

“O elevado grau de incertezas geológicas na fase de desenvolvimento faz com que os erros associados à caracterização sejam superiores aos erros numéricos, os quais são minimizados à medida que a malha de simulação se torna mais refinada.”



## Efeito da Escala do Modelo de Simulação na Análise de Risco em Campos de Petróleo com Alta Heterogeneidade

[Eliana Luci Ligerio](#)

### Introdução

O risco em projetos de E&P na fase de desenvolvimento resulta de incertezas nos modelos geológicos e de fluido com conseqüente incerteza no fator de recuperação. Uma maneira robusta de avaliar o fator de recuperação e de quantificar o risco na fase de desenvolvimento consiste na integração com a simulação de reservatórios, que representa a melhor ferramenta para previsão de desempenho de reservatórios de petróleo. A precisão da previsão de produção aumenta com o refinamento da malha de simulação, pois quanto mais refinado for o modelo do reservatório, melhor é a representação do fluxo, mas em contrapartida, maior é o esforço computacional exigido para a obtenção de uma resposta. Portanto, é necessário ter um compromisso entre o grau de refinamento da malha de simulação e a parte estatística que representa a combinação dos cenários incertos.

Para reservatórios altamente heterogêneos, em alguns casos, a descrição detalhada do reservatório pode resultar em malhas com elevado número de células, da ordem de  $10^6$  a  $10^7$  células, sendo que a resolução do modelo refinado é restrita à qualidade dos dados disponíveis.

O elevado número de células dos modelos geoestatísticos torna inviável a simulação direta da malha refinada por várias razões: (1) elevado esforço computacional; (2) elevado tempo de simulação e alto custo; (3) dificuldade de convergência em casos de alta heterogeneidade e (4) a presença de muitas incertezas geológicas na fase de desenvolvimento faz com que os erros associados à caracterização geológica sejam superiores aos erros numéricos, os quais são minimizados à medida que a malha de simulação se torna mais refinada.

A previsão de desempenho de reservatórios pode ser realizada num tempo de simulação razoável e com menor esforço computacional através do emprego de modelos rápidos, entre os quais se destacam, os metamodelos (*proxy models*) e as malhas grosseiras. Os metamodelos são, em geral muito rápidos, mas nem sempre confiáveis para reservatórios complexos; uma alternativa viável é a substituição das malhas refinadas por malhas grosseiras.

O emprego de malhas grosseiras com cerca de  $10^5$  a  $10^6$  células permite que a simulação do reservatório seja executada mais rapidamente, viabilizando o processo de desenvolvimento do campo e possibilitando a previsão de desempenho de um maior número de cenários resultantes da presença de incertezas, as quais requerem métodos probabilísticos para avaliação do risco.

### Transferência de Escala

As técnicas de transferência de escala são usadas para adaptar as propriedades de malhas refinadas em malhas mais grosseiras com menor número de células. Propriedades, como, porosidade e saturação de água, são facilmente transferidas de uma escala refinada para outra mais gros-

seira através de uma simples média aritmética. A transferência de escala da permeabilidade absoluta é mais complexa, podendo ser realizada por médias simples ou por métodos numéricos. Na prática, não existe uma regra geral para a seleção da técnica mais adequada para o cálculo da permeabilidade equivalente.

A transferência de escala está sempre associada à perda de informação, pois vários valores são substituídos por um único valor equivalente. Contudo, esta diferença pode ser reduzida através do procedimento de calibração da malha grosseira em relação à malha refinada. Portanto, o emprego de malhas grosseiras é uma simplificação viável na simulação de reservatórios e conseqüentemente no processo de quantificação do risco, que consiste na simulação de vários cenários.

### Quantificação do Risco

Para campos de óleo, a metodologia de análise de risco desenvolvida pelo grupo UNISIM consiste basicamente de duas etapas: (1) análise de sensibilidade para seleção dos atributos incertos mais importantes para as funções VPL,  $N_p$  e  $W_p$  e (2) elaboração da curva de risco a partir dos resultados das simulações dos vários modelos de reservatório resultantes da combinação dos atributos críticos pela árvore de derivação.

Devido à inviabilidade do uso de malhas altamente refinadas na simulação de reservatórios e à necessidade de simulação de um elevado número de cenários para a elaboração da curva de risco, a aplicabilidade da seguinte simplificação foi avaliada: ajuste do modelo base em escala grosseira em relação à malha refinada e cálculo do risco pela malha grosseira ajustada.

### Resultados

A malha refinada e heterogênea é derivada do Modelo 2 do *SPE 10th Comparative Solution* (Christie e Blunt, 2001) e descrita por um grid Cartesiano regular com  $20 \times 100 \times 14$  (28.000 células). A malha grosseira possui as dimensões de  $10 \times 25 \times 7$  (1.750 células). Apenas a permeabilidade absoluta foi submetida à transferência de escala, sendo que seus valores equivalentes foram calculados pelo método de Maschio e Schiozer (2003).

As curvas de vazão de óleo e água do modelo base nas escalas refinada e grosseira não foram coincidentes, conforme o esperado. Para aproximar tais curvas, as vazões de óleo e água da malha grosseira foram ajustadas às vazões da malha refinada em termos da permeabilidade relativa. A Figura 1 mostra a calibração da vazão de óleo da malha grosseira em relação à malha refinada.

As análises de sensibilidade para as malhas refinada e grosseira ajustada apresentaram os mesmos atributos críticos. A Figura 2 ilustra a análise de sensibilidade para a malha grosseira ajustada.

O risco foi avaliado a partir das simulações dos cená-

### 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](#)

“O ajuste da malha grosseira à malha refinada é uma simplificação viável para redução do tempo do processo de análise de risco e capaz de manter a precisão desejada.”

**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 de caracterização de reservatórios;
- > Pesquisador na área de redes neurais e inteligência artificial.

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](mailto:unisim@dep.fem.unicamp.br)

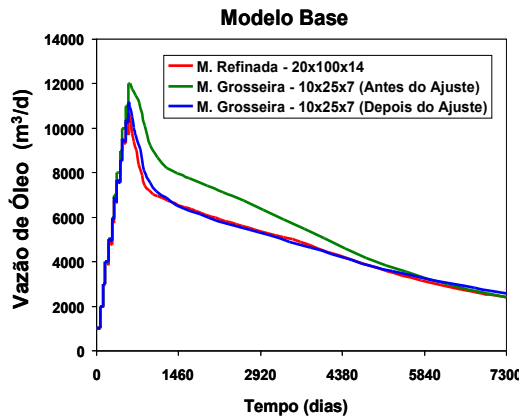


Figura 1: Vazões de óleo antes e depois do ajuste de kr.

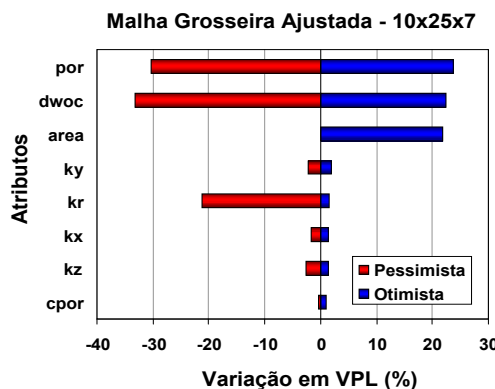


Figura 2: Análise de sensibilidade, em termos de VPL, para a malha grosseira ajustada.

rios gerados pela combinação dos atributos críticos pela árvore de derivação. Para validação da simplificação proposta, ou seja, o uso do modelo grosseiro ajustado na elaboração da curva de risco, as curvas de risco foram elaboradas para as malhas refinada, grosseira e grosseira ajustada (Figura 3).

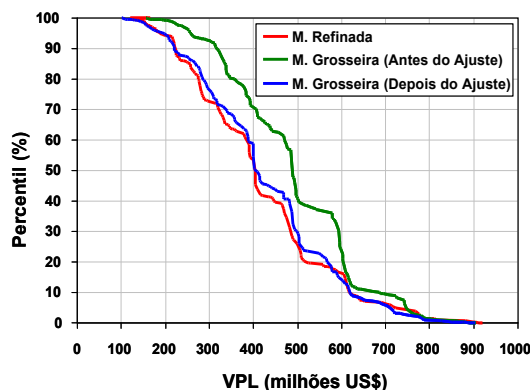


Figura 3: Curvas de risco em termos do VPL.

A curva de risco da malha grosseira antes do ajuste não foi uma representação adequada da curva da malha refinada, pois apresentou um erro consistente elevando o VPL da maioria dos cenários. Por outro lado, a curva da malha grosseira ajustada representou adequadamente o risco da malha refinada, validando o procedimento de calibração do modelo base.

A Figura 4 ilustra a redução significativa no tempo do processo de análise de risco quando a malha refinada 20x50x14 é reduzida a malhas grosseiras de diferentes dimensões: 20x50x14, 20x25x14, 10x25x14, 20x50x7, 20x25x7 e 10x25x7 (ajustada).

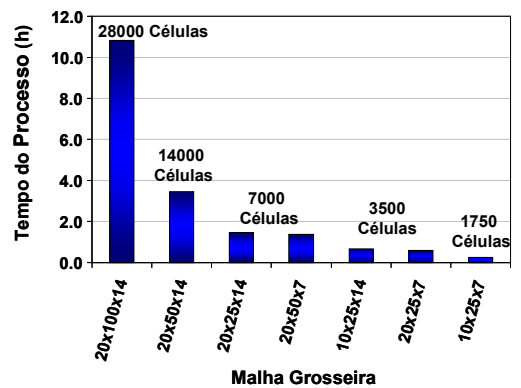


Figura 4: Tempo do processo de análise de risco.

**Conclusões**

A simulação de malhas refinadas envolve um elevado tempo e aumenta consideravelmente o tempo do processo de análise de risco. A simplificação de ajustar (ou calibrar) o modelo base grosseiro ao modelo refinado e de avaliar o risco a partir da malha ajustada foi eficaz na redução do tempo do processo, mantendo a precisão desejada.

**Referências**

Christie, M.A., Blunt, M.J., “10<sup>th</sup> SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques”, SPE 66599, 2001.  
Maschio, C., Schiozer, D.J., “A New Upscaling Technique Based on Dystra-Parsons Coefficient”, JPSE, Vol,40, No 1-2, 2003.

**Agradecimentos**

Ao pesquisador Célio Maschio pelo ajuste das curvas de vazão.

**Informações sobre a autora:**

Eliana Luci Ligerio é graduada e mestre em Engenharia Química pela Unicamp. Obteve o título de doutora em Engenharia Química pela Unicamp em 1999. Atua como pesquisadora do Grupo UNISIM desde junho de 2000.

**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.