

“Este trabalho aplica técnicas mais elaboradas de engenharia de reservatórios em campos de gás natural.”

#### 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](#).

## Desenvolvimento de Campos de Gás Natural sob Incertezas

Ivan José Martins Costa

### INTRODUÇÃO

O gás natural vem crescendo em importância na matriz energética nacional, com previsão de ocupar o terceiro lugar entre as diversas fontes de energia nos próximos 20 anos. Apesar do plano de expansão do Governo Federal, poucos trabalhos de engenharia de reservatórios sobre campos de gás natural têm sido reportados na literatura. Dos trabalhos existentes, a maioria considera apenas o volume original de gás *in situ* como principal incerteza, sendo as reservas estimadas pelo declínio da curva P/Z versus Gp. Visando estudar a possibilidade de utilizar técnicas mais elaboradas de caracterização de reservatórios e simulação de escoamento, este trabalho aplica, a um campo de gás, a metodologia proposta por Xavier (2004) para cálculo do valor da informação (VDI) no auxílio do processo de decisão de investimentos. Esta metodologia faz uso de árvore de decisão, modelos geológicos representativos (MGR) e simulação de escoamento. As etapas iniciais para o cálculo do VDI referem-se às etapas da metodologia de análise de risco proposta inicialmente por Loschiavo (1999) e aprimorada por Steagall (2001) e Costa (2003).

**Reservatórios de gás natural.** O plano de desenvolvimento de reservatórios saturados com gás natural não associado requer métodos de engenharia e operação diferentes dos reservatórios de óleo. Os fatores preponderantes para sua elaboração são o conhecimento das propriedades dos fluidos e um bom entendimento das condições econômicas envolvidas. Bradley (1992) discute outros aspectos importantes, tais como: modelo geológico, propriedade das rochas, atuação do aquífero, custos e espaçamento dos poços, bem como custos das plantas de processamento.

O número de poços em campos de gás natural deve ser analisado para cada caso específico. Os fatores preponderantes a serem considerados são: contratos de entrega de gás, configuração prática para exploração levando em conta a geometria do reservatório, produtividade e injetividade dos poços, capacidade de abastecimento das plantas de processo, quantidade de hidrocarboneto recuperável e seu valor, custos do projeto, incluindo custos dos poços. Caso os poços apresentem baixa capacidade de produção, poços adicionais podem ser necessários para alcançar a produção requerida em contrato.

**Aplicação.** A metodologia de quantificação do VDI foi aplicada a um campo sintético de gás, cujo modelo geológico foi elaborado a partir de dados dos poços do campo de Namorado com as devidas alterações (Figura 1). Os reservatórios de arenito (R1, R2 e R3) foram divididos em três níveis contínuos e isolados entre si por folhelhos (F1 e F2). O campo foi dividido em três blocos estruturais separados por falhas. A distribuição geoestatística das propriedades foi realizada pela simulação Gaussiana, a exceção do mapa estrutural gerado pela função *inverso do quadrado da distância*. O fluido foi baseado em uma amostra real de gás condensado e representado pelo ajuste dos parâmetros da equação de estado de Peng e Robinson (1976). Para reduzir o tempo de processamento e

manter a representatividade do comportamento do fluido, sete pseudo-componentes foram considerados (seis com agrupamento de hidrocarbonetos e um composto pelos inertes CO<sub>2</sub> e N<sub>2</sub>).

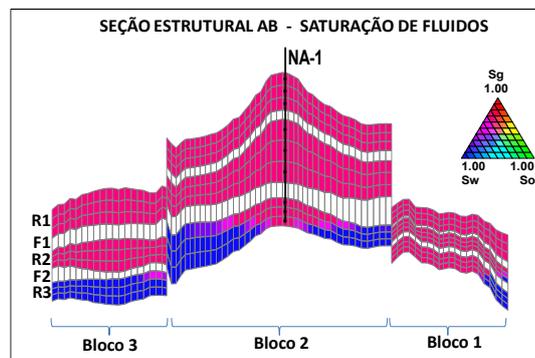


Figura 1: Modelo estrutural do campo.

Inicialmente foi estudada a geometria dos poços, definindo-se pela exploração através de poços verticais que possibilitam produzir os três reservatórios em conjunto. Numa segunda etapa foi estudada a vazão de produção do campo paralelamente a uma análise de sensibilidade ao preço de comercialização do gás, uma vez que em campos de gás, em geral, o preço é uma variável de contrato e não um atributo incerto como em campos de óleo. Um ponto importante nesta fase é a verificação do período de tempo à vazão constante visando atender a um contrato de venda. Foram definidos uma vazão de produção de 2.500.000 m<sup>3</sup>/d e um preço de comercialização de 6,50 US\$/Milhões de BTU.

**Resultados.** Na elaboração do modelo geológico, foi observado que sete atributos geológicos poderiam ter maior influência na análise de risco do campo. Ao realizar a análise de sensibilidade, utilizando as funções-objetivo Valor Presente Líquido (VPL) e Produção Acumulada de Gás (Gp), apenas cinco atributos foram selecionados para compor as árvores de derivação e decisão. Tais atributos e seus níveis de incerteza são: Modelo Estrutural (4 níveis); Modelo Sedimentar (2 níveis); Permeabilidade Relativa (2 níveis); Atuação do Aquífero (3 níveis) e Profundidade do Contato Gás/Água (3 níveis). A análise de sensibilidade mostrou que os níveis de incerteza que resultaram nas maiores variações, em ambas as funções-objetivo, foram aqueles onde as propriedades apresentaram-se mais pessimistas.

Os atributos que poderiam ter suas incertezas eliminadas ou reduzidas pela aquisição da informação oriunda de novas perfurações foram: a profundidade do contato gás/água e a ocorrência de hidrocarboneto nos blocos adjacentes. Assim, a árvore de decisão foi dividida em doze grupos, cada qual com doze modelos distintos.

A seleção dos MGR (Figura 2) foi realizada segundo os critérios definidos por Xavier (2004).

Todos os modelos da árvore de decisão foram considerados a fim de cobrir a variabilidade de modelos geológicos e de estratégias de produção. Na seleção



Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios

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

Tel: 55-19-3521-3359  
Fax: 55-19-3289-4999

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

“Mostrou-se neste trabalho que a utilização da metodologia de análise de risco e cálculo do VDI proposta para campos de óleo pode ser aplicada em campos de gás natural.”

**Teses e Dissertações:**

- Débora Ferreira Bento (mestrado)

Título: Influência de Restrições Operacionais na Definição da Estratégia de Produção do Campo de Petróleo.

Data: 26/03/2010

- Olivier Guillou (mestrado)

Título: Análise de Valor da Informação de Sísmica 4D.

Data: 30/03/2010

**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](#).

dos MGR. Buscou-se representar todas as possibilidades de ocorrência em relação ao VPL, FRg, e GP. Para isso foram selecionados dezesseis MGR além do modelo base, o qual representa um MGR.

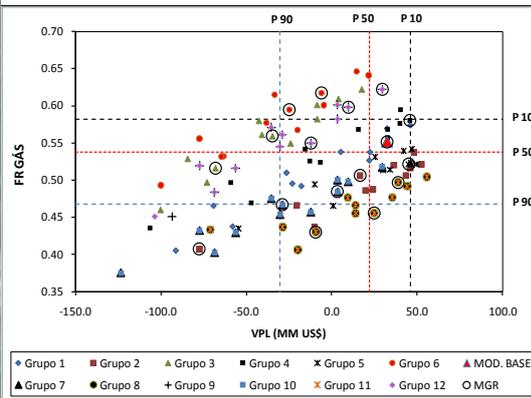


Figura 2: Análise de funções-objetivo para seleção dos MGR.

Na Figura 2, observa-se que muitos modelos apresentam VPL negativos, o que pode indicar que a aquisição da informação teria um ganho na definição da estratégia de produção.

Na otimização das estratégias de produção dos MGR, observa-se uma diferença importante em relação aos campos de óleo: os poços de gás apresentam raio de drenagem maior, sendo que as intervenções são apenas para isolamento de intervalos com a chegada da água. Dessa forma, o principal fator considerado na otimização foi o cronograma de perfuração, sendo que ocorreram variações muito pequenas no número de poços. Em alguns modelos a otimização não resultou em VPL positivos.

Com as simulações foram calculados o Valor Monetário Esperado (VME) de cada grupo, sendo possível calcular o  $VME_{SI}$  (sem informação) e o  $VME_{CI}$  (com informação). O VDI corresponde à diferença entre o  $VME_{CI}$  e o  $VME_{SI}$ .

$$\begin{aligned} VME_{SI} &= \text{US\$ } 14,09 \text{ milhões} \\ VME_{CI} &= \text{US\$ } 18,19 \text{ milhões} \\ VDI &= \text{US\$ } 4,10 \text{ milhões} \end{aligned}$$

O resultado do VDI mostrou um ganho pequeno comparado aos investimentos da perfuração de dois poços. Neste caso, a informação não alterou significativamente a estratégia de produção, mas foi utilizada para melhor posicionar os novos poços.

Em vários casos, o risco de um projeto pode ser calculado pela diferença entre os VPL dos percentis P10 e P90 observados nas curvas de risco (Figura 3). No caso em estudo, com informação, esta diferença foi de US\$ 79 milhões e, sem informação, foi de US\$ 59 milhões o que se levaria a supor um aumento do risco com informação, o que não é comum já que informações em geral diminuem o risco dos projetos. Porém, o aumento do risco foi devido ao aumento do VPL dos modelos otimistas, o que causou um aumento da dispersão dos modelos, que pode ser observado na Figura 2. A maior dispersão, entretanto, não implica em maior risco visto que a curva azul tem maiores VPL que a preta.

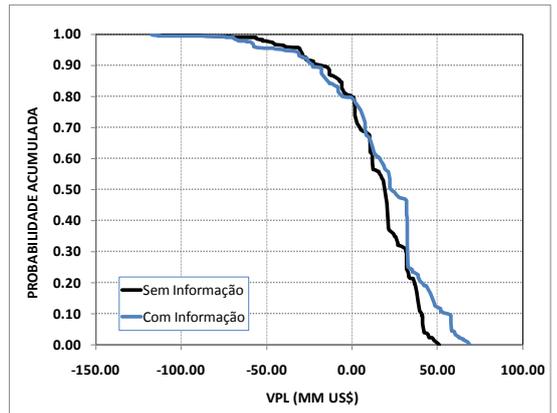


Figura 3: Curvas de risco com e sem informação.

**Conclusões.** Observou-se que a aquisição de informação causou um aumento nos VPL dos modelos com valores inicialmente positivos e redução dos VPL nos modelos originalmente negativos, cujas probabilidades de ocorrência mostram-se baixas.

Mostrou-se neste trabalho que a utilização da metodologia de análise de risco e cálculo do VDI proposta para campos de óleo pode ser aplicada em campos de gás natural. Contudo, algumas premissas são necessárias para o projeto de desenvolvimento de campos de gás, tais como, preço de venda fixo e atendimento a uma determinada demanda de energia.

**Referências Bibliográficas:**

BRADLEY, H. B. **Petroleum Engineering Handbook**. 3 ed. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1992.

COSTA, A.P.A. **Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – UNICAMP, 2003.

LOSCHIAVO, R **Estimativa de Incertezas na Previsão de Desempenho de Reservatórios**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – UNICAMP, 1999.

PENG, D.Y.; ROBINSON, A. **New Two-Constant Equation of State**. Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals, v. 15, p. 59-64. 1976.

STEAGALL, D.E. **Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo - Exemplo de um Campo na Fase de Delimitação**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) - UNICAMP, 2001.

XAVIER, A. M. **Análise do Valor da Informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – UNICAMP, 2004.

**Informações sobre o autor:**

Ivan José Martins Costa é funcionário da Petrobras S.A. e aluno do curso de mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo da UNICAMP.

Para mais 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.