

## 6 Estudo de Caso

Com o objetivo de ilustrar a metodologia proposta nesta pesquisa, este capítulo apresentará um estudo de caso com a utilização de dados reais de um campo de petróleo. As características gerais deste estudo de caso serão apresentadas na Seção 6.1.

A Seção 6.2 apresentará as estimativas para as variáveis de entrada do estudo de caso. São expostas, portanto, as previsões de produção de óleo e gás, dos preços, investimentos e custos operacionais. Será apresentada também a estimativa do módulo *PECE* que será utilizado para escalonar o custo operacional do campo de teste em função de alterações do preço do óleo.

A Seção 6.3 mostrará os resultados dos volumes de reservas estimados para o campo em análise.

Na Seção 6.4 será feita uma comparação entre os volumes de reservas considerando o efeito-preço no comportamento dos custos operacionais com aqueles obtidos desconsiderando este efeito.

Por fim, a Seção 6.5 apresentará outra análise comparativa. Nesta análise serão comparados os volumes de reservas estimados pela metodologia probabilística e aqueles obtidos segundo uma abordagem determinística.

### 6.1 Características do Estudo de Caso

O estudo de caso a ser apresentado nesta pesquisa consiste na avaliação de um campo de petróleo. O campo A é atualmente operado pela empresa apoiadora desta pesquisa, que forneceu os dados para tornar possível a aplicação da metodologia proposta e avaliação dos resultados. É importante ressaltar que as características do campo e todos os valores das variáveis de entrada do modelo foram descaracterizados a fim de se manter a confidencialidade das informações.

O campo A é um campo marítimo predominantemente portador de óleo e gás associado. A produção está prevista para se iniciar em 2013 e a empresa possui concessão para operar este campo até 2061.

Há também a previsão de injeção de água no campo A que servirá como o método de recuperação secundária para que se mantenha a pressão dos reservatórios e aumente a eficiência de recuperação do óleo. Este método ainda não foi testado no campo A, mas na mesma bacia sedimentar em que o mesmo se encontra outro campo com reservatórios análogos mostrou que a injeção de água é um método de sucesso.

## 6.2

### Variáveis de Entrada do Modelo

Nas próximas subseções serão apresentadas as estimativas das variáveis de entrada do modelo, como as vazões de produção de óleo e gás, os preços, investimentos, custos operacionais e o módulo *PECE*.

#### 6.2.1

##### Vazões de Óleo e Gás

As previsões de produção de óleo e gás do campo A foram estimadas por meio da criação de cenários. Na metodologia de criação de cenários utilizada pela companhia em estudo foram avaliadas de forma qualitativa as incertezas de parâmetros como índice de injetividade dos poços injetores, índice de produtividade dos poços produtores e porosidade, permeabilidade e espessura dos reservatórios.

Como resultado da aplicação desta abordagem, foram gerados 19 cenários de produção, sendo o Cenário 1 (C1) o mais otimista e o Cenário 19 (C19), o mais conservador em termos do volume de óleo e gás que será produzido durante os 49 anos de produção do Campo A. Neste estudo de caso, os cenários de produção serão considerados equiprováveis.

Os gráficos das Figura 5 e Figura 6 mostram o comportamento das vazões de óleo e gás, respectivamente, para cada cenário.

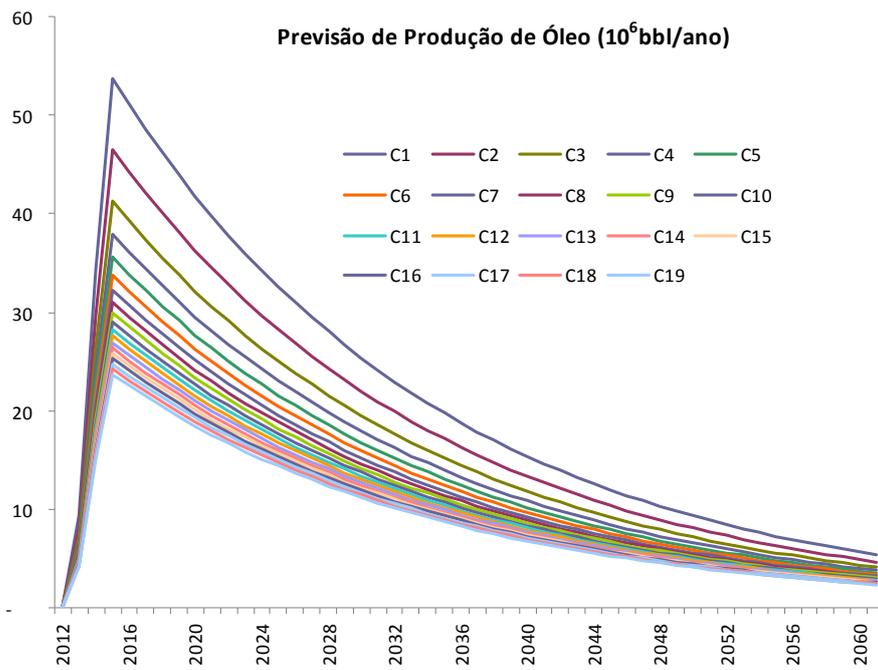


Figura 5: Vazões de Produção de Óleo do Campo A

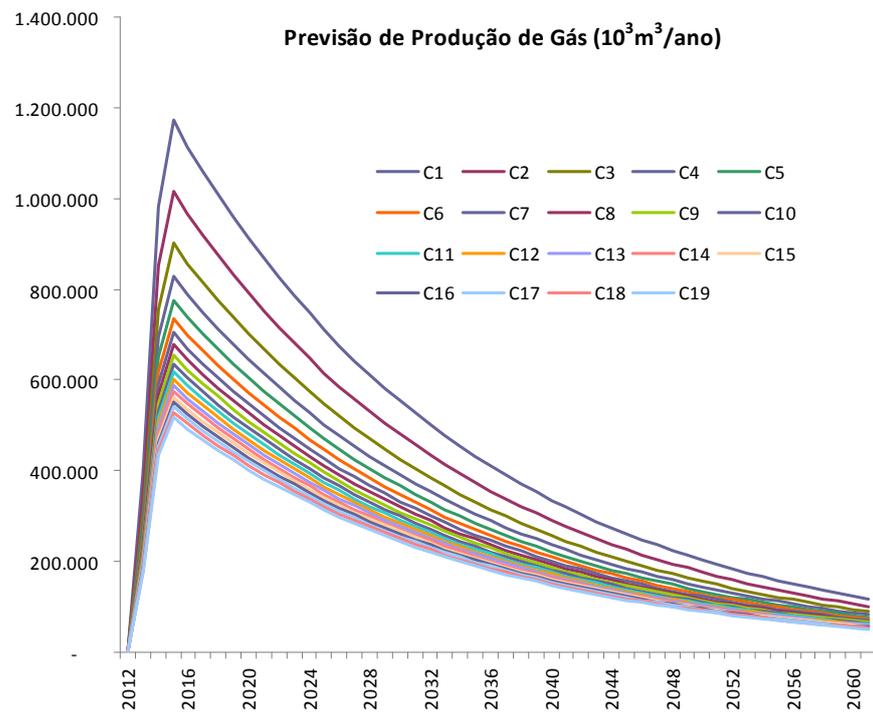


Figura 6: Vazões de Produção de Gás do Campo A

### 6.2.2

#### Preços de Óleo e Gás

Para as variáveis preço de óleo e preço de gás, foram utilizados modelos auto-regressivos de ordem 1, conforme definido na Seção 5.2.2 do Capítulo 5. Fez-se necessário, portanto, estimar as tendências  $\phi_o$  e  $\phi_g$ , e as médias e desvios-padrão dos ruídos  $a_t$  e  $b_t$ .

Para tal, foi realizada uma regressão linear da série histórica do preço do óleo que se inicia em 1976 e termina em 2009, divulgada em EIA (2010).

Da regressão linear, foi obtido o coeficiente angular  $\hat{\beta}_2$  e o intercepto  $\hat{\beta}_1$ . As tendências foram estimadas a partir destes resultados. Da regressão linear, em qualquer tempo  $t$ , tem-se que,

$$PO_t = \hat{\beta}_2 \times t + \hat{\beta}_1 \quad (\text{Eq. 31})$$

$$PO_{t-1} = \hat{\beta}_2 \times (t-1) + \hat{\beta}_1 \quad (\text{Eq. 32})$$

A razão  $PO_t/PO_{t-1}$  para dado tempo  $t$  gera uma estimativa para tendência de crescimento do preço. Como na séria histórica, tem-se 34 observações, referentes aos anos entre 1976 e 2009, optou-se por estimar uma tendência de crescimento do preço em  $t=35$ .

Substituindo os resultados da regressão  $\hat{\beta}_1$  e  $\hat{\beta}_2$ , assim como o tempo  $t=35$ , foi possível obter os valor de  $PO_t/PO_{t-1}$ , que será considerado o valor de tendência no modelo auto-regressivo. Nesta pesquisa, este valor de tendência será constante ao longo de toda a vida do campo e, além disso, será o mesmo tanto para o comportamento do preço do óleo como também para o gás. É importante ressaltar que se trata de uma metodologia simplificada devido principalmente a dois motivos. O primeiro refere-se à utilização de uma regressão linear aplicada aos dados de uma longa série histórica, em que a qualidade do ajuste da regressão não é alta. A segunda simplificação adotada nesta pesquisa é a utilização da mesma tendência, tanto para o óleo, como também para o gás. Observando o comportamento passado destas duas variáveis, pode-se perceber que nem sempre ambas apresentam exatamente a mesma tendência.

O valor da tendência de crescimento do óleo e gás está exposto na Tabela 6.

Tabela 6: Tendência de Crescimento dos Preços de Óleo e Gás

<i>Tendência</i>	
$\phi$	1,0106

Ainda se utilizando da regressão linear, a Somas dos Quadrados dos Resíduos, SQR, da série de preços do óleo foi estimada. A raiz quadrada da SQR, normalizada pelo número de observações, foi utilizada para estimar o desvio padrão dos ruídos  $a_t$  e  $b_t$ . Para o modelo de previsão do preço do óleo, foi utilizado exatamente o valor encontrado a partir deste procedimento. Por simplificação, por se tratar de um campo de óleo, para o preço do gás foi utilizado o dobro deste valor, uma vez que o preço do gás inicial na unidade de US\$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, apresenta um valor duas vezes maior que o preço do óleo na unidade US\$/bbl. Assim, um desvio padrão maior para a série de gás, garantirá uma variabilidade adequada para o comportamento futuro desta variável.

O valor esperado da distribuição Normal que caracteriza o ruído foi considerado nulo nesta pesquisa.

Os resultados dos desvios-padrão dos ruídos  $a_t$  e  $b_t$  estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7: Desvios-Padrão dos Ruídos do Processo Auto-Regressivo

	<i>Preço do Óleo (<math>a_t</math>)</i>	<i>Preço do Gás (<math>b_t</math>)</i>
Desvios-Padrão dos Ruídos	0,981	1,962

Os valores das tendências e as especificações da distribuição Normal que caracterizam os ruídos foram utilizados nos modelos auto-regressivos de ordem 1 para prever trajetórias dos preços de óleo e gás. Foram estimadas 100 trajetórias para cada fluido para os 50 anos de vida do campo.

Assim, por meio da Simulação de Monte Carlo (SMC) foram sorteados 5.000 valores da distribuição Normal dos ruídos. Este número total de sorteios ocorre em função da existência de 100 trajetórias de preço e 50 anos de vida do campo. Para realizar a simulação por amostragem, foi utilizado o programa @Risk, versão 5.7, do desenvolvedor Palisade.

Além disso, para o modelo auto-regressivo, foi necessário estimar preços iniciais de óleo e gás que foram referenciados ao ano de 2011. Foi utilizado como preço inicial do óleo o valor de US\$60/bbl e para o gás, US\$120/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

Desta forma, foi possível estimar, para o óleo e para o gás, as 100 trajetórias de preços, desde 2012 até 2061.

Os gráficos das Figura 7 e Figura 8 mostram o comportamento das diferentes trajetórias. Cada uma das trajetórias de preço foi gerada segundo o modelo auto-regressivo descrito pelas equações Eq. 23, para o óleo, e Eq. 24, para o gás.

A estimativa de tendência de crescimento utilizada nas equações foi apresentada na

Tabela 6 da presente seção. Já a Tabela 7 apresentou os desvios-padrão dos ruídos que são caracterizados por uma distribuição Normal.

Assim, as trajetórias de preço apresentam a mesma tendência de crescimento, diferindo-se apenas pelos diferentes valores dos ruídos. Como já citado anteriormente, foram sorteados 5.000 valores para o ruído do preço do óleo e 5.000 para o ruído do preço do gás, gerando, portanto, 100 trajetórias de preço para cada fluido que se iniciam em 2012 e se encerram em 2061.

### Trajетórias do Preço do Óleo (US\$/bbl)

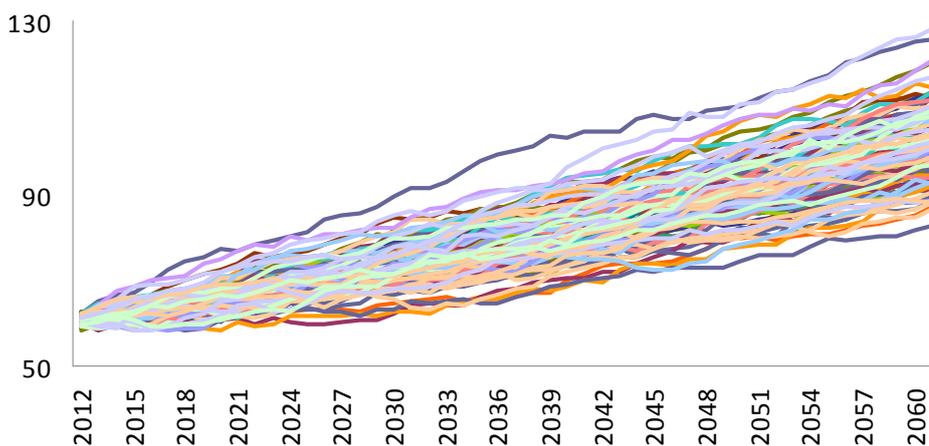


Figura 7: Trajetórias do Preço do Óleo

### Trajatórias do Preço do Gás (US\$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)

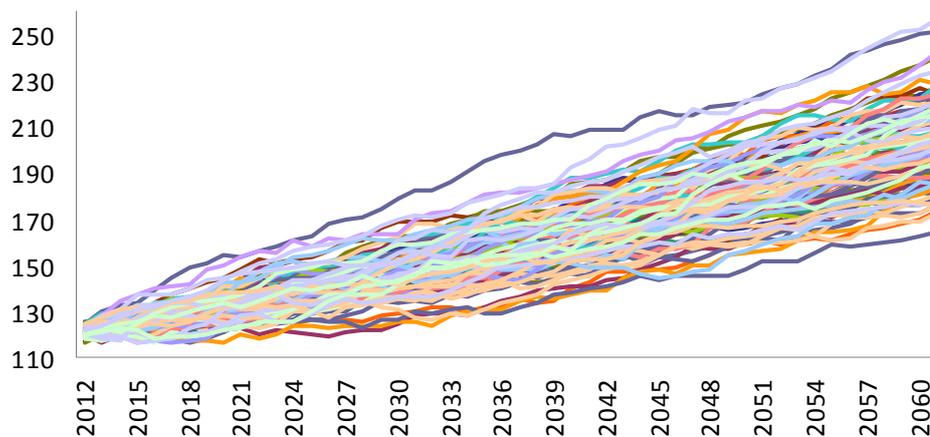


Figura 8: Trajetórias do Preço do Gás

### 6.2.3

#### Investimentos

Como já citado na Seção 5.2.3 do Capítulo 5, o investimento é uma variável não estocástica, ou seja, não serão consideradas incertezas na estimativa desta variável e, portanto, não será atribuída uma distribuição de probabilidade para a mesma.

O gráfico da Figura 9 mostra a previsão de investimentos no Campo A. Os desembolsos estão previstos para serem realizados de 2012 até 2016. Não são consideradas nesta pesquisa investimentos com projetos de substituição das Unidades de Produção ao longo da vida do campo.

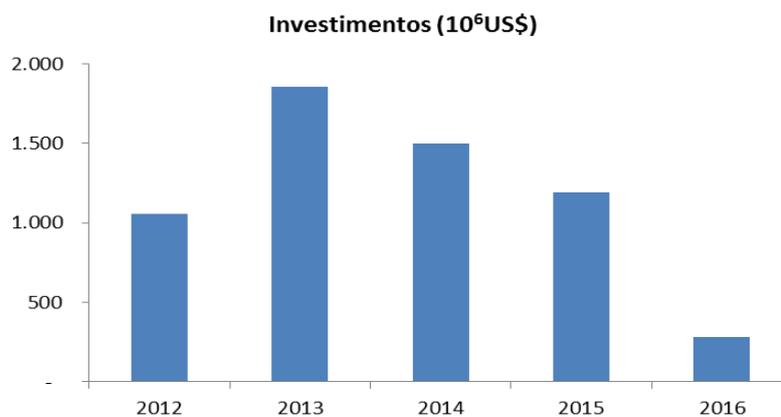


Figura 9: Cronograma e Montante de Investimento

## 6.2.4

### Custos Operacionais

Conforme já discutido na Seção 5.2.4 do Capítulo 5, as variáveis de entrada relativas ao custo operacional são aquelas estimadas considerando apenas os direcionadores de custo. Ou seja, não serão consideradas incertezas na estimativa destes custos operacionais e, desta forma, não serão atribuídas distribuições de probabilidade para os mesmos.

De uma forma geral, os custos operacionais foram estimados levando em conta os seguintes itens de custo: custo de plataforma, intervenção em poços, logística, suporte de operação em terra e movimentação dos fluidos óleo e gás.

Os custos operacionais são divididos em custos fixos e variáveis. Por simplificação, neste estudo de caso os custos fixos são constantes ao longo de toda a vida do campo e os custos variáveis serão diretamente proporcionais às vazões de produção anuais. Assim, haverá diferentes previsões de custo operacional para cada cenário de previsão de produção.

A Figura 10 ilustra o comportamento dos custos operacionais fixos e variáveis para o campo A.

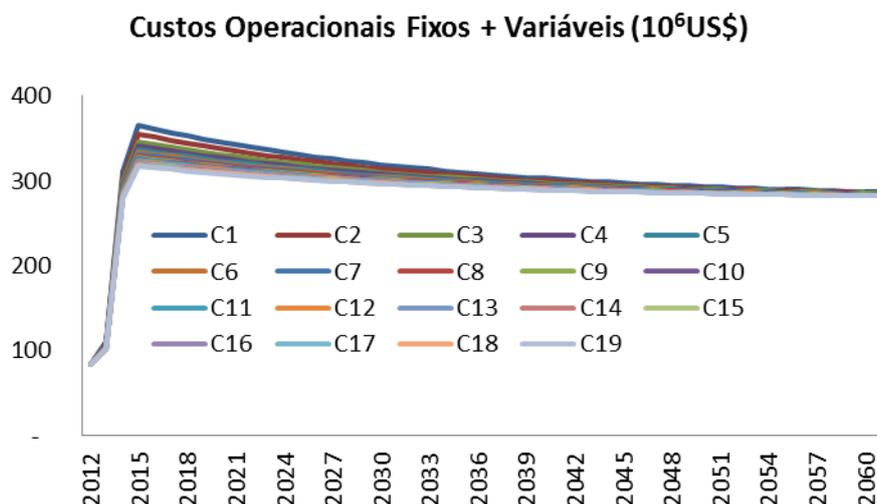


Figura 10: Custos Operacionais Fixos e Variáveis

### 6.2.5

#### Módulo *PECE*

O módulo *PECE* é a variável que determina a elasticidade entre as variáveis custo operacional e preço do óleo. Esta variável é fundamental para que possa ser feito o escalonamento do custo operacional ao longo do tempo em função das alterações do preço do óleo que estão sendo projetadas.

Como já exposto no Capítulo 3, o módulo *PECE* é uma variável aleatória com distribuição de probabilidade Normal. O valor esperado e a variância do módulo *PECE* foram estimados e apresentados no Capítulo 4.

O campo A é um campo marítimo e, portanto, tem como valor esperado e variância do módulo *PECE* os valores expostos na Tabela 8.

Tabela 8: Valor Esperado e Variância do Módulo *PECE*

	<i>Valor Esperado</i>	<i>Variância</i>
Módulo <i>PECE</i>	0,466	0,00302

### 6.3

#### Resultados

Com o objetivo de implementar a metodologia proposta nesta pesquisa e obter os resultados de volumes de reservas, foi desenvolvido um protótipo modelado no *software* Microsoft Excel e Visual Basic Application (VBA). Para as simulações por amostragem, em que foram sorteados os valores do módulo *PECE* e os ruídos dos preços, foi utilizado o *software* @Risk, versão 5.7, do desenvolvedor Palisade.

A modelagem do protótipo segue o algoritmo descrito no Capítulo 5. Assim, para a execução do mesmo, são considerados todos os cenários de produção, que neste estudo totalizam 19 casos. São consideradas também todas as 100 trajetórias dos preços de óleo e gás. Além disso, por meio da Simulação de Monte Carlo (SMC) são sorteados valores para o módulo *PECE*. Nesta pesquisa serão realizados 100 sorteios aleatórios desta variável.

Cabe citar que nesta pesquisa os cenários de produção serão considerados equiprováveis. As diferentes trajetórias de preço para cada cenário de produção também são equiprováveis. Da mesma forma, os diferentes valores do módulo *PECE* têm a mesma probabilidade de ocorrência para todas as combinações de cenário de produção e trajetória de preço.

Desta forma, não está sendo considerada a dependência entre as variáveis vazão, preço e módulo *PECE*. Isto quer dizer que, nesta pesquisa, todas as combinações possíveis destas três variáveis possuem a mesma probabilidade de ocorrência.

De posse dos dados de entrada descritos acima, em conjunto com as previsões de investimento e custo operacional, é possível calcular o lucro operacional anual para os fluxos de caixa resultantes da combinação de todas as variáveis presentes no modelo. A combinação de todas as variáveis gera 190.000 fluxos de caixa. A análise econômica dos fluxos de caixa gerará possíveis diferentes anos de abandono do campo e, portanto, diferentes valores de reservas.

Desta forma, são obtidos volumes de reserva cada qual com uma frequência associada. Como resultado, obtém-se um histograma a partir do qual são extraídos os percentis P90, P50 e P10 de reserva do campo A.

O estudo de caso foi rodado em uma plataforma de *hardware* com memória RAM de 3 GB e processador de 2.00 GHz. O tempo de processamento foi de 20 minutos.

A Figura 11 ilustra o resultado final de estimativa de reservas do campo A. O eixo *x* representa os volumes de reserva e o eixo *y*, a frequência relativa associada a cada estimativa de reservas.

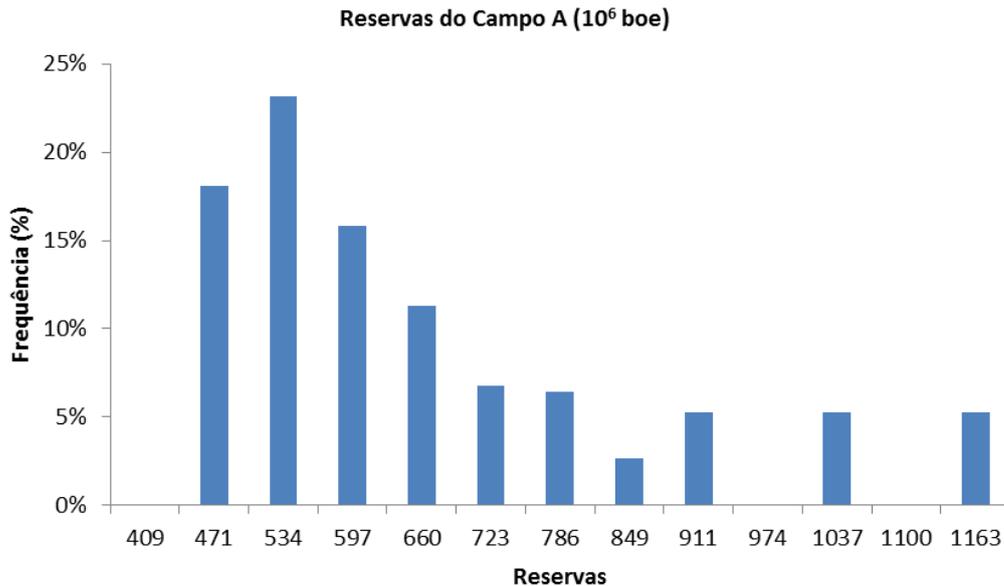


Figura 11: Histograma de Reservas

De posse dos resultados do histograma é possível ordenar todos os valores obtidos e obter a porcentagem cumulativa associada a cada um dos resultados. A partir da porcentagem cumulativa são extraídos os volumes correspondentes aos percentis P90, P50 e P10. Os volumes P90 e P10 representam respectivamente as reservas provada e total do campo. Já o volume P50 representa o somatório da reserva provada e provável.

A Tabela 9 fornece as estimativas de reserva do campo A.

Tabela 9: Reservas do Campo A

	<i>Reservas (<math>10^6</math> boe)</i>
P90	450,1
P50	567,0
P10	984,6

## 6.4

### Importância da Consideração do Efeito-Preço

Com o objetivo de retratar a importância da consideração do escalonamento do custo operacional em função da variação do preço do óleo, as reservas do

campo A foram estimadas de duas formas distintas: com e sem a variável aleatória módulo *PECE* no fluxo de caixa. Isto quer dizer que na primeira estimação, com o módulo *PECE*, o custo operacional foi transformado de acordo com a variação do preço do óleo. Estes resultados foram apresentados na Seção 6.3. Já na segunda estimação, mesmo com a variação do preço do óleo, o custo operacional não sofreu qualquer alteração.

Ou seja, por meio desta análise, será possível identificar o quanto as reservas do campo A podem ser alteradas a depender da consideração ou não do efeito-preço nos custos operacionais.

A Tabela 10 fornece a comparação das reservas estimadas com e sem o efeito-preço no comportamento dos custos operacionais.

Tabela 10: Reservas Com e Sem o Efeito-Preço

<i>Reservas (10<sup>6</sup> boe)</i>	<i>Com Efeito-Preço</i>	<i>Sem Efeito-Preço</i>	<i>Variação Percentual</i>
P90	450,1	476,4	5,8%
P50	567,0	594,2	4,8%
P10	984,6	1016,8	3,3%

Percebe-se que, quando há a consideração do efeito do preço no comportamento dos custos operacionais no longo prazo há uma redução das reservas. Neste estudo de caso, este resultado se dá pelo fato de que as trajetórias de preço que foram geradas são predominantemente crescentes. Neste cenário otimista de preços, quando se considera o escalonamento do custo operacional em função do aumento do preço do óleo, as despesas do fluxo de caixa tornam-se mais elevadas. Neste caso, o limite econômico do campo tende a antecipar-se.

Caso a projeção do preço do óleo fosse pessimista, ou seja, decrescente ao longo do tempo, o efeito-preço nos custos operacionais resultaria em uma estimativa de reservas mais elevada, uma vez que os custos sofreriam uma redução, amenizando as despesas do fluxo de caixa. Logo, o ano de abandono do campo seria postergado e as reservas seriam mais otimistas.

Vale citar também que o efeito-preço tem maior impacto na estimativa das reservas provadas, quando comparado com as reservas totais. Isso se dá pelo fato de que na estimativa otimista, os fluxos de caixa são mais rentáveis e melhor

suportam o aumento dos custos operacionais quando comparado com a estimativa conservadora.

## 6.5

### Comparação entre a Metodologia Probabilística e Determinística

Com o objetivo de avaliar a importância da utilização de uma abordagem probabilística para o processo de estimativa de reservas, foram comparados os resultados alcançados com a metodologia proposta nesta pesquisa com as reservas estimadas de forma determinística.

Nesta avaliação determinística, a previsão de produção utilizada para estimar a reserva 1P foi somente aquela referente ao Caso 18 de produção, que representa um caso conservador. Do mesmo modo, foi utilizado o Caso 10, podendo ser considerado um caso realista, para estimar a reserva 2P. Já para a estimativa da reserva 3P foi utilizado o caso otimista de produção, o Caso 2.

Ainda sobre esta avaliação, ao invés de considerar as 100 trajetórias de preço do óleo e 100 do preço do gás, foi utilizada apenas uma para cada fluido. Assim, foi utilizada a média aritmética simples das 100 trajetórias de preço utilizadas na metodologia probabilística.

Nesta avaliação determinística não foi realizado o escalonamento do custo em função da alteração do preço. Deste modo, os resultados obtidos com esta abordagem determinística foram comparados com os resultados da avaliação probabilística sem a consideração do fenômeno *PECE*.

A Tabela 11 mostra novamente os volumes de reserva do Campo A estimados de forma probabilística sem o *PECE*, somado a informação dos volumes estimados deterministicamente.

Tabela 11: Reservas Probabilísticas e Determinísticas

<i>Reservas (10<sup>6</sup> boe)</i>	<i>Probabilísticas</i>	<i>Determinísticas</i>	<i>Diferença Percentual</i>
P90 / 1P	476,4	468,7	-1,6%
P50 / 2P	594,2	594,3	0,0%
P10 / 3P	1016,8	1026,7	1,0%

Nota-se que, neste estudo de caso, a reserva probabilística P90 é maior que a reserva determinística 1P. Por outro lado, a reserva probabilística P10 é menor que a reserva determinística 3P. Como a reserva P50 se aproxima da média, a diferença entre as estimativas probabilística e determinística não é significativa.

Uma das causas que explica tal diferença é a redução da variância do resultado final quando métodos probabilísticos são utilizados.

De acordo com Swinkles (2001) e Carter e Morales (1998), quando métodos probabilísticos são utilizados e as variáveis presentes neste processo são independentes, como ocorre nesta pesquisa com as variáveis produção e preço, há uma tendência de reduzir o intervalo dos volumes obtidos. A redução deste intervalo acarreta, por conseguinte, um aumento da reserva provada e redução da reserva total.

## 6.6

### Considerações Finais

Este capítulo teve por objetivo ilustrar a metodologia apresentada nesta pesquisa a partir de um estudo de caso no qual foram utilizados dados de um campo petrolífero.

A metodologia proposta visa considerar as incertezas associadas às estimativas de variáveis presentes no processo de estimativa de reservas. Desta forma, foram gerados 19 cenários de produção obtidos a partir de uma avaliação qualitativa das incertezas nos parâmetros de poço e reservatórios.

Sobre as previsões dos preços de óleo e gás também foram consideradas incertezas por meio de um processo auto-regressivo que resultou em 100 diferentes trajetórias para esta variável.

Outro importante aspecto considerado nas estimativas das reservas foi o escalonamento do custo operacional em função das variações do preço do óleo. Para realizar o escalonamento, foram sorteados 100 valores da distribuição Normal que caracteriza o módulo *PECE*.

Neste capítulo também foi possível avaliar a importância da consideração do efeito-preço no comportamento dos custos operacionais. Foram geradas duas estimativas para as reservas do campo analisado: uma considerando a variação do custo como resultado da variação do preço e outra desconsiderando este efeito. Os

resultados mostraram que as reservas de um campo de petróleo podem ser superestimadas caso a companhia negligencie a relação de dependência destas duas importantes variáveis do processo de estimativa de reservas.

Foi realizada ainda neste capítulo uma análise comparativa entre as reservas estimadas segundo duas abordagens: probabilística e determinística. Foi observado que na abordagem probabilística há um aumento da reserva provada e uma redução da reserva total quando comparada com a abordagem determinística.