

“Como a incerteza no preço resulta em variações no VPL, a melhor alternativa é estimar a sua distribuição de probabilidade envolvendo todos os valores possíveis.”



## Escolha de Estratégia de Produção sob Incertezas Econômicas

[Ana Teresa F. S. G. Ravagnani](#)

### Introdução

A seleção de estratégias de produção de campos de petróleo pode ser uma atividade complexa devido à grande quantidade de variáveis envolvidas. É, ainda, um problema que pode possuir múltiplos objetivos que devem ser otimizados simultaneamente.

O objetivo deste artigo é mostrar parte de um estudo onde se analisa o processo de seleção de uma estratégia de produção dentro de um cenário simplificado de incertezas em preços e custos de produção de óleo, e também com limites operacionais e restrições de recursos financeiros. O caso estudado é um reservatório marítimo profundo que contém óleo de 28º API.

### Metodologia e Aplicação

Seguindo a metodologia de estruturação do processo de escolha da estratégia de produção proposta por Mezzomo (2005), na fase de lançamento de estratégias foram definidos: 1) os parâmetros do projeto de desenvolvimento do campo, 2) o método de recuperação, 3) a geometria dos poços e 4) a avaliação dos esquemas de produção/injeção.

Três configurações de poços horizontais foram propostas para o método de recuperação por injeção de água: *five-spot* (FS), *five-spot* inverso (FSI) e injeção periférica (IP), com espaçamento de 500m entre poços. Para esta fase do estudo, considerou-se que o início de operação de todos os poços ocorre ao mesmo tempo, variando-se:

- Número total de poços: mínimo 13 e máximo 24;
- Limite de vazão de poço produtor: 1000 a 2000 m<sup>3</sup>/d;
- Limite de vazão de poço injetor: 1000 a 2000 m<sup>3</sup>/d.

Além disso, também foram testadas diferentes camadas de completação da seção horizontal dos poços.

Para realizar a análise econômica foram consideradas as variáveis fiscais e de mercado mostradas na Tabela I. A incerteza

Tabela I: Premissas fiscais e econômicas

Variável	Valor
Preço do óleo (US\$/bbl)	Lognormal (50, 10)
Custo de produção de óleo (US\$/bbl)	20% do preço do óleo
Custo de produção de água (US\$/bbl)	0.50 (+1.5% a.a.)
Custo de injeção de água (US\$/bbl)	0.50 (+1.5% a.a.)
Alíquota de Imposto de Renda + Contribuição Social (%)	34
Alíquota de PIS/PASEP/COFINS (%)	9.25
Alíquota de Royalties (%)	10
Depreciação Linear (anos)	10
Taxa de atratividade (% a.a.)	10
Investimento Inicial (US\$ Milhões)	150
Investimento por poço horizontal injetor ou produtor (US\$ Milhões)	40
Custo de Abandono (US\$ Milhões)	15
Investimento em Plataforma (US\$ Milhões)	400 a 830

no preço do óleo foi modelada por meio de uma distribuição log-normal, com média 50 US\$/bbl e desvio padrão de 10 US\$/bbl, atribuída por ser a distribuição comumente utilizada para modelar preços e por não gerar valores negativos. A série de preços gerada durante o tempo de produção do campo não foi puramente aleatória devendo respeitar o seguinte critério: o preço no período t deve ser maior que a metade do preço no tempo t-1 e menor que o dobro do preço no tempo t-1. Já o custo de produção foi conside-

rado como sendo 20% do preço do óleo, isto é, admitiu-se que ocorre uma correlação positiva com preço do petróleo e custo de produção. Assumiu-se também que esta relação está defasada em um ano, ou seja, o custo é influenciado pelo preço médio do óleo de até um ano anterior. A correlação entre preço e custo, usada neste trabalho está de acordo com Schiozer *et al.* (2008), onde os autores apresentam modelagem e correlações semelhantes às utilizadas neste trabalho. Considerou-se que os custos de injeção e produção de água aumentam 1,5% ao ano. O investimento em plataforma utilizado está em função da capacidade de produção de líquidos baseando-se nos dados apresentados por Hayashi (2006).

Depois desta fase de modelagem da incerteza presente nas variáveis do fluxo de caixa de cada uma das estratégias de produção, foi realizada uma simulação de Monte Carlo do VPL com o auxílio do software Oracle® Crystal Ball.

O propósito de realizar uma simulação de Monte Carlo é obter a distribuição de probabilidade da variável resposta (neste caso o VPL) e, assim, obter mais informações para tomar uma decisão além do caso base. Desta forma, pode-se realizar, por exemplo, a escolha de uma estratégia particular considerando-se simultaneamente a média e o risco do VPL, do fator de recuperação, dentre outras análises tais como estimar a probabilidade de que a estratégia selecionada seja superior a todas as demais.

### Resultados

As funções-objetivo analisadas para tomada de decisão baseiam-se na maximização do VPL, considerando os limites físicos, operacionais e recursos financeiros.

Realizou-se uma simulação de Monte Carlo, gerando 1000 trajetórias de fluxo de caixa a partir das premissas da Tabela I. A Figura 1 apresenta resultados da média do VPL gerada pela simulação de Monte Carlo e o FR.

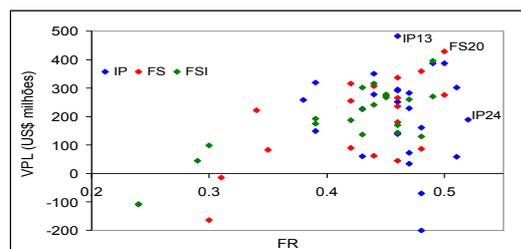


Figura 1: VPL e FR dos testes iniciais.

Baseando-se em uma análise determinística, nota-se da Figura 1 que os melhores valores para os dois indicadores correspondem às estratégias de injeção periférica com diferentes números de poços. A estratégia com disposição de 13 poços em injeção periférica (IP13) apresenta um VPL de US\$ 485 milhões e FR de 46%, enquanto que a estratégia de 24 poços dispostos em injeção periférica (IP24) apresenta um VPL de US\$ 205 milhões e FR de 52%. Assumindo-se que a preferência do tomador de decisão fosse por uma estratégia que atendessem um compromisso dos dois indicadores, a estratégia que atenderia essa condição de compromisso entre retorno e produção seria a estratégia que tem configuração *five-spot* com 20 poços (FS20). Esta estratégia com fator de recuperação de 50% apresentou VPL igual a US\$ 421 milhões. Além disso, esta estratégia apresenta potencial de apresentar maiores VPL em cenários de preços de óleo mais altos. Portanto, é possível escolher uma estratégia com valores intermediários dos máximos encontradas, por exemplo, a estratégia FS20 possui VPL

### 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](#)

“Sabendo que a escolha é entre alternativas mutuamente excludentes, uma informação importante é estimar a probabilidade da alternativa selecionada ser superior às demais que são rejeitadas.”

**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)

menor que a estratégia IP13 e FR menor que a IP24.

Como a incerteza no preço resulta em variações no VPL, a melhor alternativa é estimar a sua distribuição de probabilidade envolvendo todos os valores possíveis. A Figura 2 apresenta as curvas de probabilidade acumulada decrescente do VPL para as 3 estratégias FS20, IP13 e IP24 que foram geradas pelo software Oracle<sup>®</sup> Crystal Ball depois de 1000 iterações.

Pode-se notar que a estratégia IP13 não apresenta risco de assumir valores negativos; a estratégia FS20 apresenta risco

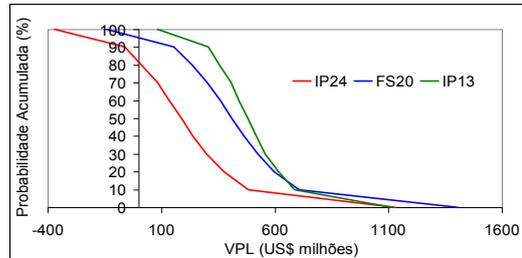


Figura 2: Curvas de probabilidade acumulada para as estratégias IP13, FS20 e IP24.

muito baixo e a estratégia IP24 apresenta apenas 82% de probabilidade de o VPL ser positivo. A estratégia FS20 apresenta grande amplitude variando de US\$ -142 milhões a US\$ 1,40 bilhão, enquanto a estratégia IP13 varia de US\$82 milhões a US\$ 1,12 bilhão. Já a estratégia IP24 varia de US\$ -370 milhões a US\$ 1,13 bilhão. Em cenário de expectativa de preços mais altos, a estratégia FS20 apresenta maior probabilidade de altos VPL.

Além de quantificar o nível de risco de cada uma das estratégias e, sabendo que a escolha é entre alternativas mutuamente excludentes, uma informação importante é estimar a probabilidade de que a alternativa selecionada seja realmente superior às demais que são rejeitadas. A Figura 3 apresenta a probabilidade do VPL de uma alternativa ser superior ao das demais. No modelo de previsão considerou-se que a probabilidade de uma estratégia ser superior às demais seja representada pelo número 1 (barra azul); no caso de ser inferior, pelo número 0 (barra vermelha).

Observa-se na Figura 3 que o VPL da estratégia FS20 tem 19% de probabilidade de ser maior que os VPL das estratégias IP13

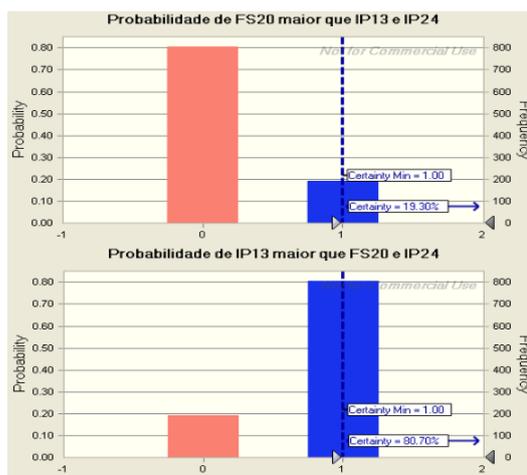


Figura 3: Probabilidades de cada estratégia ser a melhor alternativa.

e IP24. Analogamente, o VPL da estratégia IP13 tem 81% de chances de ser maior que os VPL de FS20 e IP24 e o VPL da estratégia IP24 tem 100% de ser menor que o VPL das outras duas estratégias. Com base nestes resultados, ao escolher a estratégia IP13 haverá em média um ganho mínimo de US\$ 65 milhões e um ganho máximo de US\$ 287 milhões em relação às estratégias FS20 e IP24, como pode ser visualizado na Figura 4.

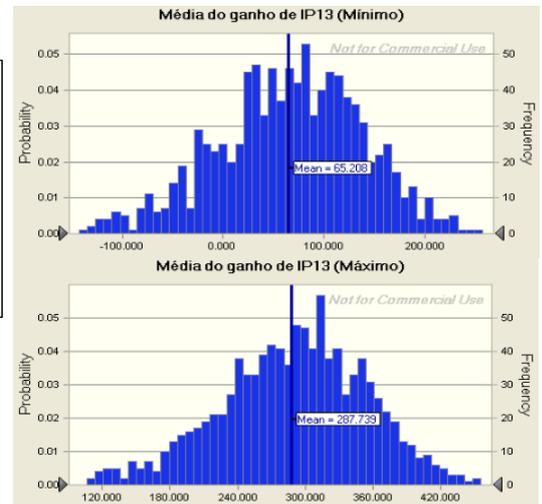


Figura 4: Média do ganho da estratégia IP13.

**Comentários Finais**

Neste artigo foi discutido o problema de seleção da melhor estratégia de produção considerando-se não apenas a média de variáveis como o VPL, mas também o comportamento relativo das estratégias considerando incerteza econômica.

Os resultados permitem que o processo decisório seja realizado com mais informações que incluem a estimativa da probabilidade de que a estratégia selecionada seja realmente a melhor.

Finalmente, ressalta-se que outras informações podem ser obtidas a partir de uma análise de risco tais como o ganho médio da estratégia selecionada em relação às demais. Desta forma, o tomador de decisões obtém mais informações de modo que a sua escolha seja de fato a melhor.

Os resultados foram apresentados com apenas 3 alternativas para facilitar a comparação, mas o mesmo tipo de análise pode ser feito com diversas estratégias possíveis.

**Bibliografia**

- HAYASHI, S.H.D. Valor da Flexibilização e Informação em Desenvolvimento de Campo por Módulos. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. 138p., dissertação de mestrado, 2006.
- MEZZOMO, C.G. Otimização de Projetos de Desenvolvimento Integrada à Análise de Risco. Tese de Doutorado, UNICAMP, 2005.
- SCHIOZER, R. F. COSTA LIMA, G.A., SUSLICK, S.B. The Pitfalls of Capital Budgeting when Costs Correlate to Oil Price. Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol.47, No.8, August 2008.
- ORACLE<sup>®</sup> Crystal Ball, Release 11.1.1.0.0.

**Informações sobre a autora:**

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

**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.