

“A metodologia permite o tratamento contínuo das incertezas ao longo de todo o processo, além de possibilitar a avaliação de uma quantidade elevada de atributos incertos e níveis discretos.”

### 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](#).

## Mitigação de Incertezas através de dados de Histórico de Produção e Técnicas de Amostragem

David Dennyson Sousa Vasconcelos

### Introdução

As incertezas geológicas influenciam diretamente a previsão de comportamento de reservatórios de petróleo. A maioria das previsões de produção tem registro de dados dinâmicos de produção, o que possibilita a redução das incertezas e da variabilidade de produção futura do reservatório. Assim, a integração de técnicas de redução de incertezas e ajuste de histórico ganha um importante destaque neste processo, também devido às limitações apresentadas pelo método tradicional de ajuste de histórico em campos com poucos dados de produção e maiores incertezas.

O objetivo principal desse trabalho é obter um (1) ajuste de histórico probabilístico a partir da (2) redução das incertezas do modelo de reservatório. A proposta desse estudo é contribuir com a metodologia de mitigação de incertezas desenvolvida no UNISIM, com o objetivo de possibilitar o tratamento de um elevado número de atributos incertos e/ou níveis discretos, além de aumentar a eficiência do método.

Nesse método são utilizados dados de histórico de produção e técnicas de amostragem (Hipercubo Latino) para mitigação de incertezas de reservatórios.

### Metodologia

A proposta desse trabalho, que pode ser vista em detalhes em Vasconcelos (2011), consiste em um procedimento dinâmico de calibração de propriedades do reservatório, utilizando dados observados e técnicas de amostragem.

A partir de uma distribuição de probabilidade inicial, os atributos considerados, discretizados em níveis de incertezas, são submetidos a um processo de amostragem com o método de Hipercubo Latino e, posteriormente, combinados estatisticamente. Cada combinação (ponto) entre níveis dos diferentes atributos resulta em um modelo de simulação (Fig. 1). Após realizadas as simulações, novas probabilidades são estimadas, para cada nível (Fig. 2), a partir de um procedimento que utiliza uma função objetivo (FO), que é basicamente a diferença quadrática entre os dados observados e simulados, relativa a cada modelo.

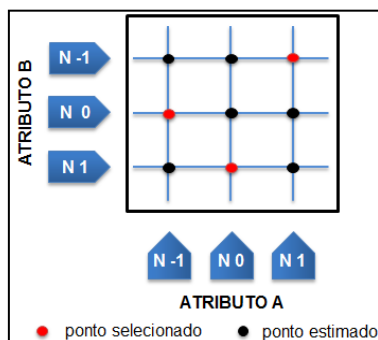


Fig. 1: Composição dos modelos de simulação.

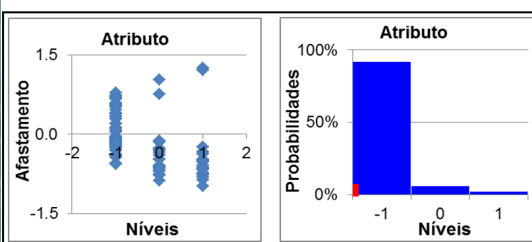


Fig. 2: Afastamento por nível e novas probabilidades.

As principais contribuições apresentadas pela metodologia descrita neste trabalho são:

- Utilização do método de Hipercubo Latino para realizar as amostragens;
- Criação de um indicador para definir a quantidade de modelos amostrados, a partir da variabilidade das probabilidades estimadas, que serve também como critério de parada do método;
- Criação de um indicador que representa a qualidade e confiabilidade dos resultados, através do ajuste (ou afastamento) de cada poço; e
- Avaliação do método proposto para casos com diferentes níveis de discretização (3, 5 e 7).

A qualidade do ajuste obtido pode ser avaliada a partir das curvas de incertezas, compostas por modelos representativos das probabilidades iniciais e finais de cada atributo e através dos indicadores propostos nesse trabalho, como variação das probabilidades e afastamentos por poço.

### Aplicação

A metodologia foi aplicada inicialmente no Caso A, um modelo de simulação simples, com 8 regiões de diferentes permeabilidades, sendo cada uma delas um atributo incerto. Esse caso foi avaliado a partir de 3 “subcasos”, diferentes entre eles pela quantidade de níveis discretos (Casos A1: 3 níveis; Caso A2: 5 níveis; e Caso A3: 7 níveis), e utilizado para validação da metodologia. O segundo modelo estudado é um reservatório mais complexo, com características reais (Caso B). Neste caso são considerados 16 atributos incertos: porosidade, permeabilidade horizontal e vertical das 3 facies, que resulta em 9 atributos; a transmissibilidade das 4 falhas, somam mais 4 atributos; e o expoente das curvas de permeabilidade relativa à água do modelo de Corey nas 3 facies, que somam mais 3 atributos, totalizando os 16 atributos. Também foram avaliados 3 “subcasos” (Casos B1: 3 níveis; Caso B2: 5 níveis; e Caso B3: 7 níveis).

Em ambos os casos foi utilizada uma distribuição de probabilidades inicial uniforme. Entretanto, a metodologia pode ser utilizada com qualquer tipo de distribuição, por exemplo: triangular, normal e log-normal.

### Resultados e Discussões

Os resultados obtidos com essa metodologia indicam uma ferramenta capaz de fornecer resultados confiáveis no processo de mitigação de incertezas, quando há dados de histórico disponíveis.

A Fig. 3 apresenta um resumo da dispersão da FO dos modelos representativos das incertezas do Caso A (A1, A2 e A3), antes (vermelho) e após (azul) a aplicação do método de mitigação de incertezas (para 400 simulações).

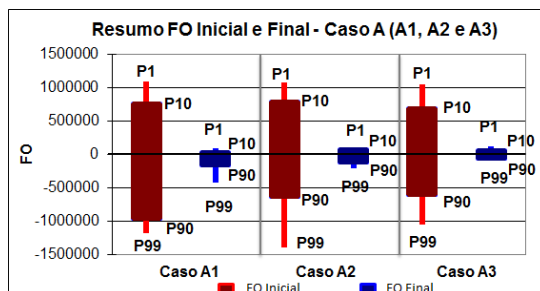


Fig. 3: Resumo da FO do Caso A: 400 simulações.



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)

“O método proporciona também um bom balanceamento entre o ajuste global e o ajuste local de poços.”

**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](#).

As novas probabilidades estimadas para o Caso A (A1, A2 e A3) apresentaram pouca variação a partir de 200 (Fig. 4), 300 e 400 simulações respectivamente para cada “subcaso”. As probabilidades obtidas, a partir dessas simulações, proporcionaram uma redução na dispersão da FO de aproximadamente 80%, 85% e 90% para os Casos A1, A2 e A3 respectivamente.

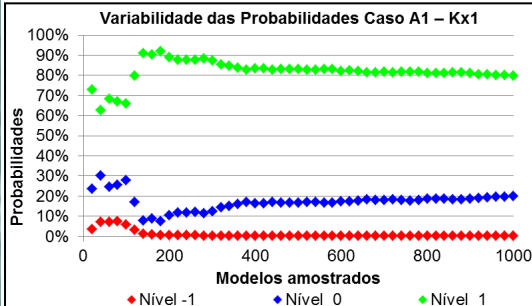


Fig. 4: Variação das probabilidades de Kx1 (Caso A1).

Como indicador de qualidade do método apresentado, é possível destacar também uma redução no afastamento de todos os poços do Caso A. A Fig. 5 apresenta as curvas de produção de água do Poço 4, do Caso A3, dos modelos representativos das incertezas iniciais (vermelho) e finais (azul), compreendidos entre P90 e P10, da curva de incertezas.

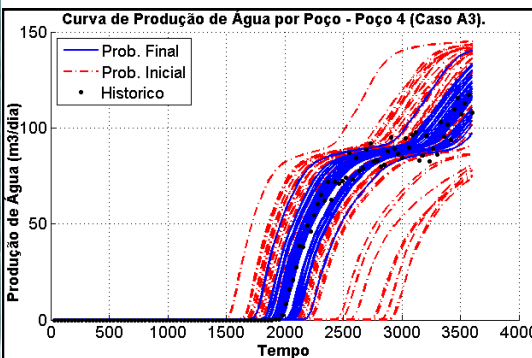


Fig. 5: Curva de produção de água Poço 4 (Caso A3).

Para o Caso B (B1, B2 e B3) foram necessárias 400, 600 e 800 simulações para que a aplicação em cada “subcaso” tivesse suas probabilidades estabilizadas (com pouca variação). Os resultados gerados a partir das probabilidades finais apresentaram redução na dispersão da FO de aproximadamente 60%, para os Casos B1 e B2, e 70% para o Caso B3. Também foi obtido um melhor ajuste para cada poço do Caso B, nas diferentes aplicações.

Com os resultados apresentados, é possível observar que o aumento no número de níveis proporciona maior redução na faixa de incertezas e maior ajuste dos poços, para ambos os casos estudados. Contudo, é importante destacar que há também um aumento no número de simulações, porém pequeno quando comparado à técnica de árvore de derivação, por exemplo.

Outros resultados e mais detalhes podem ser vistos na versão completa desse trabalho (Vasconcelos, 2011).

**Considerações finais**

- O método de mitigação de incertezas proposto (através de dados de histórico de produção e técnicas de amostragem) apresentou algumas vantagens em relação aos principais métodos de referência.
- Os resultados obtidos nesse trabalho indicam avanços na metodologia dentro dos objetivos estabelecidos na proposta inicial.
- Para todos os casos foram obtidos ajustes probabilísticos a partir da redução das incertezas dos atributos considerados e um número reduzido de simulações, quando comparado à técnica de árvore de derivação.
- A análise de resultados através de gráficos tipo “bastão”, para representar o resumo da dispersão da FO e os afastamentos por poço, não só facilita a análise dos resultados, mas vislumbra a possibilidade de automatizar o processo.
- Os ajustes obtidos para os casos estudados em Vasconcelos (2011) possibilitam afirmar que o método proporciona um bom balanceamento entre o ajuste global e o ajuste local de poços. Foram obtidas reduções nos afastamentos por poço e isso possibilitou uma maior redução no ajuste global do campo.
- A aplicação do método de Hipercubo Latino, na amostragem dos níveis discretos dos atributos considerados, associada ao procedimento de redistribuição gradativa de probabilidade possibilitou uma convergência mais rápida, quando comparado aos métodos anteriores para o Caso A1 e Caso B1.
- Por fim, a metodologia é flexível e permite que os objetivos do estudo, o grau de precisão desejado para os resultados e número possível de simulações sejam considerados como parâmetros de controle para o tipo de análise que será efetuado em cada caso específico.

**Referências Bibliográficas**

Vasconcelos, D. D. S., Mitigação de Incertezas através de Dados de Histórico de Produção e Técnicas de Amostragem. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2011. 102p. Dissertação (Mestrado).

**Informações sobre o autor:**

David Dennyson Sousa Vasconcelos é aluno de mestrado do Programa de Ciências e Engenharia de Petróleo da UNICAMP.

Para mais informações, visite

<http://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.