentados no RSS mostram importantes avanços, com a aplicação de técnicas para resolução de problemas inversos na modelagem de reservatórios e problemas complexos com ênfase nos métodos baseados em conjuntos.”

#### 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](#)

#### Pós-Graduação:

Ciências e Engenharia de Petróleo: interessados em Mestrado e Doutorado na área de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo [cliquem aqui](#).

## RSS 2011: Reservoir Simulation Symposium

Ana Teresa F. S. Gaspar Ravagnani

### Introdução

O *Reservoir Simulation Symposium* (RSS) é um congresso importante que apresenta inovações relevantes na área de simulação e gerenciamento de reservatórios. Esta edição traz algumas das novidades dos avanços em técnicas de modelagem em ajuste de histórico, otimização e análise de incertezas apresentadas no simpósio realizado em The Woodlands, Texas, USA, de 21 a 23 de fevereiro.

### Sessão Plenária

Nesta sessão foram apresentados trabalhos de diferentes naturezas. Dentre eles, um trabalho que merece destaque é o de Hiebert *et al*, resultante do esforço conjunto de CMG, Shell e Petrobras no desenvolvimento e implementação de um simulador de próxima geração, flexível, com ferramentas de otimização que integram os equipamentos de superfície e subsuperfície e capaz de avaliar múltiplos reservatórios simultaneamente. O simulador proporciona uma diversidade de opções de representação que tornam a modelagem mais precisa e ligada à realidade de um campo. Métodos como a compartimentação do *grid* para apoiar paralelismo ajudam a reduzir consideravelmente o tempo para planejamento e atualização das estratégias de produção.

### Ajuste de Histórico Baseado em Conjuntos

Nesta sessão foram apresentados trabalhos que envolvem diferentes aplicações do método modificado de aproximação do filtro de Kalman, por exemplo, o filtro de Kalman por conjunto (EnKF - *Ensemble Kalman Filter*). O filtro de Kalman é uma abordagem recursiva para assimilação de dados, que calibra um sistema estocástico com observações ruidosas. O ajuste do modelo calculado dá uma estimativa das variáveis de estado, quando o sistema é linear e a distribuição de probabilidades é Gaussiana. Já o EnKF é um método de assimilação de dados aplicado à caracterização de modelos de reservatório, mostrando-se prático na estimativa da sensibilidade do modelo a fim de aplicar o filtro de Kalman em ajuste de histórico, para modelos não lineares. O método tem implementação relativamente direta e capacidade de tratar grandes séries de parâmetros, possuindo como deficiência a estimativa não precisa das matrizes de covariância, devido a erros de amostragem relacionados ao pequeno tamanho do conjunto usado para estimá-las.

Tong *et al* propõem um método para melhorar a estimativa do ganho de Kalman eliminando correlações não confiáveis entre as variáveis observadas e as do modelo, com ruídos eliminados a baixo custo computacional. O método foi aplicado a um campo com lâmina d'água de 213 m no Golfo do México com 6 poços produtores, 2 poços injetores e forte influência de aquífero.

Com os mesmos objetivos, Emerick e Reynolds apresentaram um método em que se utiliza a localização da covariância, a fim de evitar a propagação de falsas correlações e perda de variância, obtendo melhores resultados comparados ao método EnKF sem localização. O método foi aplicado a um caso de campo turbidítico em águas a profundidades entre 600 e 1100 m correspondentes ao maior campo produtor no Brasil.

Foi proposta por Sarma e Chen uma generalização não linear do EnKF usando kernels (KEnKF) visando mitigar outros problemas do EnKF padrão, relacionado a violação de restrição. De acordo com esses autores, a atualização das etapas no EnKF pode levar a atualizações não físicas das variáveis de estado e de outras variáveis do modelo, sendo evidente em casos não lineares como a

simulação composicional. Na KEnKF, como a equação de atualização de Kalman é resolvida como um problema de minimização, restrições gerais podem ser facilmente tratadas com rigor via solução de um problema de programação não linear restrito, utilizando-se uma combinação de iteração de ponto fixo e o método Lagrangeano aumentado. O método, relativamente novo para otimização restringida, combina o multiplicador de Lagrange e métodos de função penalidade.

### Ferramentas Rápidas e Simuladores de Próxima Geração

Nesta linha de pesquisa foram apresentados artigos sobre técnicas para resolução de problemas de forma rápida ou de grande escala.

Zhu *et al* utilizaram linhas de corrente em EOR com injeção de vapor como ferramenta complementar, possibilitando a obtenção de resultados similares àqueles do simulador de volume finito. Os resultados mostram que a simulação de linhas de corrente térmica pode funcionar como uma *proxy* rápida e eficaz em estudos, tais como alocação de poços, otimização e ajuste de histórico.

Bhark *et al* demonstraram a aplicação e eficácia de uma metodologia para calibração do modelo de reservatório multiescala integrando de forma adaptável, dados de produção em um modelo geológico de alta resolução, caracterizando-se inicialmente a heterogeneidade regional ou de escala grosseira, adaptando-se a informações anteriores quando disponíveis, usando parametrização baseada em conectividade da malha.

Dogru *et al* mostraram progressos na aceleração do tempo de simulação, para um simulador paralelo aplicado a um caso com um bilhão de células. Os efeitos do tamanho da malha, distribuição de trabalho computacional e escalabilidade paralela foram analisados, apresentando também tecnologias avançadas para construir e analisar grandes modelos de simulação.

Também merece destaque o trabalho de Moortgat *et al*, que abordou métodos de elementos finitos de ordem mais alta para modelagem computacional de duas ou três fases quando uma delas é água, com aplicações em injeção de CO<sub>2</sub> em reservatórios sujeitos a injeção de água e sequestro de CO<sub>2</sub> em aquíferos salinos, considerando como principal objetivo a solubilidade do CO<sub>2</sub> em fase aquosa.

### Ajuste de Histórico

Esta sessão abordou aspectos de estimativa de algoritmos de distribuição, inversão baseada em linhas de corrente, emprego de malhas grosseiras e mais uma vez, o uso de colocação probabilística baseada no filtro de Kalman.

Apesar das chamativas estruturas para obter múltiplos modelos e mais recentemente algoritmos evolucionários para ajuste de histórico, estes métodos são criticados pela alta demanda computacional. Por isso, existe um grande interesse em melhorar a velocidade de convergência destes algoritmos. Uma nova abordagem usando otimização baseada em população estocástica multiobjetivos foi discutida por Hajizadeh *et al*. A evolução diferencial original para otimizar múltiplos objetivos foi estendida, sendo que o novo algoritmo, chamado de evolução diferencial para otimização multiobjetivos usando *ranking* de Pareto é aliado a uma estrutura de quantificação de incerteza Bayesiana para estimar a incerteza na recuperação futura. A abordagem multiobjetivos estabiliza-se mais rapidamente que a original, necessitando de menos simulações para obtenção de uma estimativa confiável de incertezas.



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: 55-19-3521-1184  
Fax: 55-19-3289-4999  
[unisim@dep.fem.unicamp.br](mailto:unisim@dep.fem.unicamp.br)



“No RSS, a necessidade de integração de reservatórios, poços e facilidades recebeu especial destaque. No UNISIM, estuda-se a modelagem e quantificação do impacto desta integração além da consideração de restrições operacionais.”

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](#).

Uma nova técnica para computação derivativa foi proposta por Ding e McKee para gerar um projeto de perturbação “ótima” para a função objetivo parcialmente separável, sendo que assim o método pode diminuir a função objetivo com menos simulações.

Taware *et al* aplicaram a técnica de inversão a um campo carbonático baseada em linhas de corrente - *Generalized Travel Time Method*, usando malhas grosseiras durante a simulação de vários milhões de células, com centenas de poços e décadas de histórico de produção, apresentando resultados comparáveis aos modelos não grosseiros.

Xie *et al* apresentaram uma abordagem baseada em Monte Carlo via cadeias de Markov (MCMC) em reservatórios canalizados.

Zhang *et al* desenvolveram uma abordagem para estimar o campo de permeabilidade não Gaussiano por meio de uma colocação probabilística baseada no filtro de Kalman (PCKF), usando também a Expansão em Caos Polinomial para parametrizar o campo de permeabilidade.

#### Modelagem Integrada

Devido a crescente importância da integração reservatório, poço e superfície, esta sessão focou nos métodos numéricos para modelagem destas interações complexas. Karimi-Fard e Kurlofsy apresentaram uma nova estrutura para modelar poços nos simuladores de reservatórios, baseada em um modelo na qual a região do poço é expandida geometricamente para incluir porções do reservatório. O modelo fino é definido, sendo que o poço e as características em suas proximidades, tais como fraturas hidráulicas, são resolvidas usando malhas não estruturadas. A geometria, a estrutura da malha e as transmissibilidades na região do poço no modelo grosseiro e a ligação entre as regiões do poço e reservatório são determinadas pela equação de única fase em regime permanente na malha fina.

Guyaguler *et al* propõem o cálculo de curvas de IPR (*inflow performance relationship*) não lineares multipontos para resolver subdomínios na região do poço para *timesteps* subsequentes, melhorando a estabilidade do acoplamento reservatório – superfície.

Riviere *et al* propõem o uso combinado de métodos de volume finito (FV) e Galerkin descontínuo (DG) para aumentar a precisão do primeiro método. Contudo, esta consideração aumenta razoavelmente o custo computacional, pois apesar do FV ser utilizado em malhas não estruturadas, a geração da malha torna-se uma tarefa mais difícil. O método DG pode ser utilizado para malhas mais gerais, embora seja computacionalmente mais caro e ainda com pouca aceitação. Foi desenvolvido um algoritmo para problemas de convecção-difusão em malhas Voronoi/PEBI, mostrando que o método DG pode aliviar os problemas com malhas em 2D, malhas próximas a *pinch-outs* e refinamentos locais com coeficientes de tensor.

Um esquema de otimização, proposto por Lu e Fleming, encontra a distribuição “ótima” de *gas-lift* para maximizar uma função benefício, sujeita a restrições de vazão e pressão de superfície. A metodologia trata o problema de otimização restrita não linear pelo método do gradiente reduzido generalizado (GRG). Dois métodos podem ser utilizados para avaliar a função benefício, as restrições e as derivadas necessárias para a otimização. O primeiro método resolve equações da rede por meio de iteração de Newton, que considera as interações de fluxo entre os poços. O segundo constrói um conjunto de funções *proxy* que aproxima a função e restrições como funções de vazão de *gas-lift*.

#### Otimização e Gerenciamento de Reservatórios

Esta sessão trata de etapas de controle ótimo de poços ou

otimização de produção no gerenciamento de reservatórios, considerando também a estimativa do projeto ótimo de poços no planejamento do desenvolvimento do campo. Wen *et al* introduziram um algoritmo de programação dinâmica aproximada (ADP) para determinar pressões de fundo de poço e vazões que maximizassem o VPL. O objetivo é aproximar o ótimo global, usando recursos computacionais limitados por um conjunto de procedimentos sistemáticos, capazes de satisfazer restrições gerais (máximos *water cut* e vazão de produção de líquidos).

Chen *et al* desenvolveram um algoritmo para otimizar a produção sob restrições lineares e não lineares, as quais são incorporadas à função objetivo pelo método Lagrangeano aumentado e as restrições de contorno são impostas usando o método do gradiente projetado.

Uma nova abordagem foi introduzida por Wang *et al* para otimizar as locações de novos poços sob incerteza geológica: a otimização retrospectiva (RO), a qual é compatível com qualquer algoritmo de otimização. O método considera otimizadores *core* estocásticos (PSO) e determinísticos (SLI - busca baseada em gradiente). A RO usa uma sequência de realizações com duas amostragens: randômica e cluster. A amostragem cluster mostra-se vantajosa sobre a randômica, além de ser promissora para otimizar locações de poços sob incertezas geológicas.

Dehdari e Oliver focaram na otimização com programação quadrática sequencial (SQP) empregando uma abordagem baseada em conjuntos para estimar o gradiente para a otimização, usando uma única realização do reservatório para avaliar a eficiência do algoritmo de otimização.

#### Considerações Finais

Muitos ainda são os desafios na área de simulação de reservatórios. Os trabalhos apresentados neste simpósio mostraram importantes avanços, com a aplicação de técnicas para resolução de problemas inversos na modelagem de reservatórios e problemas complexos com ênfase nos métodos baseados em conjuntos. Foram apresentadas algumas abordagens para acelerar a solução de problemas.

No evento, a necessidade de integração de reservatórios, poços e facilidades recebeu especial destaque. No grupo, estuda-se o processo de integração com facilidades de produção e restrições operacionais, tanto na modelagem quanto na quantificação do impacto desta integração em decisões de desenvolvimento e gerenciamento.

No UNISIM, a linha de ajuste de histórico atualmente foca em desafios como a integração com a análise de incertezas com aplicações em reservatórios carbonáticos, ajuste de mapas provenientes de dados de sísmica 4D, etc. Além disso, o grupo desenvolve projetos em análise de risco para a tomada de decisão ligada à seleção de estratégias sob incertezas e projetos que englobam a simulação composicional com injeção de CO<sub>2</sub>, sendo necessária a modelagem de fluidos para obtenção de equações de estado.

#### Referências Bibliográficas

Veja as referências [clique aqui](#) ou no arquivo anexo (UNISIM\_ON\_LINE\_N57\_Referências.PDF).

#### Informações sobre a autora:

Ana Teresa F. S. Gaspar Ravagnani é doutora em Ciências e Engenharia de Petróleo pela UNICAMP e pesquisadora do Grupo UNISIM desde abril de 2007.

Para mais informações, visite

<http://www.unisim.dep.fem.unicamp.br>