

Análise de Risco de Projetos de Desenvolvimento de Produção Marítima de Petróleo: Um Estudo de Caso

Bruno Nogueira Silva [¥]
FCAA-Petrobras

Leonardo Lima Gomes [©]
FUCAPE

Rodrigo Loureiro Medeiros ^{*}
FUCAPE

RESUMO: Para a realização do desenvolvimento da produção marítima em campos de petróleo é necessário um expressivo desembolso de capital. Incertezas permeiam as análises dos projetos em um elevado grau. Caso as principais incertezas não sejam consideradas, um empreendimento atrativo pode transformar-se em um projeto inviável economicamente. Faz-se necessário, portanto, realizar análises que possam identificar e quantificar os riscos inerentes ao projeto, mitigando-os na medida do possível. O presente trabalho objetiva apresentar uma metodologia capaz de realizar uma análise quantitativa de risco, base para o processo de tomada de decisões em projetos dessa natureza. Para tanto, o estudo de caso é utilizado para explicitar a metodologia da análise de risco.

Palavras-chave: análise de risco, produção de petróleo, projetos.

Recebido em 26/09/2006; revisado em 19/11/2006; aceito em 02/12/2006.

Correspondência com autor:

[¥] Bruno Nogueira Silva
E-mail: bruno@fcaa.com.br

[©] Leonardo Lima Gomes
E-mail: leonardolima@fucape.br

^{*} Rodrigo Loureiro Medeiros
E-mail: rodrigo@fucape.br

Nota do Editor: Este artigo foi aceito por Aleksandro Broedel Lopes.

1. INTRODUÇÃO

Tomar uma decisão de investimento quando não existe incerteza é relativamente simples. Basta calcular o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) de vários projetos de investimentos e escolher aqueles que apresentam maior retorno. Entretanto, na prática, as decisões são quase sempre cercadas de incertezas. O sucesso econômico das empresas depende dentre outros aspectos dos estudos de viabilidade econômica dos projetos que antecedem à tomada de decisão. A análise de investimento deve, portanto, considerar os riscos e as incertezas presentes no projeto.

O alto grau de incerteza das variáveis presentes em projetos de desenvolvimento da produção de petróleo em campos marítimos justifica a importância de se utilizar metodologias de análise de projetos que ajudem a identificar onde estão as maiores incertezas e quais as variáveis que mais influenciam no resultado econômico do projeto. Deve-se então quantificar o impacto dessas incertezas nas decisões a serem tomadas e avaliar o risco envolvido nos projetos sob pena de serem gerados resultados econômicos indesejáveis para a empresa.

No caso de projetos de exploração e produção de petróleo, as decisões de investimentos são afetadas pelos componentes técnico e econômico da incerteza. As incertezas técnicas são intrínsecas ao projeto e não possuem correlações com os movimentos gerais do mercado. Incertezas de caráter econômico estão, por sua vez, correlacionadas aos movimentos gerais da economia.

Uma das formas mais utilizadas para tratar a análise de risco é a simulação numérica do método Monte Carlo que, segundo Prado (2000), é uma maneira de se transformar um conjunto de números aleatórios em outro conjunto de números (variáveis aleatórias), com a mesma distribuição de probabilidade considerada.

Existem alguns *softwares* que podem ser utilizados para a realização desta análise de risco, tais como: @Risk®, Crystal Ball®, entre outros. Para a realização da análise de risco do estudo de caso apresentado neste trabalho adotou-se o @Risk®.

Foram realizadas 10.000 iterações e como resultado foram apresentados alguns dos indicadores principais para melhor identificar o risco do projeto e gráficos para melhor ilustração destes indicadores.

2. ANÁLISE DE RISCO

Para abordar as incertezas e riscos associados aos projetos é necessário primeiramente fazer a distinção teórica entre estas duas palavras. Conforme Simonsem (1994), “risco é quando a variável aleatória considerada tem uma distribuição de probabilidades conhecida e, incerteza, quando essa distribuição é desconhecida”. Trata-se, portanto, de algo possível e desejável a conversão de incerteza em risco calculado mediante a determinação de distribuições de probabilidade para as variáveis incertas.

Vários são os métodos adotados para a consideração dos riscos aos quais os projetos estão sujeitos: análise de sensibilidade, de cenários, simulação Monte Carlo e árvores de decisão.

A análise de sensibilidade consiste em alterar o valor de cada uma das variáveis individualmente permitindo avaliar o impacto desta alteração no fluxo de caixa do projeto, identificando as variáveis que mais influenciam no seu resultado econômico.

A análise de cenários permite corrigir um dos erros da análise de sensibilidade que é considerar as interdependências entre as variáveis do projeto. São escolhidos cenários para o projeto, por exemplo: cenário otimista, pessimista e esperado considerando combinações diferentes, mas consistentes, das variáveis.

A simulação Monte Carlo envolve a análise do impacto das variáveis sobre o resultado do projeto. Em síntese, se associam probabilidades de ocorrência as suas variáveis, considerarem-se todas as combinações possíveis das variáveis presentes no projeto, o que torna este método mais robusto que os outros dois.

As árvores de decisão podem ser utilizadas para análise de projetos que envolvam decisões sequenciais. Os projetos não são tratados como caixas pretas, nas quais sejam consideradas decisões estreitas como aceitação ou rejeição, ignorando-se as decisões de investimentos subsequentes.

2.1 A simulação Monte Carlo (SMC) para análise de projetos

O método Monte Carlo utiliza números aleatórios para computar quantidades não necessariamente aleatórias. Ele busca gerar valores aleatórios em um modelo com o objetivo de produzir centenas ou milhares de cenários. Devido à simplicidade de sua aplicabilidade, o método tem se mostrado ser uma ferramenta de grande efeito para tratar problemas de finanças, tais como o cálculo dos preços das opções, a medição de risco de mercado e de crédito, o cálculo de *Value at Risk*, a análise de projetos de investimento e a solução de opções reais.

Para a análise de projetos, o método Monte Carlo, segundo Brealey e Myers (1998), é compreendido em três fases:

Fase 1: Construção do modelo do projeto - consiste em fornecer ao computador um modelo preciso do projeto;

Fase 2: Especificar as probabilidades de erros das previsões;

Fase 3: Selecionar os números para os erros de previsão e calcular os fluxos de caixa - o computador faz amostragens da distribuição dos erros de previsão, calcula os fluxos de caixa resultantes para cada período e registra-os. Depois de muitas iterações, começa a obter estimativas exatas das distribuições de probabilidades dos fluxos de caixa, exatas desde que o modelo seja preciso.

Os respectivos autores sugerem que a SMC não seja usada apenas para a distribuição de VPLs, mas também para elevar o grau de compreensão do projeto, prospectar seus fluxos

de caixa futuros e avaliar o risco. Pode-se partir posteriormente para o cálculo do VPL, descontando os fluxos de caixa esperados pela taxa apropriada de desconto.

Apesar da facilidade de aplicação, a SMC possui algumas desvantagens. Entre elas, deve-se citar para os problemas complexos o elevado número de interações para se chegar ao resultado. Diversas técnicas de redução de variância foram desenvolvidas para aumentar a precisão do resultado sem aumentar o tempo computacional. Uma outra maneira de se acelerar o processo de convergência da simulação é modificar a maneira com que os números aleatórios são gerados. A metodologia *Latin Hypercube Sampling*, que utiliza o princípio de Monte Carlo, gera números aleatórios de uma forma mais eficiente. Adota-se neste artigo a respectiva metodologia em conjunto com *software @Risk* para resolver o problema do estudo de caso proposto mais adiante.

Um outro ponto que deve ser considerado no método de Monte Carlo é a extrema dificuldade em estimar as relações existentes entre as variáveis e as distribuições de probabilidades, nas quais a simulação se baseia. Por isso, a equipe de análise de risco de projetos deve estar bastante comprometida com a geração dos *inputs*.

3. METODOLOGIA

3.1 Levantamento das principais incertezas

As principais incertezas em projetos de desenvolvimento da produção de campos marítimos de petróleo dizem respeito à curva de produção, aos investimentos, aos custos operacionais, ao atraso no cronograma de implantação do projeto e aos preços dos insumos (óleo e gás).

3.1.1 – Curva de produção

Conforme Liger, Costa e Schiozer (2003), uma das principais incertezas no desenvolvimento de campos de petróleo relacionam-se às variáveis estáticas (modelo geológico) e dinâmicas (parâmetros de fluxo) de reservatório, o que reflete diretamente na curva de produção e, conseqüentemente, no Valor Presente Líquido (VPL) do projeto. Steagall e Schiozer (2001), por sua vez, propuseram uma metodologia para a análise e a quantificação da incerteza e do risco nas previsões de produção. Trata-se de uma metodologia baseada no trabalho de Loschiavo (2001), no qual se utiliza a simulação numérica do fluxo de diferentes cenários possíveis de um reservatório, combinando os atributos de incerteza.

A curva de produção deve representar o conjunto das principais incertezas existentes. Para tanto, recomenda-se a obtenção do maior número possível de curvas de produção, considerando-se os parâmetros que mais causam impacto no reservatório. Para cada cenário - combinação de parâmetros sob análise - gera-se uma nova curva de produção, o que altera, conseqüentemente, o resultado econômico do projeto. Todas as curvas geradas devem considerar uma mesma concepção do projeto (capacidade da UEP – Unidade Estacionária de Produção), o número e a localização dos poços, pois se deve analisar o risco da concepção imaginada para o projeto com relação à incerteza no reservatório, de acordo com o nível de informação disponível sobre o reservatório. O grande obstáculo na realização de uma análise de risco do reservatório é gerar uma grande quantidade de curvas de produção, que

normalmente são obtidas utilizando-se um simulador numérico de fluxo. Ressalta-se que o tempo de geração de uma curva costuma ser alto, fazendo com que se torne dispendiosa a geração de várias curvas. Por isso, esse assunto é bastante discutido em fóruns específicos e possui grande espaço para avanços no sentido de melhorar as análises desejadas.

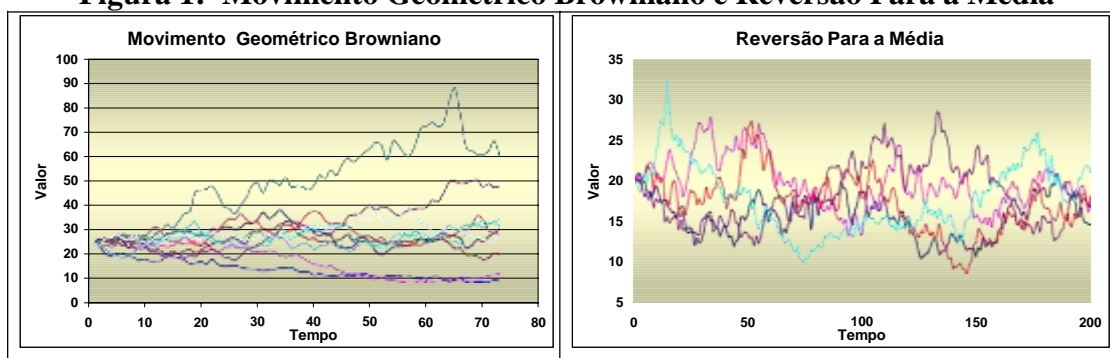
3.1.2 Investimentos

Para o item de investimentos, existem tanto incertezas técnicas quanto incertezas de mercado.

A quantificação das incertezas técnicas compreende encontrar a distribuição de probabilidade que melhor representa determinado item de investimento, mediante dados históricos. Alguns *softwares*, como o BestFit®, podem ser utilizados para encontrar a melhor distribuição a partir dos dados alimentados no programa. Caso não se tenha tais dados, pode-se adotar uma distribuição para os custos de investimento baseada na experiência dos técnicos responsáveis pelo orçamento.

Para considerar as incertezas de mercado referentes aos investimentos deve-se modelar estes custos utilizando-se processos estocásticos, tais como: Movimento Geométrico Browniano (MGB), Reversão para a Média (MRM), etc. Isto se deve ao fato destes custos variarem ao longo do tempo de maneira estocástica. Por exemplo, a taxa (?) do barco de lançamento de linhas pode ser maior ou menor no decorrer do tempo e sua variância aumentar no tempo. A Figura 1 apresenta amostras de caminhos aleatórios para o MGB e MRM.

Figura 1: Movimento Geométrico Browniano e Reversão Para a Média



3.1.3 Custos operacionais

Os custos operacionais da mesma forma que os investimentos possuem também incertezas técnicas e de mercado. As incertezas técnicas são as referentes principalmente à estimativa dos preços dos materiais, serviços, tempo de utilização dos recursos e frequência dos *workovers* (intervenção em poços). As incertezas de mercado referem-se principalmente à taxa da sonda que realizará o *workover* nos poços.

No que se refere às incertezas técnicas, os custos operacionais possuem duas parcelas: uma que varia com a produção e outra independente da produção. Portanto, pode-se adotar a equação 1 para os custos operacionais:

$$CO_{\text{Total}}(t) = [CO_{\text{Fixo}}(t) + CO_{\text{Variável}} \times Q(t)] \quad [1]$$

Onde,

CO_{Fixo} = Custo Operacional fixo;

$CO_{\text{Variável}}$ = Custo Operacional Variável;

Q = Vazão de óleo do projeto.

Para considerar a incerteza nos custos operacionais fixos e variáveis, deve-se adotar distribuições de probabilidade para estes custos baseadas em dados históricos, quando aplicável, ou na falta destes, dados obtidos a partir da experiência de técnicos da área.

A consideração das incertezas de mercado nos custos operacionais adotar o mesmo método descrito para os investimentos, ou seja, considerar processos estocásticos.

3.1.4 Preços de óleo e gás

As incertezas nos preços do óleo e do gás são incertezas de mercado e devem ser modeladas utilizando-se processos estocásticos. Deve-se avaliar qual o melhor processo estocástico a ser adotado analisando os dados históricos e o horizonte de tempo proposto para o projeto. O processo estocástico mais popular é o MGB. Dias e Rocha (2001) utilizam o processo estocástico de reversão para a média combinada com saltos para modelar o preço do petróleo.

Segundo Dias (1996), testes econométricos do preço do petróleo, num intervalo de 30 anos (ou menos), não rejeitam a hipótese do MGB. No entanto, quando se considerou um intervalo maior, de 117 anos, o modelo MGB foi rejeitado em favor do MRM. Pode ser importante considerar esse último modelo para projetos de longa duração.

3.1.5 Cronograma de implantação

Um outro fator de grande importância para ser considerado na análise de risco é a incerteza referente ao cronograma de implantação do projeto. Uma maneira de considerar esta incerteza é buscar realizar uma análise de risco para o cronograma, adotando-se distribuições de probabilidade para durações ou datas de início e término das atividades que possuem incerteza. Para tanto, pode-se utilizar *softwares* específicos como o *@Risk for MS Project* da *Palisade Corporation*. O resultado desta análise é gera uma distribuição de probabilidade para a data de início da produção. Pode-se, conseqüentemente, obter a probabilidade de atraso ou antecipação da produção que afeta consideravelmente o VPL do projeto.

3.2 Análise do projeto

Para a realização de uma análise de risco, recomenda-se considerar primeiramente somente as incertezas técnicas, pois as mesmas são gerenciáveis. Conforme Dixit e Pyndick (1994), a incerteza técnica incentiva o investimento passo a passo no sentido da redução da variância dessa incerteza. O gerente pode investir, por exemplo, em informação para melhor a compreensão do projeto e, conseqüentemente, mitigar os seus riscos. A distribuição de probabilidade do VPL resultante desta análise mostrará o grau de risco do projeto e o gerente poderá saber as variáveis que mais causaram impacto no resultado econômico do mesmo.

Após realizar a análise considerando-se apenas as incertezas técnicas, as duas incertezas - técnica e de mercado - são misturadas para verificar qual o impacto que as mesmas podem causar no VPL do projeto. A distribuição de probabilidade do VPL é gerada. Sabe-se que incertezas de mercado não são gerenciáveis, não podendo o gerente do projeto, portanto, realizar ações para mitigação das mesmas. Seguindo Dias (1996), adota-se a visão de que a incerteza econômica é exógena ao processo de decisão de uma firma.

4. O ESTUDO DE CASO

Para ilustrar a metodologia de análise de risco apresentada, realizou-se um estudo de caso de um campo marítimo de petróleo em águas profundas. Os dados do estudo são adaptações dos apresentados por Suslick (2001).

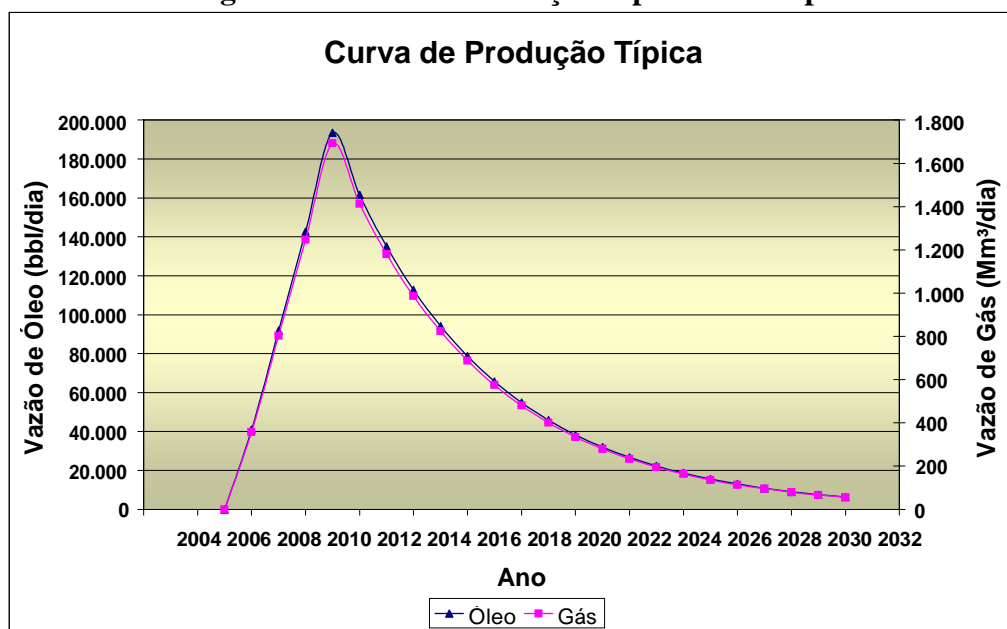
4.1 Os dados considerados

A curva de produção foi considerada crescente nos primeiros anos até atingir pico de produção, seguido por um modelo de curva de declínio exponencial, a mais comumente utilizada em estudos, cuja formulação está apresentada a seguir:

$$Q = Q_i \times e^{-\alpha t} \quad [2]$$

Uma curva típica deste modelo é apresentada na Figura 2.

Figura 2: Curva de Produção Típica do Campo



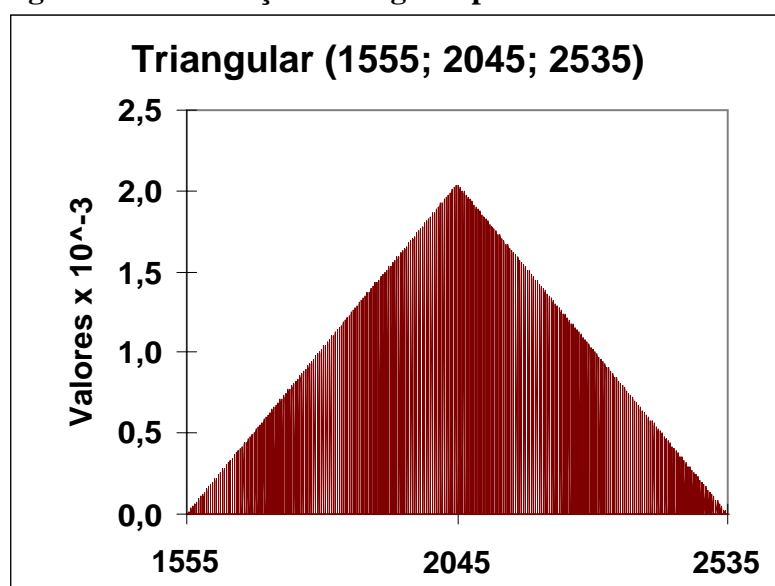
Considerou-se o pico de produção como uma variável seguindo uma distribuição triangular com parâmetros mínimo, mais provável e máximo iguais a 137, 200 e 247 mil bbl/d, respectivamente. A UEP está limitada em 200 mil barris de líquido por dia, portanto não se pode ultrapassar este patamar em caso de simulação de uma curva com maior potencial de produção.

Para considerar a incerteza no modelo apresentado na equação [2], adotou-se a taxa de declínio exponencial α , com uma distribuição normal com média de 18% e desvio padrão de 0,9%. Considerou-se que o tempo do projeto é o tempo de concessão fornecido pela ANP, 27 anos. Com isso, a variação não ocorre somente na curva de produção, mas também na reserva (volume recuperado) do campo, que para o caso mais provável seria de, aproximadamente, 500 MMbbl.

Para os investimentos em desenvolvimento da produção, considerou-se o valor mínimo e máximo de 3,11 e 5,07 US\$/bbl para um campo em torno de 500 MMbbl, conforme adotado por Suslick (2001). Para campos gigantes, como é o caso do adotado neste estudo, a incerteza é bem significativa, pois normalmente são projetos complexos e demandam um alto investimento. Portanto, para se considerar a incerteza técnica neste item, adotou-se uma distribuição triangular com parâmetros mínimo, e máximo citados logo acima e para o valor mais provável adotou-se a média destes valores que é equivalente a US\$4,09/bbl. A distribuição triangular considerada convertida para milhões de dólares tem seus parâmetros mínimo, mais provável e máximo iguais a US\$ 1555, 2045 e 2535 milhões, respectivamente conforme é apresentado na Figura 3.

A distribuição triangular é muito utilizada quando não se tem dados históricos disponíveis e por ser de fácil entendimento. Não se considerou a incerteza de mercado referente aos investimentos.

Figura 3: Distribuição Triangular para Investimento Total



Adotou-se a equação [1] para considerar a incerteza técnica nos custos operacionais. Para o custo operacional fixo, considerou-se uma distribuição triangular com parâmetros máximo, mais provável e mínimo iguais a US\$50, 45 e 40 milhões, respectivamente. O valor mais provável corresponde a aproximadamente 57% do valor total esperado do custo operacional, conforme adotado no estudo de caso por Suslick (2001). Para o custo operacional variável, considerou-se um custo de US\$1,55/bbl, ou seja, a variação ocorre devido à curva de produção. Não foi considerada a incerteza de mercado.

Para o custo de abandono adotou-se uma distribuição triangular com parâmetros mínimo, mais provável e máximo iguais a US\$80, 100 e 140 milhões, respectivamente. Para o preço do óleo, considerou-se que o mesmo segue o processo estocástico Movimento Geométrico Browniano (MGB) com média de 20 US\$/bbl, volatilidade de 30% e taxa de crescimento de 1%.

A equação para o MGB é apresentada a seguir:

$$P_t = P_{t-1} \times \exp \left[\left(\alpha - \frac{\sigma^2}{2} \right) \times \Delta t + \sigma \times \text{Normal}(0;1) \times \sqrt{\Delta t} \right] \quad [3]$$

Onde,

P_t = Preço do óleo no tempo t;
 P_{t-1} = Preço do óleo no tempo t-1;
 α = taxa de crescimento;
 σ = volatilidade;
 Δt = diferença entre o tempo t e o t-1.

Para o preço do gás, considerou-se como sendo proporcional ao preço do óleo da seguinte forma:

$$PG_t = z \times P_t \quad [4]$$

Onde,

PG_t = Preço do gás no tempo t em US\$/m³;
 z = coeficiente de relação entre o preço de óleo e gás;
 P_t = Preço do óleo no tempo t em US\$/bbl.

O valor do parâmetro z considerado no estudo foi de 0,35%.

Utilizou-se o *software @Risk for MS Project* para gerar a distribuição de probabilidade para a data de início da produção. Considerou-se a variação das durações das atividades com a incerteza e realizou-se a análise de risco com 10.000 iterações.

A distribuição de probabilidade de antecipação ou atraso no início da produção encontrada foi a triangular com parâmetros mínimo, mais provável e máximo iguais a - 4 e 10 meses, respectivamente. A partir desta distribuição, o atraso ou antecipação da data de entrada em produção afeta diretamente a curva de produção e, conseqüentemente, o custo operacional e os tributos associados. Considerou-se que, por simplificação, este atraso ou antecipação da produção não afeta a distribuição temporal dos investimentos, o que é uma hipótese conservadora para este estudo de caso.

As variáveis consideradas nesta análise de risco e seus respectivos modelos para expressar suas incertezas estão sumarizados na Tabela 1.

Tabela 1: Variáveis Consideradas na Análise de Risco do Projeto

Variáveis	Modelos
Investimento (US\$ milhões)	Distr. Triangular (1400;1555;1700)
Pico de Produção (Mil bopd)	Distr. Triangular (137;200;247)
Taxa de declínio exponencial (%)	Distr. Normal (18%;0,9%)
Custo Operacional Fixo (US\$ milhões)	Distr. Triangular (40;45;50)
Preço do Óleo (US\$/bbl)	Movimento Geométrico Browniano
Preço do Gás (US\$/m ³)	F (Preço do Óleo)
Atraso no Cronograma de Implantação do Projeto (meses)	Distr. Triangular (-4;0;10)
Abandono (US\$ milhões)	Distr. Triangular (80;100;140)

4.2 Resultados da Simulação

A realização da análise de risco utilizou-se o *software* @Risk, o método *Latin Hypercube Sampling* e foram realizadas 10.000 iterações, um número bastante razoável para o modelo do estudo devido a sua simplicidade.

Foram rodadas três simulações variando somente a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) nos valores 10%, 15% e 20% para as simulações 1, 2 e 3, respectivamente. Esta análise foi realizada tendo em vista que o VPL do projeto é altamente influenciado por esta variável que é de difícil determinação.

4.2.1 Resultados considerando incertezas técnicas

Primeiramente, foi realizada uma análise considerando somente as incertezas técnicas para melhor entender os riscos gerenciáveis do projeto em estudo e poder realizar ações no sentido de mitigá-los. A Tabela 2 apresenta as principais estatísticas relacionadas à análise que considera somente incertezas técnicas.

Tabela 2: Estatística do VPL Para a Análise Considerando Incertezas Técnicas

ESTATÍSTICA	Simulação 1 (TMA = 10% a.a)	Simulação 2 (TMA = 15% a.a)	Simulação 3 (TMA = 20% a.a)
Mínimo (MMUS\$)	-98,9	-331,4	-443,1
Máximo (MMUS\$)	1.697,6	921,2	474,6
Média (MMUS\$)	818,6	308,8	26,4
Desvio Padrão (MMUS\$)	304,9	210,6	153,7
Variância (MMUS\$)	92.985,9	44.358,4	23.638,9
P10 (MMUS\$) ¹	1.209,8	581,0	226,7
P50 (MMUS\$) ²	829,7	316,3	30,9
P90 (MMUS\$) ³	411,7	28,2	-177,1

¹ P10 = Otimista, com apenas 10% de probabilidade de ser superado;

² P50 = Cenário mais provável e com 50% de probabilidade de ser superado;

³ P90 = Pessimista, com 90% de probabilidade de ser superado.

Outro indicador de risco de grande importância é a probabilidade de o VPL do projeto ser negativo. Para o projeto em estudo o valor encontrado foi de 0,2, 8,1 e 42,3% para as simulações 1, 2 e 3 respectivamente, considerando somente incertezas técnicas.

Deve-se ressaltar que a correta interpretação deste resultado depende fundamentalmente do grau de aversão ao risco do decisor e do histórico de outros projetos semelhantes, não sendo aconselhável considerar de forma absoluta o valor obtido.

As Figuras 4, 5 e 6 representam as distribuições de probabilidade do VPL encontradas pela simulação. Nota-se que a probabilidade do VPL ser menor que zero cresce bastante com o aumento da taxa mínima de atratividade do projeto, principalmente quando passa de 15 para 20%, o que mostra a necessidade de se definir bem a taxa ajustada ao risco a ser considerada nos estudos.

Figura 4: Distribuições de Probabilidade do VPL Para a Simulação 1 Considerando Incertezas Técnicas

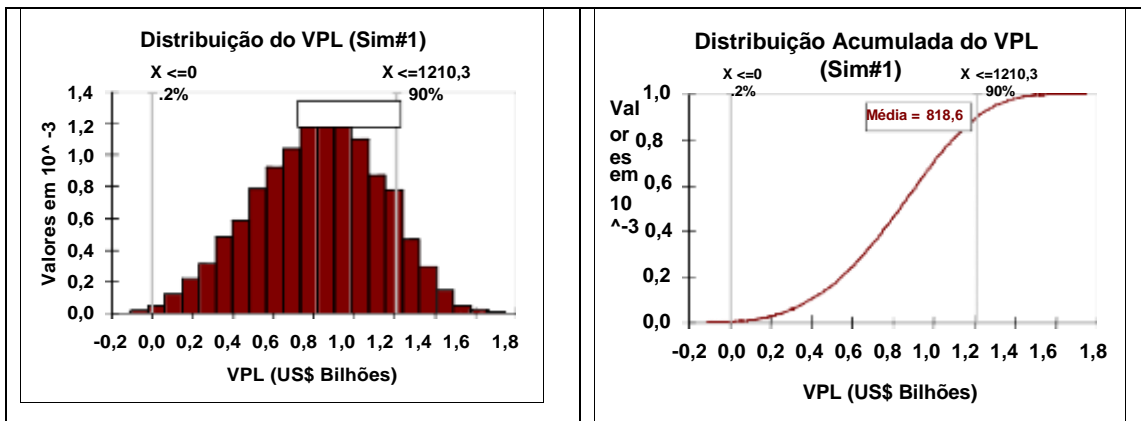


Figura 5: Distribuições de Probabilidade do VPL Para a Simulação 2 Considerando Incertezas Técnicas

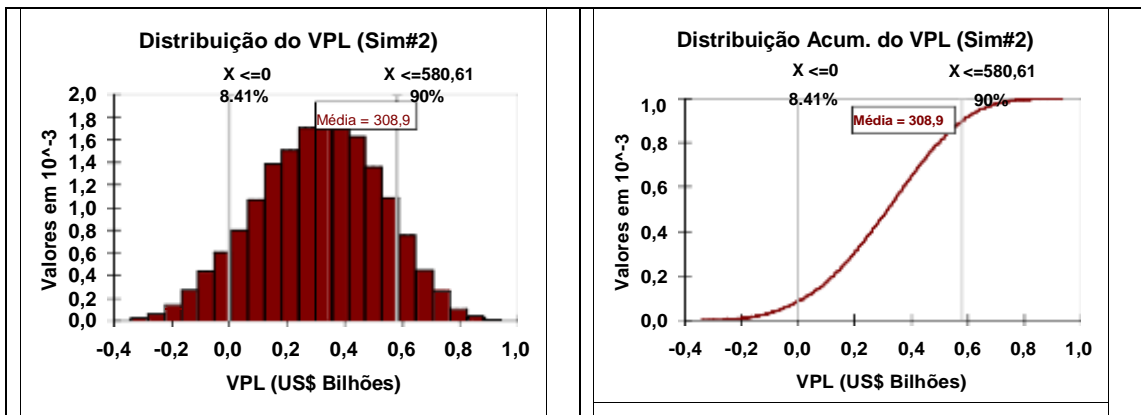
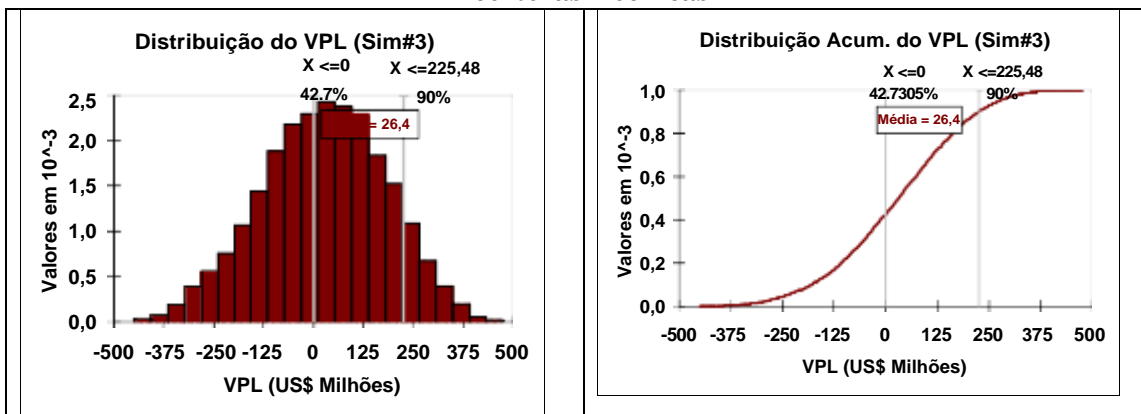
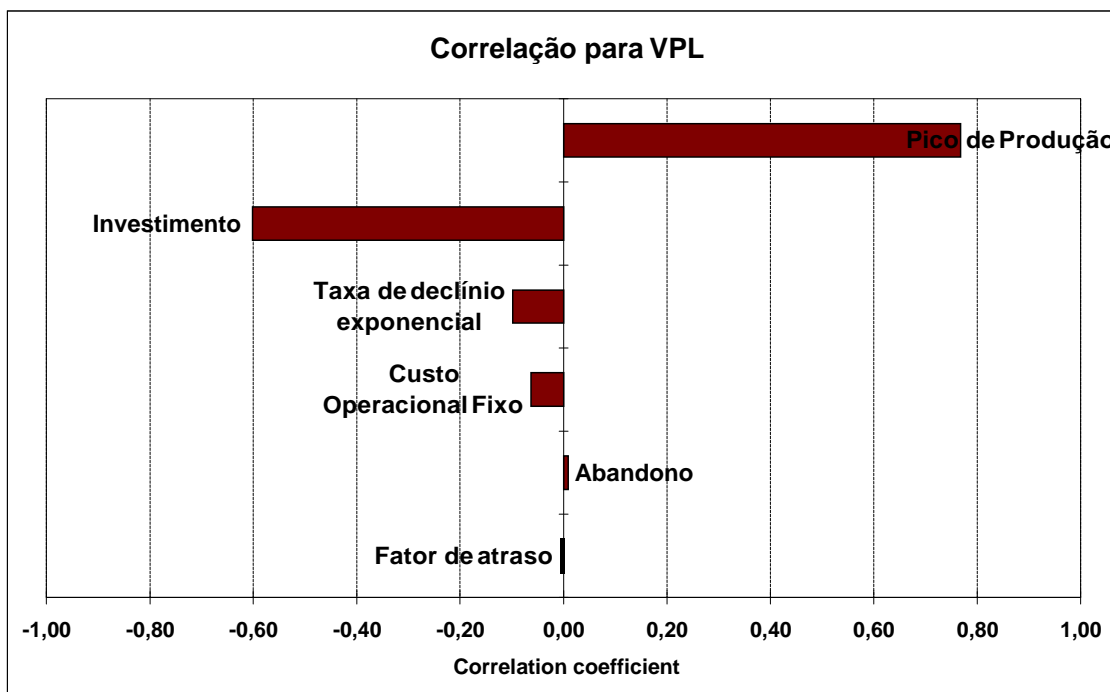


Figura 6: Distribuições de Probabilidade do VPL Para a Simulação 3 Considerando Incertezas Técnicas



Um outro resultado interessante é saber quais variáveis causam mais impacto no VPL do projeto. A Figura 8 apresenta uma análise de sensibilidade do VPL, considerando-se a simulação 3. Para as outras simulações a hierarquização foi a mesma.

Figura 7: Gráfico Tornado de Correlação Para o VPL Considerando Incertezas Técnicas



A Figura 7 mostra que a curva de produção e os investimentos são os itens que mais causam impacto no VPL sendo, portanto, recomendável avaliar a possibilidade de se investir em informação adicional para mitigação destes riscos.

4.2.2 Resultados considerando as incertezas técnicas e de mercado

Também foi realizada uma análise considerando tanto as incertezas técnicas quanto as de mercado para avaliar o quanto estas incertezas combinadas podem afetar o resultado da empresa. Os resultados apresentados não permitem afirmar quais medidas podem ser tomadas para a redução dos riscos devido às incertezas técnicas e as de mercado terem características bem distintas.

A Tabela 3 apresenta os resultados da simulação realizada combinando as incertezas técnicas com as de mercado.

Tabela 3: Estatística do VPL Para a Análise Considerando Incertezas Técnicas e de Mercado

ESTATÍSTICA	Simulação 1 (TMA = 10% a.a)	Simulação 2 (TMA = 15% a.a)	Simulação 3 (TMA = 20% a.a)
Mínimo (MMUS\$)	-1.789,7	-1.479,4	-1.242,0
Máximo (MMUS\$)	34.362,2	21.097,3	13.561,6
Média (MMUS\$)	1.095,1	475,8	133,2
Desvio Padrão (MMUS\$)	2.318,8	1.469,5	974,6
Variância (MMUS\$)	5.376.972,0	2.159.522,0	949.927,9
P10 (MMUS\$) ⁴	-877,5	-803,0	-729,4
P50 (MMUS\$) ⁵	467,2	88,6	-118,8
P90 (MMUS\$) ⁶	3.737,4	2.164,3	1.272,3

⁴P10 = Otimista, com apenas 10% de probabilidade de ser superado;

⁵P50 = Cenário mais provável e com 50% de probabilidade de ser superado;

⁶P90 = Pessimista, com 90% de probabilidade de ser superado.

A probabilidade do VPL do projeto ser negativo encontrada foi de 37,0, 46,5 e 56,6 para as simulações 1, 2 e 3, respectivamente, o que mostra que as incertezas de mercado podem acarretar grandes ganhos mas também enormes perdas.

As Figuras 8, 9 e 10 representam as distribuições de VPL encontradas para o projeto em estudo.

Figura 8: Distribuições de Probabilidade do VPL Para a Simulação 1 Considerando Incertezas Técnicas e de Mercado

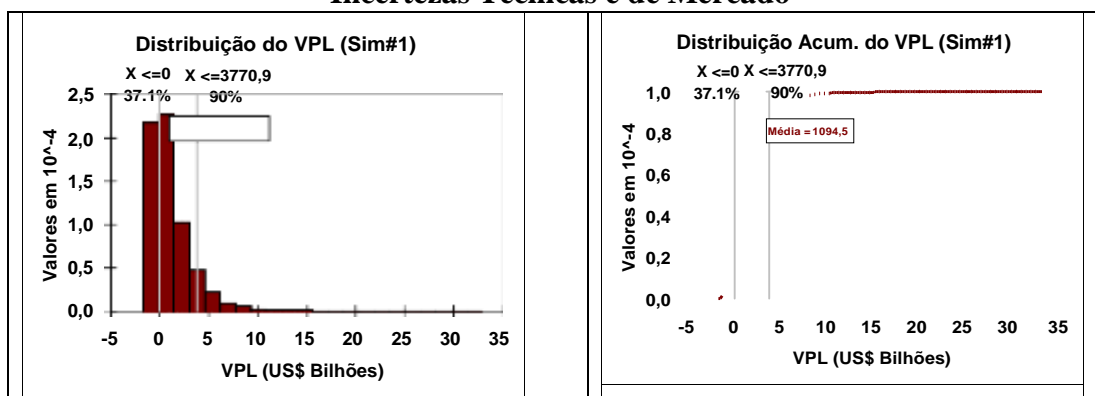


Figura 9: Distribuições de Probabilidade do VPL Para a Simulação 2 Considerando Incertezas Técnicas e de Mercado

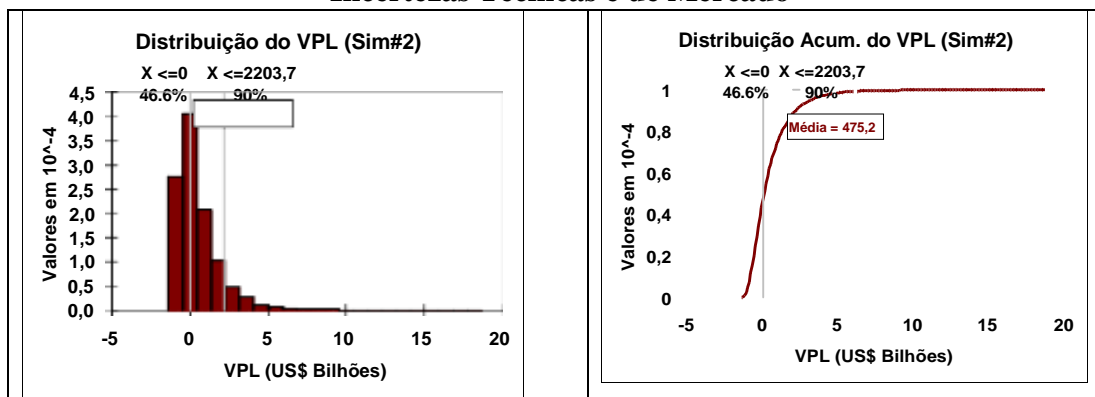
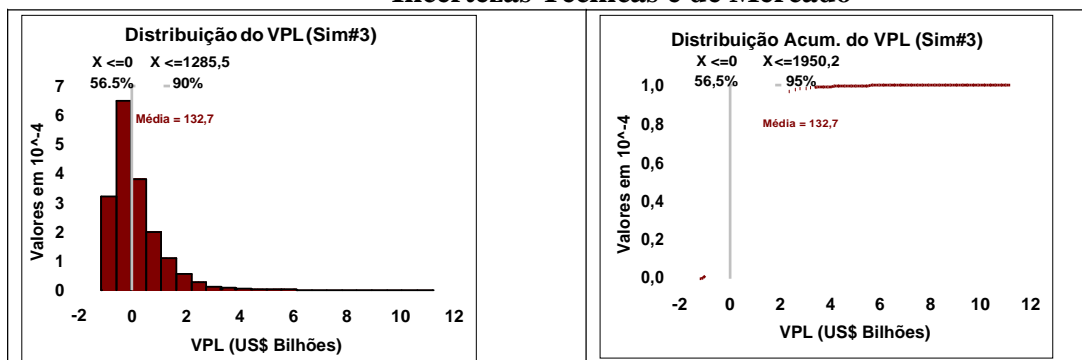
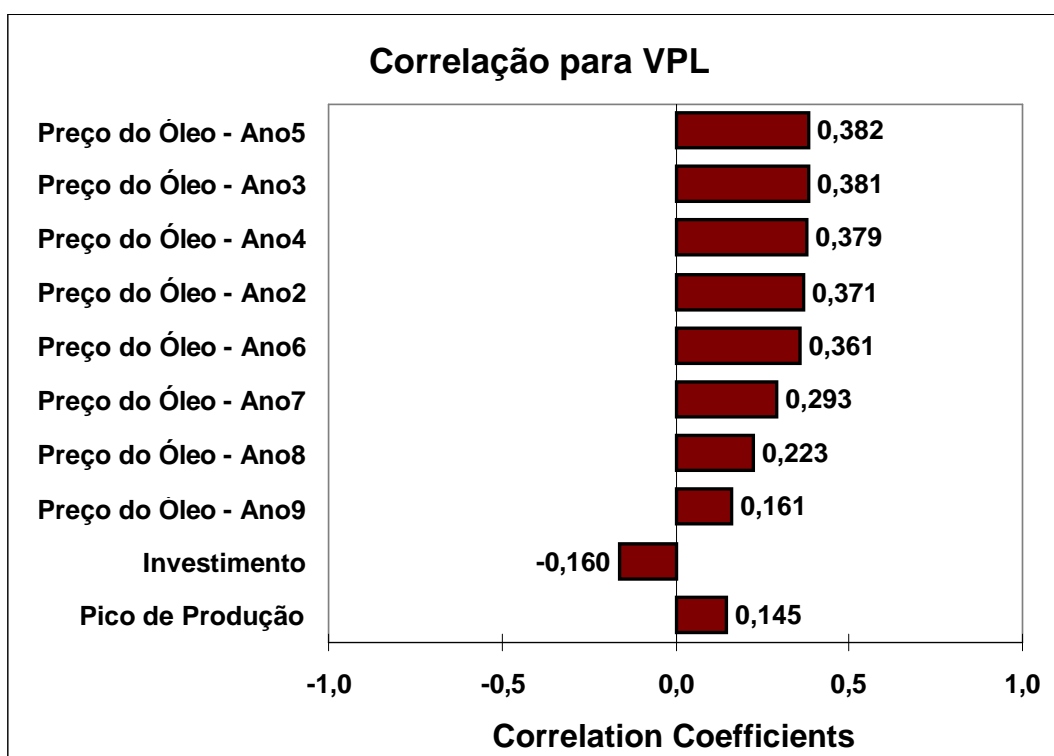


Figura 10 – Distribuições de Probabilidade do VPL Para a Simulação 3 Considerando Incertezas Técnicas e de Mercado



Também foi gerada uma análise de sensibilidade para o VPL do projeto. Esta análise está apresentada no gráfico da Figura 11 e mostra que o preço do óleo causa o maior impacto no VPL do projeto. Isto acontece devido à alta volatilidade do preço do óleo no mercado mundial.

Figura 11: Gráfico Tornado de Correlação Para o VPL Considerando Incertezas Técnicas e de Mercado



5. CONCLUSÃO

A análise de risco de projetos de investimento é uma forma de conhecer melhor os riscos envolvidos, identificando e quantificando o risco das variáveis que mais influenciam o resultado econômico do projeto. Tal conhecimento é muito útil para auxiliar os decisores na seleção dos projetos a serem implantados. Isto é particularmente importante em projetos de

grande porte e alto grau de incerteza, como costuma ser o caso dos projetos de desenvolvimento da produção de campos de petróleo.

A análise de risco permite conhecer os riscos envolvidos nos projetos para se buscar realizar medidas mitigadoras. Portanto, para utilizar este propósito da análise de risco, não se deve misturar incertezas técnicas e de mercado. As mesmas demandam ações mitigadoras distintas. Deve-se realizar uma análise considerando-se estas incertezas separadamente e posteriormente combiná-las para se ter uma idéia da influência que elas podem gerar no VPL do projeto.

A realização da análise de risco compreende um alto grau de comprometimento de toda a equipe envolvida no projeto, pois a precariedade da qualidade dos dados de entrada causa resultados duvidosos e, conseqüentemente, a perda de confiabilidade na análise.

Os resultados da análise de risco realizada mostraram que a curva de produção e os investimentos foram os itens que causaram maior impacto no VPL do projeto, considerando-se somente as incertezas técnicas. O indicador da probabilidade do VPL ser negativo mostrou que dependendo da TMA adotada para o projeto, o mesmo pode ou não ter probabilidade de ser antieconômico. O aumento da TMA causa um impacto muito grande no VPL do projeto, principalmente quando aumentou de 15 para 20%. O decisor passa a ter subsídios para a tomada de decisão em desenvolver ou não o projeto ou promover algumas ações no sentido de mitigação dos principais riscos inerentes.

A análise de risco combinando as incertezas técnicas e de mercado mostrou que com a inserção da incerteza do preço dos insumos, a probabilidade do VPL ser negativo cresceu consideravelmente, principalmente considerando uma TMA mais baixa. O projeto passou a ter possibilidade de ter grandes ganhos no que se refere ao VPL, mas também enormes perdas. O preço do óleo foi o item que causou maior impacto no VPL do projeto devido a sua alta volatilidade.

REFERÊNCIAS

- BREALEY, A R. & MYERS, C. S (1998). *Princípios de Finanças Empresariais*. Portugal: Ed. McGraw-hill.
- DIAS, M. A. G. & ROCHA, K. M. C (2001). *Petroleum Concessions With Extendible Options Using Mean Reversion With Jumps To Model Oil Prices*. 3rd Annual International Conference on Real Options, Wassenaar/Leiden.
- DIAS, M. A. G. (1996). *Investimento Sob Incerteza em Exploração & Produção De Petróleo*. Dissertação de Mestrado, PUC-RIO, RJ.
- LIGERO, L. E, COSTA, A.P.A & SCHIOZER, D.J (2003). *SPE 81162, SPE Reservoir Simulation Symposium, Port-of-Spain, Trinidad, West Indies*.
- LOSCHIAVO, R. (2001). *Estimativas de Incertezas na Previsão de Desempenho de Reservatórios*. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, SP

MOTTA, R., CALOBA, G., ALMEIDA, L., MOREIRA, A., NOGUEIRA, M., CARDOSO, L. & BERLINK, L. (2000) Investment and Risk Analysis Applied to Petroleum Industry. SPE 64528, SPE Reservoir Simulation Symposium, Brisbane, Austrália.

PRADO, D. (2000) Teoria da Filas e Simulação. Belo Horizonte: Ed. DG.

SIMONSEM, M. H (1994). Dinâmica Macroeconômica. São Paulo: Ed. Atlas.

STEAGALL, D. E & SCHIOZER, D. J (2001). Uncertainty Analysis in Reservoir Production Forecasts During Appraisal and Pilot Production Phases. SPE 66399, SPE Reservoir Simulation Symposium, Dallas, USA.

SUSLICK, B. S (2001) Regulação em Petróleo e Gás Natural. Campinas: Ed. Komedi.