

Metodologias de Análise de Risco na Fase de Desenvolvimento de Campos de Petróleo [Susana Margarida da Graça Santos](#)

“É fundamental a escolha de uma metodologia de quantificação de risco que se adeque ao caso de estudo, para permitir a obtenção de resultados confiáveis ao menor custo computacional.”

Interesses especiais:

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

Links:

- [Unicamp](#)
- [Cepetro](#)
- [Div. 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 [cliquem aqui](#).

1. Introdução

Ao longo da vida de um campo de petróleo, várias são as incertezas cujo impacto é fundamental quantificar para melhorar o processo de tomada de decisão. Na fase de desenvolvimento, foco do presente trabalho, coexistem: (1) incertezas geológicas, associadas aos volumes recuperáveis e às características do escoamento, (2) incertezas operacionais, relacionadas às disponibilidades do sistema, e (3) incertezas econômicas, como preço do óleo, investimentos (CAPEX) e custos operacionais (OPEX).

Nas últimas décadas, o processo de quantificação de risco tem-se tornado mais preciso, pela combinação de técnicas estatísticas com simulação de reservatórios. Contudo, nem todas as metodologias conseguem tratar adequadamente certos tipos de incerteza, e outras demandam elevados custos computacionais quando aplicadas a casos complexos. Assim, a seleção de uma metodologia de quantificação de risco que se adeque ao caso de estudo mostra-se fundamental, para permitir a obtenção de resultados precisos e confiáveis, idealmente ao menor custo computacional e humano.

É nesse sentido que o presente trabalho compara duas metodologias de quantificação de risco aplicadas na fase de desenvolvimento de campos de petróleo, especialmente a aplicabilidade em casos complexos com contexto geoestatístico.

2. Representação das Incertezas

As incertezas podem ser classificadas de acordo com o seu comportamento estatístico em: (1) “contínuas”, aquelas que variam entre um valor mínimo e um valor máximo, apresentando uma faixa de incerteza contínua (ex. profundidade do contato óleo-água); (2) “discretas”, aquelas que tomam um número finito de valores discretos (ex. tabelas PVT); e (3) “estocásticas”, incertezas que têm um impacto não-linear na resposta ou que tomam uma infinidade de valores discretos equiprováveis (ex. realizações geoestatísticas de porosidade). Esta distinção faz-se essencial uma vez que nem todas as metodologias de quantificação de risco conseguem tratar adequadamente certos tipos de incerteza. Este é o caso, por exemplo, das incertezas geoestatísticas que, pela impossibilidade de priorizar uma realização sobre outra, apresentam alguns problemas de aplicação em certas metodologias.

3. Metodologias de Análise de Risco

Várias são as metodologias de análise de risco disponíveis na literatura. Contudo, devido aos seus elevados custos computacionais em casos complexos, é comum combinar estas técnicas de sorteio com metamodelos. O exemplo mais comum de metamodelo é a superfície de resposta gerada pela teoria do planejamento de experimentos. Entretanto, essa metodologia pode não ser adequada para tratar incertezas “estocásticas”, devido à impossibilidade de priorizar uma realização geoestatística em detrimento de outra. Foi nesse sentido que Zabalza-Mezghani (2000) propôs o *Joint Modeling Method* (JMM), uma técnica baseada na teoria do planejamento de experimentos, e que consiste na modelagem de dois metamodelos para descrever certa resposta: (1) *Mean Model*, descreve a resposta como função das incertezas “contínuas”, e (2) *Variance Model*, descreve a dispersão da resposta devida ao efeito da variável “estocástica”.

Apesar da ampla aplicação na indústria do petróleo, tem havido uma procura por uma metodologia que supere as limitações ao nível do custo computacional dos métodos de sorteio clássicos, dispensando o uso de metamodelos. Isto foi conseguido modificando a forma como os cenários são aleatoriamente sorteados. Foi nesse sentido que a metodologia do Hiper-cubo Latino (HCL) foi introduzida na indústria do petróleo.

Este método pode ser usado como um *space filling design* para a modelagem de metamodelos ou como uma técnica de sorteio à semelhança do método de Monte Carlo.

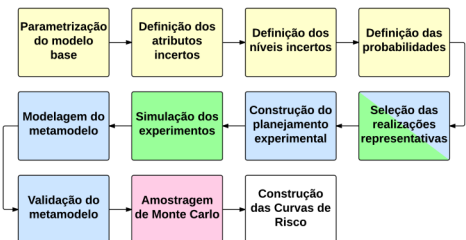
No UNISIM, foi proposto o Hiper-cubo Latino Discretizado (HCLD), consistindo em uma modificação do HCL especialmente proposto para variáveis aleatórias com uma função de distribuição discreta. Uma vez que a técnica do HCLD sorteia valores aleatoriamente de forma dependente, no sentido que a frequência de amostragem de cada nível seja função da sua probabilidade, garante que a distribuição dos parâmetros de entradas seja respeitada. Assim, a técnica é precisa para a reprodução das distribuições dos parâmetros de entrada com baixo número de sorteios. Schiozer et al. (2014) aplica esta técnica de sorteio combinada com realizações geoestatísticas (HLDG) numa nova metodologia para quantificar o risco no desenvolvimento de campos de petróleo.

4. Metodologia e Aplicação

Apresenta-se a comparação de duas metodologias, aplicadas a um modelo de reservatório complexo com contexto geoestatístico e constituído por um conjunto de atributos geológicos e operacionais discretos.

- JMM: geração de cenários usando o método de Monte Carlo combinado com metamodelos gerados pelo *Joint Modeling Method* (Figura 1a);
- HLDG: geração de cenários usando o método do Hiper-cubo Latino Discretizado combinado com realizações geoestatísticas (Figura 1b).

(a) JMM



(b) HLDG

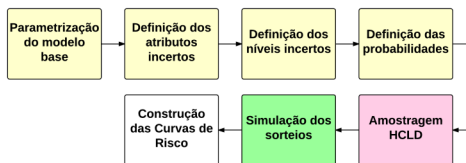


Figura 1: Fluxograma das metodologias (a) JMM e (b) HLDG. Caixas amarelas: etapas comuns. Caixas azuis; etapas exclusivas ao JMM. Caixas verdes: etapas de simulação. Caixas rosa: etapas de sorteio. Caixa branca: objetivo final.

Para validar os resultados, e como referência, uma análise de risco pelo método de simulação de Monte Carlo clássico (MC) é realizada. Este método foi selecionado uma vez que a sua confiabilidade está demonstrada na literatura, desde que (1) um elevado número de sorteios seja definido, na ordem de 10^3 , para assegurar que a distribuição dos parâmetros de entrada seja reproduzida, e (2) exista informação acerca da distribuição dos parâmetros de entrada.

A comparação das metodologias é feita utilizando 4 indicadores:

1. Precisão dos resultados: análise qualitativa e quantitativa (Equação 1) das curvas de risco obtidas para as funções-objetivo: Np, Wp, FRo, VOOIS.
2. Custo computacional: comparação do número total

“(…) recomenda-se a aplicação do HLDG em casos complexos compreendendo grande número de realizações geoestatísticas, pois permite obter resultados precisos com baixo número de simulações e dispensando o uso de metamodelos.”

de simulações requeridas.

3. Dificuldade de aplicação: número de etapas, tempo de aplicação, conhecimentos requeridos pelo usuário.

4. Limitações dos métodos.

$$D = 0.1 * \sum_{i=1}^9 \frac{|P_{10i} - P_{10i}^{ref}|}{P_{10i}^{ref}} + 0.05 * \sum_{i=0}^1 \frac{|P_{5+90i} - P_{5+90i}^{ref}|}{P_{5+90i}^{ref}} \quad (1)$$

A metodologia foi aplicada ao caso UNISIM-I-D (Gaspar et al., 2013), caso de estudo baseado no caso referência UNISIM-I-R (Avansi e Schiozer, 2013).

Para gerar as curvas de risco pelo método JMM utilizou-se um *space filling design* do tipo HCL uma vez que a literatura recente mostra que este tipo de planejamento apresenta melhor desempenho que planejamentos clássicos (e.g. Yeten et al., 2005). Do conjunto de realizações geoestatísticas, 5 imagens representativas foram selecionadas através de análise de sensibilidade, pois, pelo modo como o JMM capta o efeito desta variável (i.e. definindo repetições nos experimentos), torna-se inviável a utilização de todas as realizações. O metamodelo gerado foi do tipo superfície de resposta paramétrica, um requisito quando se aplica o JMM. Finalmente, 5.000 sorteios de Monte Carlo foram definidos sobre a superfície de resposta. Na aplicação do HLDG foram definidos 300 sorteios, baseados no número de realizações geoestatísticas. Na aplicação da metodologia de referência MC, devido ao elevado número de realizações geoestatísticas deste caso de estudo (da ordem de 10^2) optou-se por 5.000 sorteios para assegurar a confiabilidade dos resultados.

5. Resultados e Discussão

Os resultados mostram que ambas as metodologias são precisas no contexto em estudo (Figura 2), contudo o JMM apresenta desvios em relação à referência de maior magnitude (Figura 3).

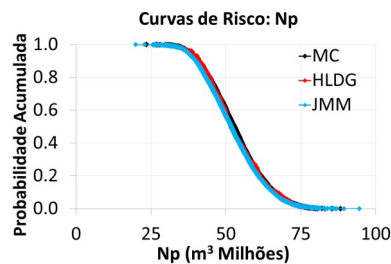


Figura 2: Curvas de risco para a função-objetivo N_p , obtidas pelo JMM (azul), HLDG (vermelho) e MC, de referência (preto).



Figura 3: Desvio D correspondente à diferença relativa entre a curva de risco em análise (JMM azul e HLDG vermelha) e a curva de risco de referência (MC).

O JMM demandou mais etapas e mais tempo do usuário, além de fortes conhecimentos de estatística. A complexidade do método torna difícil a identificação de erros pela multiplicidade de opções, particularmente

porque dois metamodelos são modelados para cada função-objetivo. O HLDG mostrou-se simples e de rápida aplicação.

Apesar de a redução dos custos computacionais ser típica da teoria do planejamento de experimentos, a necessidade de realizar uma análise de sensibilidade para selecionar as realizações representativas e a definição de repetições nos experimentos, levou a que o JMM demandasse um número de simulações 50% maior que o HLDG (JMM: 640 simulações; HLDG: 300 simulações).

Limitações no JMM podem ser apontadas em termos de esforços computacionais, inviabilizando a utilização de todas as realizações geoestatísticas do caso. O HLDG não revelou limitações no caso estudado.

6. Considerações Finais

A escolha da metodologia de quantificação de risco que se adeque ao caso de estudo e à forma como as incertezas são representadas é fundamental para que se obtenham resultados precisos e confiáveis, e idealmente ao mínimo custo computacional e humano.

O caso estudado mostrou que o JMM e o HLDG são precisos para casos complexos com incertezas do tipo discreto e com contexto geoestatístico. Contudo, pelo custo computacional, a aplicação do JMM é recomendada em casos sem contexto geoestatístico ou que compreendam um baixo número de realizações, uma vez que a teoria do planejamento de experimentos permite reduzir consideravelmente o número de simulações e mostrou-se adequada para captar o efeito de variáveis discretas. Por outro lado, a aplicação do HLDG é recomendada em casos complexos com grande número de realizações geoestatísticas (na ordem de 10^2), pois permite obter resultados precisos com baixo número de simulações e dispensando o uso de metamodelos.

7. Referências Bibliográficas

AVANSI, G. D.; SCHIOZER, D. J. UNISIM-I: Synthetic Model for Reservoir Development and Management Applications. *International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry*, em publicação. 2014.

GASPAR, A. T.; SANTOS, A. A.; MASCHIO, C.; AVANSI, G.; HOHENDORFF FILHO, J.; SCHIOZER, D. J. UNISIM-I-D: Study Case for Reservoir Exploitation Strategy based on UNISIM-I Field. UNISIM. Campinas-SP, Brasil, 2 de Outubro de 2013.

SCHIOZER, D. J.; SANTOS, A. A.; AVANSI, G. A New Methodology for Risk Quantification Combining Geoestatistical Realizations and Discretized Latin Hypercube. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, em publicação. 2014

YETEN, B.; CASTELLINI, A.; GUYAGULER, B.; CHEN, W. H. A Comparison Study on Experimental Design and Response Surface Methodologies. *SPE 93347. SPE Reservoir Simulation Symposium*, Houston, Texas, USA, Jan 31 – Feb 2. 2005.

ZABALZA-MEZGHANI, I. *Analyse Statistique et Planification d'expérience en ingénierie de réservoir*. PhD Thesis, Institut Français du Pétrole, 236p. 2000.

Informações sobre a autora:

Susana Margarida da Graça Santos é geóloga pela Universidade de Lisboa e mestre em *Petroleum Economics and Management* pelo IFP School. Atualmente é aluna de Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo na UNICAMP atuando na área de análise de decisão na fase de desenvolvimento de campos de petróleo.

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](#).



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

Div. Eng. Petróleo
Dep. Energia
Fac. Eng. Mecânica
Centro de Estudos de Petróleo
Univ. Estadual de Campinas
Campinas - SP

Tel.: 55-19-3521-1220
Fax: 55-19-3289-4916

unisim@dep.fem.unicamp.br

Para mais informações, visite

<https://www.unisim.cepetro.unicamp.br>

O UNISIM é um grupo de pesquisa da UNICAMP (Divisão de Engenharia de Petróleo, Departamento de Energia, 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.