

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

Estimativa de Incertezas na Previsão de Desempenho de Reservatórios

Autor: **Roberto Loschiavo**
Orientador: **Denis José Schiozer**

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Estimativa de Incertezas na Previsão de Desempenho de Reservatórios

Autor: **Roberto Loschiavo**
Orientador: **Denis José Schiozer**

Curso: Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 1999

S.P. - Brasil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Estimativa de Incertezas na Previsão de Desempenho de Reservatórios

Autor: **Roberto Loschiavo**

Orientador: **Denis José Schiozer**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Denis José Schiozer
Unicamp

Dr. Fernando Plácido Camposana
Petrobras

Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre
Unicamp

Campinas, 14 de dezembro de 1999

Dedicatória:

Para minha esposa, Dália, por me apoiar e participar desta jornada, e minha pequena Michelle.

Agradecimentos

Desejo expressar meus agradecimentos:

A Petrobras, pela oportunidade única de aprendizado e suporte financeiro, na figura daqueles que trabalharam pela minha indicação.

Ao Prof. Dr. Denis José Schiozer, pela orientação e acompanhamento do desenvolvimento deste trabalho.

Ao Dr. Fernando P. Campozana (PETROBRAS), por indicar os fundamentos da metodologia apresentada nesta dissertação e pelo apoio prestado.

Ao Dr. Regis Krueel Romeu (CENPES) e ao Eng. Augusto André V. Machado (FUNCAMP) pelo suporte e disponibilização do programa UPA.

Ao programador Thiago de Sá Cavalcanti, pelo apoio na elaboração do programa utilizado nesta dissertação.

A meus colegas e amigos, pela companheirismo que deixará tantas saudades.

Aos amigos Cláudio Guerra, Luiz Henrique Zapparolli e Ricardo Furtado, pelo auxílio e sugestões.

Ao Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre pelas sugestões e suporte na área de geoestatística.

Ao Prof. Dr. Rogério Ferreira de Paiva pelas sugestões na fase de conclusão desta dissertação.

A Fátima, Giselle, Alice, Rosalba, Ana Cristina, Délcio e Luis, pela prestatividade e amizade brindada durante estes dois anos.

Não há coisa que mais nos engane do que o nosso juízo...

Leonardo da Vinci

Resumo

LOSCHIAVO, Roberto. *Estimativa de Incertezas na Previsão de Desempenho de Reservatórios*.
Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999.
86 p. Dissertação de Mestrado

A avaliação econômica de projetos e o dimensionamento de facilidades na área de petróleo são feitos com base em estimativas de previsão de produção. Em função das incertezas na estimativa dos vários parâmetros envolvidos, tais previsões não devem ser realizadas deterministicamente e as distribuições de probabilidade estimadas para os parâmetros críticos precisam ser levadas em conta. Com base neste enfoque, as previsões de desempenho de reservatórios passam a ter um caráter probabilístico. No presente trabalho, procura-se desenvolver uma metodologia que permita estimar perfis probabilísticos de parâmetros de produção de hidrocarbonetos (vazões, produções acumuladas, etc.). A base da metodologia é a aplicação da árvore de decisão, construída a partir das possíveis combinações de modelos estruturais, realizações estocásticas do modelo sedimentar e demais parâmetros críticos. A combinação de cada ramo da árvore de decisão define um modelo completo de reservatório, com uma probabilidade associada de ocorrência. Um programa foi desenvolvido para automatizar o processo de geração dos diversos modelos de reservatório e processar os resultados das simulações de escoamento no meio poroso. A metodologia faz uso do processamento paralelo, reduzindo substancialmente o tempo total de processamento.

Palavras Chave

- Incerteza, Previsão de Produção, Simulação de Reservatórios

Abstract

LOSCHIAVO, Roberto *Uncertainties in Reservoir Performance Forecasts*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 86 p. Dissertação de Mestrado.

Project economic evaluation as well as facilities design for oil exploitation is, in general, based on production forecast. Since production forecast depends on several parameters that are not completely known, one should take a probabilistic approach for reservoir modeling and numerical flow simulation.

In this work, we propose a procedure to estimate probabilistic production forecast profiles based on the decision tree technique. The most influencing parameters of a reservoir model are identified and combined to generate a number of realizations of the reservoirs. The combination of each branch of the decision tree defines the probability associated to each reservoir model. A computer program was developed to automatically generate the reservoir models, submit them to the numerical simulator, and process the results. Parallel computing was used to improve the performance of the procedure.

Key Words

-Uncertainties, Production Forecast, Reservoir Simulation

Índice

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Nomenclatura	xiv
<i>Capítulo 1</i>	<i>1</i>
Introdução	1
<i>Capítulo 2</i>	<i>7</i>
Revisão da Literatura	7
<i>Capítulo 3</i>	<i>17</i>
Metodologia	17
3.1 Definição do Modelo Estrutural e Sedimentar	20
3.2 Estratégia de Exploração	22
3.3 Identificação e Quantificação de Riscos e Incertezas	24
3.4 Simulações Estocásticas	25
3.5 Mudança de Escala (<i>Upscaling</i>)	27
3.6 Classificação (<i>Ranking</i>) das Realizações Estocásticas	28
3.7 Análise de Sensibilidade	30
3.8 Módulo de Análise de Incerteza	31
<i>Capítulo 4</i>	<i>34</i>
Implementação da Metodologia	34
4.1 Modelagem Estrutural	36
4.2 Modelagem da Distribuição de Porosidades	41

4.3 Modelagem da Distribuição de Permeabilidades Horizontais	44
4.5 Estratégia de Exploração	46
4.6 Modelo de Distribuição de Fluidos	48
4.7 Propriedades de Rocha-Fluido	49
4.9 Classificação (<i>ranking</i>) das Imagens	51
4.10 Análise de Sensibilidade	58
4.11 Árvore de Decisão	62
4.12 Processamento dos Resultados	64
4.13 Esforço Computacional e Humano	64
<i>Capítulo 5</i>	68
Análise dos resultados	68
<i>Capítulo 6</i>	74
6.1 Conclusões	74
6.2 Recomendações	75
<i>Referências Bibliográficas</i>	78
<i>Apêndice A</i>	82
<i>Apêndice B</i>	86

Lista de Figuras

Figura 1.1: Distribuição de probabilidades de dois projetos de investimento	2
Figura 1.2: Exemplo de representação de perfis probabilísticos	3
Figura 3.1: Exemplo de árvore de decisão	17
Figura 3.2: Probabilidade de ocorrência de um modelo	19
Figura 3.3: Classificação das imagens	29
Figura 3.4: Gráfico tipo “tornado”	31
Figura 4.1: Mapa base com a posição dos poços	35
Figura 4.2: Topo do reservatório	37
Figura 4.3: Espessura do reservatório	37
Figura 4.4: Base do reservatório	38
Figura 4.5: Modelo pessimista	38
Figura 4.6: Modelo provável	39
Figura 4.7: Modelo otimista	39
Figura 4.8: Resultado simulação Monte Carlo para os três prospectos	40
Figura 4.9: Histograma com três classes do volume de óleo <i>in sit</i> .	40
Figura 4.10: Mapa de topo com localização dos poços selecionados para modelagem geológica	41
Figura 4.11: Gráfico porosidade <i>versus</i> impedância acústica normalizada	43
Figura 4.12: Realização de campo de porosidades	43
Figura 4.14: Realização do campo de permeabilidades horizontais	45
Figura 4.15: Imagem da permeabilidade horizontal antes e após mudança de escala.	45
Figura 4.16: Modelo estrutural provável e distribuição dos poços	47

Figura 4.17: Pseudofunções de permeabilidade relativa	50
Figura 4.18: Influência das incertezas de S_{wi} e S_{or} no perfil de produção	50
Figura 4.19: Perfis de Np , para diferentes realizações do modelo sedimentar (estratégia 1)	51
Figura 4.20: Perfis de Gp , para diferentes realizações do modelo sedimentar (estratégia 1)	52
Figura 4.21: Perfis de Wp , para diferentes realizações do modelo sedimentar (estratégia 1)	52
Figura 4.22: Perfis de Q_o , para diferentes realizações do modelo sedimentar (estratégia 1)	53
Figura 4.23: Perfis de Q_w , para diferentes realizações do modelo sedimentar (estratégia 1)	53
Figura 4.24: Classificação das realizações, para $t = 3$ anos e função-objetivo Np (estratégia 1)	55
Figura 4.25: Classificação das realizações, para $t = 7$ anos e função-objetivo Np (estratégia 1).	55
Figura 4.26: Classificação das realizações, para $t = 10$ anos e função-objetivo Np (estratégia 1)	56
Figura 4.27: Classificação das realizações, para $t = 10$ anos e função-objetivo VP (estratégia 1)	56
Figura 4.28: Classificação das realizações, para $t = 10$ anos, da estratégia 2	57
Figura 4.29: Perfis de $Q_o(t)$, variando parâmetros incertos	59
Figura 4.30: Perfis de $Np(t)$, variando parâmetros incertos	59
Figura 4.31: Análise de sensibilidade, para 3 anos de produção (estratégia 1)	60
Figura 4.32: Análise de sensibilidade, para 7 anos de produção (estratégia 1)	60
Figura 4.33: Análise de sensibilidade, para 10 anos de produção (estratégia 1)	61
Figura 4.34: Análise de sensibilidade, para 10 anos de produção (estratégia 2)	62
Figura 4.35: Perfis probabilísticos de Np , para a estratégia 1	64
Figura 4.35: Perfis probabilísticos de Np , para a estratégia 2	65
Figura 5.1: Efeito de concentração de perfis	71
Figura A.1: Construção da curva integrada $S_w - J$	85

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Limites de aplicabilidade do simulador rápido FS3 (Ballin, 1993).	30
Tabela 4.1: Características dos fluidos	48
Tabela 4.2: Classificação das realizações do modelo sedimentar.	57
Tabela 4.3: Probabilidades estimadas para cada nível das variáveis da estratégia 1.	63
Tabela 4.4: Probabilidades estimadas para cada nível das variáveis da estratégia 2.	63

Nomenclatura

Letras Latinas

C	Covariância	
E	Esperança	
g	Aceleração da gravidade	m/s ²
k	Permeabilidade	mD
P	Probabilidade	%
R	Resíduo	adimensional
S	Saturação	%
t	Tempo	anos

Letras Gregas

ϕ	Porosidade	%
ρ	Densidade	adimensional
θ	Ângulo de contato	graus
σ	Desvio-padrão	

Subscritos

h	Horizontal
o	Óleo
or	Óleo residual
r	Relativo
v	Vertical
w	Água
wi	Água irreduzível

Siglas

BSW	Vazão de água / vazão total de líquido mais sólidos
E&P	Exploração e Produção
FDP	Função distribuição de probabilidade
MAR	Módulo de análise de risco
RAO	Razão água/óleo
RG0	Razão gás/óleo
UNIPAR	Unidade de Paralelização de Simuladores
VE	Valor esperado
VHOIS	Volume de hidrocarbonetos originalmente <i>in situ</i>
VOOIS	Volume de óleo originalmente <i>in situ</i>
VP	Valor presente
VPL	Valor presente líquido

Capítulo 1

Introdução

Até a década de 80, era comum a adoção de uma única curva de previsão de produção de um modelo de reservatório no processo decisório de desenvolvimento de um campo. Esta prática era freqüentemente baseada em valores médios estimados ou avaliados a partir de informações limitadas sobre as diversas variáveis envolvidas, tais como características geológicas, operacionais ou econômicas. Muitas vezes, este tipo de abordagem resultava em previsões de vazões de produção e/ou reservas que posteriormente se revelavam otimistas. A economicidade de projetos de exploração de campos de óleo e gás baseados em tais previsões era freqüentemente garantida pelos preços crescentes do petróleo.

Após o segundo grande choque dos preços de petróleo, a redução da rentabilidade de projetos, os orçamentos limitados e a necessidade de grandes investimentos em projetos de risco (como no caso de desenvolvimento de campos marítimos, especialmente em águas profundas), tornou-se imprescindível que as decisões estratégicas de E&P fossem fundamentadas em uma análise de risco consistente.

A avaliação de riscos requer uma análise mais abrangente dos diversos cenários razoavelmente possíveis, gerando um espectro de estimativas do volume de hidrocarbonetos *in*

situ e de parâmetros de desempenho de reservatório, tais como vazão de óleo, produção acumulada de óleo, fator de recuperação, tempo de irrupção, etc.

Com frequência, a análise econômica de projetos é baseada em estimativas de valores esperados (VE) e nos percentis de parâmetros de desempenho gerados a partir de simulações de escoamento, tradicionalmente P_{10} , P_{50} , P_{90} (que serão detalhados ao longo deste trabalho). Estes percentis correspondem às estimativas otimista, provável e pessimista, e o índice subscrito indica a probabilidade de que o valor real de determinado parâmetro venha a ser superior àquela estimativa.

Uma das importantes aplicações dos perfis probabilísticos é a estimativa da distribuição do *VPL* (valor presente líquido) para avaliação de riscos econômicos, através da simulação Monte Carlo das receitas estimadas a partir destes perfis. Estas distribuições permitem computar o valor monetário esperado e a perda condicional média de um projeto (média dos valores situados à esquerda do eixo vertical na Figura 1.1-B).

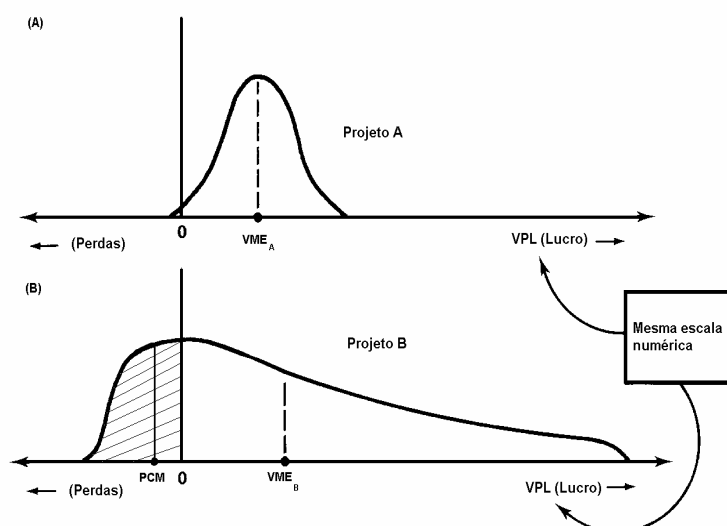


Figura 1.1: Distribuição de probabilidades de dois projetos de investimento: o projeto B apresenta maior valor monetário esperado, porém implica em maior risco econômico (adaptado de Newendorp, 1975).

Os valores monetários esperados e as perdas condicionais médias de projetos fornecem importantes subsídios em processos de tomadas de decisão em que se busca maximizar ganhos e minimizar riscos econômicos através da escolha dos melhores projetos.

O distanciamento dos perfis probabilísticos reflete a interação das diversas incertezas consideradas quanto às propriedades de reservatório, características operacionais e econômicas (Figura 1.2). Tais resultados poderão influenciar decisões, por vezes irreversíveis, relativas a campanhas exploratórias, estratégias de recuperação, aquisição de dados sísmicos, priorização/flexibilização de prospectos e dimensionamento de facilidades de produção.

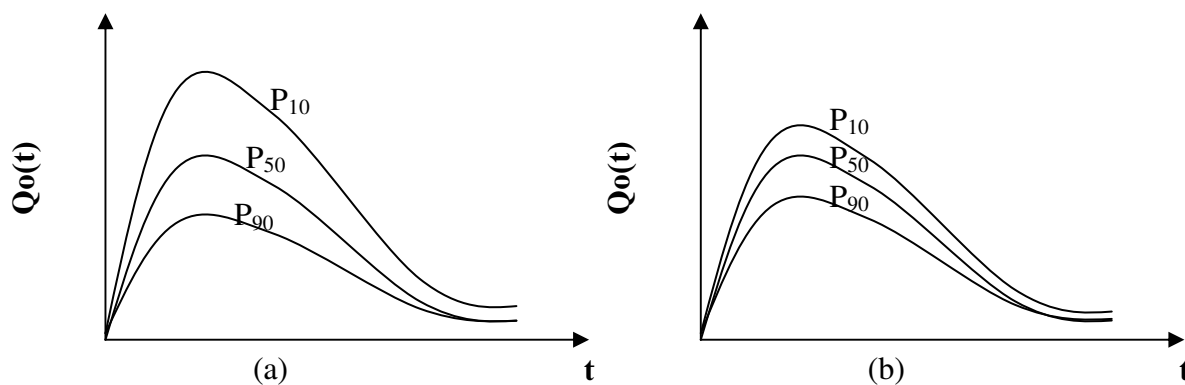


Figura 1.2: Exemplo de representação de perfis probabilísticos. O exemplo (a) implica em maior risco ou incerteza do que o exemplo (b).

Diversas metodologias e ferramentas têm sido propostas com o objetivo de estimar probabilisticamente previsões de parâmetros de desempenho de reservatório. Aplicativos no formato de planilhas baseados no método Monte Carlo, tais como @RISK ou CRYSTAL BALL, são relativamente simples e constituem-se em ferramentas práticas para estimativas probabilísticas de previsões periódicas de produção cujo declínio possa ser modelado por uma expressão analítica (ex.: exponencial, hiperbólico ou harmônico). Entretanto, uma de suas maiores limitações é a impossibilidade de incorporar as heterogeneidades de reservatório, uma vez que não utilizam simulações de escoamento. Mesmo em reservatórios permeáveis, existem

heterogeneidades suficientes para impedir uma drenagem efetiva dos fluidos, utilizando os espaçamentos usuais de poços e processos convencionais de recuperação.

Os perfis probabilísticos de produção podem ser estimados submetendo-se ao simulador de escoamento um número variado de modelos prováveis de reservatório, assumida uma estratégia de exploração definida. Espera-se que esses modelos constituam uma amostragem imparcial de características de reservatório, tais como o volume poroso e a distribuição espacial de propriedades de rocha e fluido. A idéia de simular um grande número de casos é freqüentemente encarada com resistência devido a restrições de tempo e de recursos de processamento (tempo de processamento e capacidade de armazenamento de dados). Entretanto, os riscos econômicos de projetos de maior expressão podem justificar a aplicação de tal recurso.

O objetivo desta dissertação é abordar uma metodologia para estimar perfis probabilísticos de previsão de produção que permita considerar incertezas geológicas em desenvolvimento de campos. A abordagem proposta não se restringe um período específico da vida de um projeto; porém, sua aplicação pode fornecer importantes subsídios principalmente na fase de avaliação.

A base da metodologia é a aplicação da árvore de decisão (Capítulo 3), onde cada ramo final corresponde a uma determinada combinação de parâmetros de entrada de um modelo numérico de reservatório e a uma estimativa de probabilidade de ocorrência do mesmo.

Entre as possíveis variáveis, o modelo sedimentar é incluído através da inclusão de um número variado de realizações do mesmo, possibilitando levar em conta as heterogeneidades do reservatório. Um programa desenvolvido para a presente dissertação gera os arquivos de simulação de escoamento definidos através da árvore de decisão, submete-os à simulação de escoamento por intermédio de um módulo de paralelização de simuladores e processa os arquivos de saída.

Exemplos de aplicação de árvore de decisão na estimativa de incertezas de previsão de produção foram apresentados por Jensen *et al.* (1996 e 1998) e por Campozana e Ballin (1998).

O Capítulo 2 consiste de uma breve revisão bibliográfica, onde são expostos conceitos de alguns dos trabalhos mais expressivos no estudo de incertezas na determinação de volume de hidrocarbonetos originalmente *in situ* e previsão de produção.

No Capítulo 3, são descritas as etapas da metodologia e sugeridas algumas alternativas para tentar reduzir o tempo total de processamento. Tais alternativas não fazem necessariamente parte formal da metodologia, ou mesmo foram utilizadas neste trabalho. Propostas como a aplicação do “*Bootstrap*” e a simulação rápida (Ballin, 1991 e 1993), não foram aplicadas no presente trabalho e são citados como referência para que possam ser consideradas em estudos específicos.

No Capítulo 4, a metodologia é aplicada em um modelo de estudo e os resultados são discutidos no Capítulo 5.

Finalmente, no Capítulo 6, são apresentadas as principais conclusões e recomendações deste trabalho.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

Os conceitos fundamentais utilizados em análise de risco foram formulados há cerca de trezentos e cinquenta anos. Seus princípios, no entanto, somente começaram a ser seriamente aplicados em processos decisórios na área de exploração de petróleo por volta de 1965 (*).

O aumento dos custos de perfuração e a necessidade de explorar áreas remotas e horizontes cada vez mais profundos, dentre outras razões, revelaram a necessidade de se utilizar metodologias consistentes para avaliar e comparar estratégias de investimentos. Embora a análise de risco não possa garantir o êxito de uma decisão, seu uso sistemático apresenta várias vantagens:

- Força uma análise mais explícita dos possíveis resultados;
- Permite a análise de sensibilidade de vários parâmetros envolvidos;
- Permite expressar julgamentos a respeito de riscos e incertezas de modo quantitativo.

A extensão da aplicação dos princípios de análise de risco na quantificação de incertezas de reservas deu-se somente no final da década passada. A partir de 1990, começam a ser propostas metodologias de estimativas de previsão de produção com incertezas associadas.

(*) Leituras recomendadas: Newendorp (1975) e Megill (1977).

Berteig *et al.* (1988) estudaram o impacto de incertezas estruturais e da porosidade do reservatório na previsão do VHOIS (volume de hidrocarbonetos originalmente *in situ*) utilizando modelagem estocástica. De acordo com Berteig, a prática indica que as variáveis geométricas têm maior impacto que as variáveis petrofísicas na incerteza final do VHOIS.

O completo conhecimento do reservatório implica em um VHOIS definido pela seguinte expressão:

$$V_{HOIS} = \int_{D_r} \phi(\mathbf{u})(1 - S_w(\mathbf{u}))d\mathbf{u} \quad (2.1)$$

onde D_r é o domínio que delimita o reservatório.

Note que a razão espessura porosa/espessura total (*net/gross*) está implicitamente representada pela distribuição da porosidade e que o contato hidrocarboneto/água é definido pela profundidade mínima na qual a saturação de água é igual à unidade.

Pelo fato de não conhecermos exatamente cada uma das funções da Equação 2.1, a incerteza resultante é modelada substituindo-se cada termo por uma variável aleatória:

$$V_{HOIS} = \int_{D_o} I_r(\mathbf{u})\phi(\mathbf{u})(1 - S_w(\mathbf{u}))d\mathbf{u} \quad (2.2)$$

A variável geométrica $\{I_r(\mathbf{u}); \mathbf{u} \in D_o\}$ é uma função indicatriz aleatória que assume o valor unitário dentro do reservatório e zero fora dele.

O vetor \mathbf{u} é a referência espacial 3-D. Berteig substitui os termos das variáveis petrofísicas por suas médias verticais, o que é uma prática amplamente utilizada na indústria do petróleo. Observe que esta abordagem caracteriza a modelagem de um fenômeno tridimensional em duas dimensões. Os valores das médias verticais de porosidade, saturação de água e espessura são

modelados em uma malha bidimensional. Para cálculos volumétricos, esta descrição é suficientemente acurada, considerando a precisão das variáveis envolvidas.

O autor assume os valores de topo e base do reservatório como duas funções aleatórias $\{R_t(\mathbf{y}); \mathbf{y} \in D_o\}$ e $\{R_b(\mathbf{y}); \mathbf{y} \in D_o\}$, cujos valores são especificados por seus dois primeiros momentos:

- Esperança:

$$E\{R_t(\mathbf{y}) | A_i; i = 1, \dots, L\} = \left[\sum_{i=1}^L A_i \cdot f_1^v(\mathbf{y}, t(\mathbf{y})) \right] t(\mathbf{y}) \quad (2.3)$$

A expressão entre colchetes é interpretada como a velocidade sísmica no local \mathbf{y} , onde \mathbf{y} é a coordenada no plano horizontal. Ao conjunto de variáveis aleatórias $\{A_i; i = 1, \dots, L\}$ pode-se atribuir uma função distribuição de probabilidade (fdp) multi-Gaussiana *a priori*. Na falta de observações de poços, podem ser utilizados dados obtidos de ambientes geológicos similares.

- Covariância:

$$Cov\{R_t(\mathbf{y}'), R_t(\mathbf{y}'') | A_i; i = 1, \dots, L\} = C_t(\mathbf{y}' - \mathbf{y}'') \quad (2.4)$$

A Equação 2.4 mostra que a covariância estrutural é dependente da localização relativa, possibilitando sua estimativa estatisticamente, caso haja muitas observações de poços. Se estas forem escassas, pode-se inferi-la e realizar a validação cruzada.

O modelo para simulação da profundidade de um horizonte geológico consiste de (1) profundidade esperada, relacionada ao tempo de reflexão sísmica através de um modelo de conversão de profundidade e estimativas *a priori* dos parâmetros envolvidos, e (2) um resíduo com variabilidade espacial especificada pela covariância.

As observações de poços, caso existam, devem ser usadas para condicionar as simulações e reavaliar os parâmetros do modelo através do formalismo Bayesiano. Com este procedimento, a incerteza na previsão de VHOIS é reduzida à medida que aumenta o número de poços.

Øvreberg *et al.* (1990) propuseram um procedimento baseado em 3 etapas: análise de sensibilidade; avaliação subjetiva de probabilidades das variáveis e simulação Monte Carlo. As correlações entre variáveis podem ser levadas em consideração, porém de uma forma simplificada.

As incertezas estruturais são quantificadas através da adoção de três concepções de volume de rocha, obtidos a partir da interpretação dos dados sísmicos e geológicos: um modelo mais provável, um pessimista e um otimista. A relação entre a recuperação e o volume total de hidrocarbonetos é obtida através da simulação dos modelos otimista e pessimista, utilizando os parâmetros médios de caracterização. A metodologia é de fácil implementação e baixo custo, porém sua maior limitação é a impossibilidade de considerar possíveis não-linearidades das variáveis correlacionadas, assim como suas dependências espaciais.

Speers e Dromgoole (1990) desenvolveram um método denominado GEOSCORE, para quantificar incertezas nas estimativas de reservas. Eles tentam quantificar o efeito da complexidade geológica em tais estimativas. As complexidades potenciais do reservatório são divididas em nove categorias, que recaem em dois grupos: complexidade estrutural e qualidade/arquitetura de reservatório. Os efeitos destas categorias na previsão de reservas são estimados e a elas são atribuídos pesos (*scores*) em função do grau de complexidade. Os autores reconhecem que a avaliação pode ser subjetiva e exige um elevado grau de experiência para que a metodologia seja aplicada de forma consistente.

Abrahamsen *et al.* (1991) descreveram uma metodologia para a conversão de profundidade de tempos sísmicos utilizando modelos de velocidade intervalar, a fim de gerar modelos geométricos estocásticos de reservatórios. Naquele trabalho, as diversas realizações são processadas para estimar a distribuição de probabilidades de volume de óleo *in situ* e reservas recuperáveis. Tanto os tempos sísmicos quanto os campos de velocidades são modelados como campos aleatórios Gaussianos. O modelo é aproximado pela seguinte equação:

$$Z(x, y) \approx [v(x, y) + R^v(x, y)]t(x, y) + v(x, y)R^l(x, y) \quad (2.5)$$

onde $t(x,y)$ são tempos sísmicos de trânsito interpretados e $v(x,y) = \sum_1^p A_p f_p(x,y)$ é o modelo de velocidade intervalar, descrito por P funções dependentes $f_p(x,y)$ parcialmente conhecidas. Os coeficientes A_p são estimados por estatística Bayesiana, que engloba estimativas e dados de poço. Os dois resíduos $R^v(x,y)$ e $R^t(x,y)$ são espacialmente dependentes e tratados como campos aleatórios Gaussianos.

Floris e Peersmann (1996) propuseram uma metodologia para estimativa de incertezas no cálculo do volume de hidrocarbonetos *in situ*. Eles apresentam um método para gerar imagens possíveis das propriedades que ocorrem em modelos espaciais, as quais compartilham as propriedades geoestatísticas requeridas (média, desvio-padrão e variograma). Esse método foi aplicado por Samson *et al.* (1996) para estimar o volume total de rocha. Entretanto, Floris e Peersmann (1996) o usaram em um contexto mais geral.

Considere uma quantidade Y , por exemplo: velocidade, tempo, ou propriedades de rocha, tais como porosidade e permeabilidade. A média de uma quantidade Y é definida como o mapa Y_μ que seria obtido por uma interpretação mais provável dos dados brutos. Um mapa do desvio-padrão $\sigma_Y(\mathbf{x})$ pode ser gerado, o qual reflete a incerteza da interpretação mais provável dos dados. Em geral, a incerteza será zero nos poços e será maior longe deles. Havendo dados suficientes, um mapa suave de incertezas pode ser criado por krigagem de Y_σ . Ao considerarmos o tempo de reflexão sísmica, a resolução sísmica pode ser usada para representar a incerteza nas locações distantes dos poços.

Pode-se construir realizações geoestatísticas usando a simulação Gaussiana sequencial, através da seguinte expressão:

$$Y(\mathbf{x}) = Y_\mu(\mathbf{x}) + \sigma_Y(\mathbf{x}) * Z \quad (2.6)$$

onde $Y_\mu(\mathbf{x})$ é o valor krigado do ponto \mathbf{x} e $\sigma_Y(\mathbf{x})$ é o desvio-padrão desta krigagem.

Gera-se um valor Gaussiano Z com média e variância 0 e 1. Procede-se essa operação para todos os pontos \mathbf{x} do domínio.

Mesmo não havendo disponibilidade de informação sobre a incerteza espacial, a Equação 2.6 ainda pode ser usada. Em tais casos, pode ser usada uma estimativa de incerteza global (constante). O condicionamento aos dados de poço pode ser feito condicionando o campo Gaussiano aleatório $Z(\mathbf{x})$ a ser zero nos poços.

Quanto à distribuição espacial da saturação de água, duas abordagens são comuns na literatura. Na primeira, mapas de saturação de água são construídos a partir de dados de poços, do mesmo modo que a porosidade e a espessura. Na segunda, a saturação de água em qualquer ponto é determinada em função da pressão capilar acima do contato óleo-água. Naturalmente, a primeira não é baseada em princípios físicos, mas em um algoritmo de mapeamento. A segunda é baseada em princípios físicos. Ela deve ser combinada com uma técnica de integração para calcular, em cada ponto, a saturação média de água ao longo de uma camada. Usualmente, isto é feito definindo-se um ou mais pontos de integração entre camadas, calculando-se a saturação de água nos pontos de integração e fazendo-se a integração numérica.

A seleção da localização e do número de pontos de integração determina a acurácia do processo de integração. Esta seleção pode ser complicada em camadas com mergulho para um contato óleo/água, ou em camadas onde a saturação de água atinge a saturação conata. No Apêndice A é explicada uma abordagem analítica, em que a integração é feita sem o uso de pontos extras de integração e que é insensível à localização da camada com respeito aos contatos ou saturações conata e residual.

O ponto de partida é a lei da pressão capilar, que contém a função “ J ” de Leverett multiplicada por uma função arbitrária dependente de propriedades de rocha a (tradicionalmente $\sqrt{(\phi/k)}$). A chave do método consiste em aplicar um pré-processamento no qual a função J-Leverett é invertida e integrada. Isto precisa ser feito apenas uma vez. A função resultante pode ser estendida para incorporar as localizações de contatos de fluidos e saturações conata e residual.

Em um segundo passo, a saturação média de água em qualquer ponto do reservatório pode ser calculada simplesmente pela substituição das propriedades de rocha e elevação da camada na expressão resultante para saturação média de água (Equação 5, Apêndice A). Embora o método tenha sido desenvolvido para calcular saturação média de água em camadas geológicas completas, ele pode ser usado para qualquer partição do reservatório em volumes homogêneos, tal como um bloco de modelo de malha 3D.

Jensen (1996 e 1998) apresentou uma metodologia baseada na técnica da árvore de decisão para definir diversos modelos de simulação com o objetivo de gerar perfis probabilísticos de previsão de produção. Cada ramo da árvore corresponde a uma faixa de valores (níveis) de parâmetros identificados como mais sensíveis, a partir de uma análise de sensibilidade prévia. A estimativa das probabilidades de ocorrência destes níveis condiciona a probabilidade de cada modelo de simulação definido nos ramos finais da árvore de decisão. Desta forma, para cada perfil de produção originado de um modelo, é atribuída uma probabilidade de ocorrência. Maiores detalhes sobre a aplicação da árvore de decisão podem ser obtidos nas leituras recomendadas no início deste capítulo.

Assume-se a hipótese de que os níveis que derivam de cada nó da árvore cobrem toda a gama de possibilidades de ocorrência para aquele parâmetro. Desta forma, os ramos que derivam de um nó representam uma simplificação da função de distribuição de probabilidades (fdp) de uma dada variável.

O ordenamento decrescente das curvas dos parâmetros de produção (Np , Qg , etc.) simulados para cada tempo permite a estimativa dos perfis probabilísticos destes parâmetros. A probabilidade de um valor do parâmetro simulado em um tempo t ser superado é estimada através da diferença entre a unidade e o somatório das probabilidades correspondentes aos valores ordenados abaixo daquele valor.

Lia *et al.* (1997) apresentaram um estudo em que são identificadas as principais fontes de incerteza de um estudo de um reservatório do Grupo North Sea Brent. No referido estudo, foram

consideradas as incertezas do campo de velocidades usado para a conversão de profundidades na geração estocástica de diversas realizações do modelo estrutural. As principais fraturas, identificadas deterministicamente, são reproduzidas nos modelos estruturais. As realizações do modelo estrutural, condicionadas aos dados existentes, formam o arcabouço para a simulação estocástica das variáveis do modelo sedimentar, no caso em questão, $k_h(\mathbf{x})$, $k_v(\mathbf{x})$, $\phi(\mathbf{x})$, $S_{vir}(\mathbf{x})$, e $S_{or}(\mathbf{x})$. Tanto os parâmetros para a modelagem do modelo estrutural como os do modelo sedimentar (distribuição espacial das propriedades petrofísicas) são considerados incertos. As funções de distribuição de probabilidade de cada parâmetro são estimadas *a priori*, a partir das informações disponíveis, e atualizadas segundo uma abordagem Bayesiana.

O modelo estocástico para caracterização do reservatório apresenta duas fontes de incerteza: a heterogeneidade e os parâmetros do modelo de heterogeneidades (proporção de fácies). Lia comparou a importância relativa entre estas duas fontes de incerteza e concluiu que, para a produção acumulada de óleo, as incertezas dos parâmetros de modelagem contribuíram para aproximadamente 75% da incerteza total, enquanto as heterogeneidades contribuíram com aproximadamente 25%.

O trabalho apresentado por Lia *et al.* (1997) é de uma consistência irrepreensível. Todos os parâmetros incertos têm suas suas funções de distribuição de probabilidades estimadas *a priori* e são amostrados a cada ciclo do processo. Um ciclo corresponde às seguintes etapas: uma amostragem de cada parâmetro, simulação dos modelos estrutural e sedimentar, mudança de escala (*upscaling*) e simulação de escoamento. Este processo é realizado automaticamente e o ciclo é repetido um grande número de vezes, definido pelo analista. A viabilidade de tal metodologia requer a disponibilidade de um software comercial e de recursos computacionais consideráveis para os padrões de hoje, conforme reconhece o próprio autor.

Para o presente trabalho foi escolhida uma metodologia semelhante àquela apresentada por Jensen (1996 e 1998), baseada na árvore de decisão, devido à sua flexibilidade e facilidade de implementação. A árvore de decisão permite adequar-se melhor à dimensão de cada projeto e aos recursos computacionais disponíveis.

Capítulo 3

Metodologia

A metodologia aplicada neste trabalho tem como fundamento a técnica da árvore de decisão (Figura 3.1). Ela é utilizada para definir as composições de variáveis de incerteza e as probabilidades dos diversos modelos de reservatórios resultantes, os quais serão submetidos ao simulador de escoamento. Os resultados destas simulações e suas probabilidades associadas são utilizadas para gerar os perfis probabilísticos (percentis) de parâmetros de produção (usualmente, P_{10} , P_{50} , P_{90}) e VE (valor esperado).

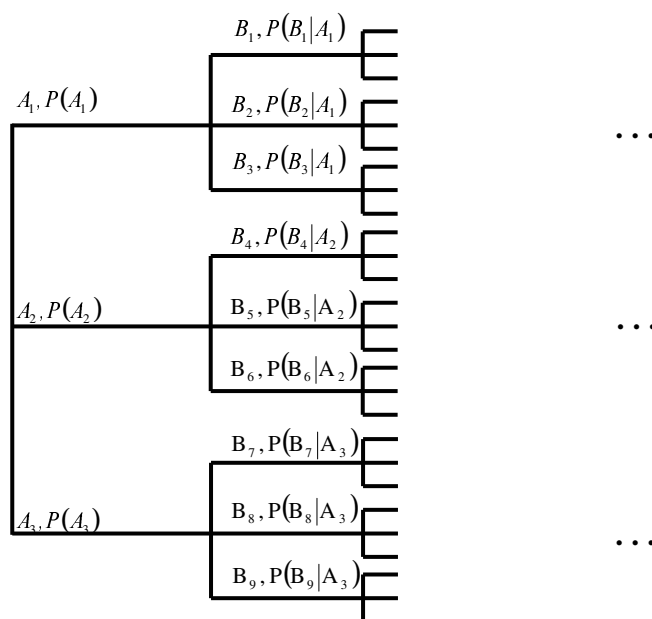


Figura 3.1: Exemplo de árvore de decisão

A árvore de decisão deve incluir as variáveis identificadas como as mais críticas na previsão do parâmetro de produção em estudo, bem como reproduzir simplificada o histograma correspondente às funções de distribuição de probabilidades das variáveis. O número de níveis que representam uma dada variável é definido pelo número de classes do histograma desta variável. Em geral, busca-se limitar estes níveis ao número de três, representando classes definidas como pessimista, provável e otimista. Independentemente do número de níveis adotado, a soma das probabilidades que convergem em um nó deve totalizar a unidade.

A discretização da função de distribuição de probabilidades das variáveis envolvidas em apenas três níveis é uma simplificação geralmente válida para fins de estimativa. Entretanto, como veremos ao longo deste trabalho, tal simplificação pode levar a distorções nos resultados finais.

Um ponto importante a salientar é que a árvore de decisão não deve ser aplicada como uma combinação aleatória de parâmetros de um modelo de simulador de escoamento. Deve-se verificar o nível de dependência entre as variáveis.

Cada modelo de reservatório α_i definido no final da árvore de decisão será composto por uma diferente combinação de variáveis, com uma probabilidade associada equivalente ao produto das probabilidades condicionais das variáveis que o compõem, $P\alpha_i$. O somatório das probabilidades de ocorrência de cada modelo de reservatório resultante é igual à unidade. Ao serem submetidos ao simulador de escoamento, esses modelos irão gerar previsões de parâmetros de produção, cuja probabilidade correspondente é $P\alpha_i$ (Figura 3.2). Após o ordenamento decrescente dessas previsões para cada tempo t , a probabilidade acumulada de um dado parâmetro pode ser estimada como sendo a soma das probabilidades associadas aos modelos que geraram valores superiores àquele parâmetro.

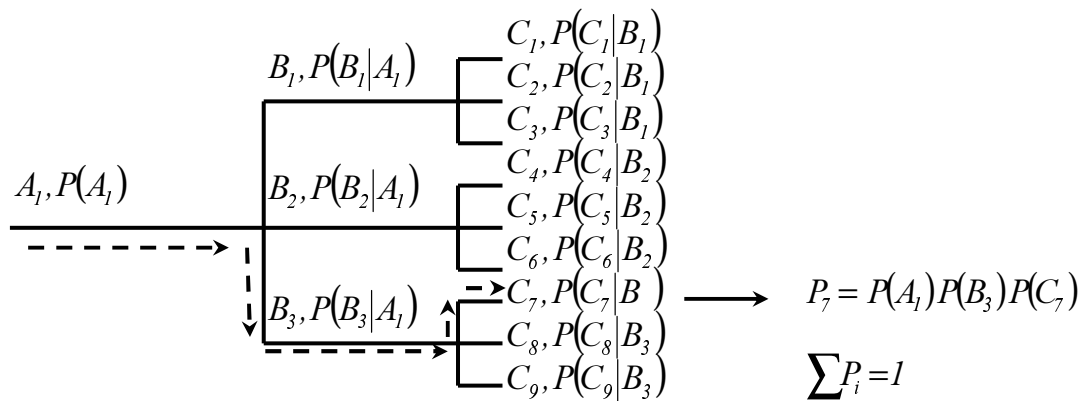


Figura 3.2: Probabilidade de ocorrência do modelo 7, composto das variáveis A_1 , B_3 e C_7 .

O número total de modelos a serem simulados será definido pelo número de variáveis e pelo número de hipóteses de cada variável. Admitindo-se, por exemplo, três modelos estruturais, A_1 , A_2 e A_3 (constituindo-se na 1ª variável) e mais três variáveis adicionais, cada uma com três níveis de incerteza (Figura 3.1), o número total de simulações será $3^4=81$. A inclusão de mais uma variável eleva este número para 243. Esse exemplo evidencia a necessidade de se realizar uma cuidadosa análise de sensibilidade, a fim de se identificar os parâmetros incertos mais críticos para o caso em estudo e de se limitar o número total de simulações de escoamento.

A metodologia pode ser resumidamente descrita nos seguintes passos:

1º Passo: interpretação de três modelos estruturais do reservatório;

2º Passo: simulação estocástica dos modelos sedimentar;

3º Passo: relacionar todas as variáveis que impactam o parâmetro de desempenho de reservatório em estudo (função-objetivo);

4º Passo: identificar três níveis para cada variável (pessimista, provável e otimista);

- 5º Passo: ordenamento das realizações estocásticas do modelo sedimentar e seleção dos casos pessimista, provável e otimista;
- 6º Passo: construção do caso-base (modelo provável);
- 7º Passo: análise de sensibilidade das variáveis relacionadas no passo 3;
- 8º Passo: avaliar a conveniência de considerar um número maior de níveis para algumas das variáveis mais críticas;
- 9º Passo: construção da árvore de decisão;
- 10º Passo: simulação de escoamento usando modelos de reservatório definidos na etapa anterior;
- 11º Passo: processamento dos resultados das simulações.

3.1 Definição do Modelo Estrutural e Sedimentar

Trabalhos recentes apontam para a prática de simulações estocásticas de horizontes geológicos (Lia *et al.*, 1997), definindo a geometria externa do reservatório.

Por simplicidade, a presente metodologia consiste na adoção de apenas três concepções do modelo estrutural, ao invés da simulação estocástica do mesmo. A exemplo da proposição de Øvreberg *et al.* (1990), com base nos dados geológicos e sísmicos, as incertezas referentes à delimitação do topo, base e extensão lateral do reservatório podem ser traduzidas na elaboração de três modelos de geometria externa: pessimista, provável e otimista.

A contrapartida desta simplificação é um indiscutível grau de subjetividade implícita na interpretação destes modelos, assim como na estimativa das probabilidades de ocorrência dos mesmos. É preciso interpretar um modelo estrutural razoável que represente cada uma das três possibilidades deste modelo.

As principais falhas, caso sejam identificadas, devem ser reproduzidas nos três modelos estruturais. A transmissibilidade das zonas de falhas provavelmente se constituirá numa das principais variáveis de risco, a depender da estratégia de exploração a ser adotada.

As interpretações de geometria externa dos reservatórios são transferidas para três arquivos de entrada do simulador de escoamento através de declarações de blocos nulos, constituindo a primeira coluna de variáveis da árvore de decisão (variável A , na Figura 3.1).

A segunda variável a ser considerada constitui-se no modelo de distribuição espacial de propriedades petrofísicas (modelo sedimentar). Inicialmente, iremos admitir a possibilidade de serem selecionadas três imagens (pessimista, provável e otimista) de um espaço amostral constituído de um número variável de realizações estocásticas do modelo sedimentar (Seção 3.6).

A aplicação da modelagem estocástica na caracterização geológica de reservatórios, quando o objetivo é avaliar o impacto de incertezas, tem seu apelo na crença de que a amostragem das inúmeras realizações equiprováveis possibilita uma representação não-tendenciosa de todo o espectro de possibilidades. Neste caso, uma questão frequente e ainda não resolvida é quanto ao número suficiente de realizações necessárias a fim de propiciar robustez ao tratamento estatístico dos resultados amostrados num tempo computacional razoável (Oliveira, 1997).

Goovaerts (1997) comparou o espaço de incertezas gerado por quatro dos algoritmos mais usados: simulação seqüencial Gaussiana, simulação seqüencial indicatriz, simulação *p-field* e *simulated annealing*. Ele conclui que as diferenças entre as simulações de fluxo dos modelos gerados por estes algoritmos são mais pronunciadas para características de produção mais extremas (ex. 95% BSW). A previsão de produção depende, então, da escolha do algoritmo de simulação estocástica. O autor conclui, ainda, que a simulação seqüencial Gaussiana levou a previsões mais acuradas e que a partir da 20^a realização o aumento da amostragem do espaço de incertezas é pouco expressivo.

Deve existir um compromisso entre o número de realizações necessário para proporcionar uma amostragem satisfatória do espaço de incertezas geológicas e o aspecto prático do estudo em questão. Ante a impraticabilidade de serem simulados um número elevado de casos, serão considerados os resultados obtidos por Goovaerts, ou seja, limitando-se a 20 realizações para compor o espectro de possibilidades do modelo sedimentar.

3.2 Estratégia de Exploração

A estratégia de exploração é definida com o auxílio do simulador de escoamento, em função de mudanças de parâmetros, tais como saturações e pressões, observadas no modelo geológico mais provável. Esse modelo é definido através da associação do modelo estrutural provável ao modelo sedimentar provável, assumindo-se os demais parâmetros com valores prováveis. Essa estratégia deve ser a mesma para os três modelos estruturais.

O arquivo de entrada do simulador de escoamento deve incluir o projeto de exploração por intermédio de:

- definição de poços produtores e injetores;
- gerenciamento/cronograma de plataformas e poços;
- mecanismos de produção;

Embora necessária para simplificar a automação do processo, a hipótese de manutenção da estratégia de exploração sempre corre o risco de não corresponder à realidade, uma vez que os projetos geralmente sofrem adaptações à medida que novos dados são obtidos.

Caso os riscos econômicos de diferentes projetos (estratégias) devam ser comparados antes de uma seleção e decisão final, a análise de incertezas deve ser feita para cada estratégia separadamente.

3.3 Identificação e Quantificação de Riscos e Incertezas

As incertezas de variáveis que possam ser significativas na análise devem ser identificadas e quantificadas com base em julgamento qualificado, dados observados, experiência, analogias e outras informações disponíveis.

Nem sempre se dispõe de dados objetivos que permitam identificar a distribuição de probabilidades de uma determinada variável. Nesse caso, podemos apenas tentar fazer uma estimativa razoável dos possíveis valores centrais de três classes (pessimista, provável e otimista) e suas respectivas freqüências relativas, assumindo, por exemplo, uma distribuição triangular de freqüência daquele parâmetro. Naturalmente, tais avaliações são feitas em função da experiência obtida em condições análogas.

É necessário um cuidado especial na estimativas dos valores limites superior e inferior de cada variável, pois uma avaliação pouco realista dos mesmos poderá levar a uma classificação equivocada das variáveis críticas, falseando os resultados na etapa de análise de sensibilidade.

Entre as possíveis variáveis a serem analisadas, podemos incluir:

- pseudofunções de permeabilidade relativa (formato das curvas, S_{or} , $k_{rw}(S_{or})$, etc.);
- pressão capilar;
- transmissibilidade em zona de falha;
- distribuição de saturações iniciais;
- propriedades dos fluidos do reservatório;
- atuação de aquífero e/ou capa de gás;
- contatos entre fluidos;
- índice de produtividade/injetividade de poços;
- capacidade máxima de processamento de óleo e gás (tecnologias não testadas);
- vida útil de plataformas e outras instalações;
- regularidade de operação de poços e plataformas;

- desvios de cronogramas de poços e plataformas;
- outros.

As variáveis selecionadas na fase de análise de sensibilidade virão a complementar a estrutura da árvore de decisão, a esta altura, já contendo duas das variáveis de risco (modelos estrutural e sedimentar).

3.4 Simulações Estocásticas

Existem diversos métodos de modelagem estocástica, e a escolha do melhor método para determinado estudo pode não ser óbvia para aqueles não familiarizados com as diversas técnicas disponíveis. Srivastava (1994) comenta dois aspectos diferentes de uma modelagem estocástica de reservatório: (1) simulação de fácies e (2) simulação de propriedades de rocha. A principal diferença entre estas abordagens é que, no primeiro, caso trata-se de uma variável categórica, enquanto que no segundo, trata-se de uma variável contínua. Para cada um dos casos, existem técnicas mais adequadas.

Embora tenha se convencionado assumir que um modelo de litofácies seja apropriado para modelar a arquitetura do reservatório, esta hipótese nem sempre é correta. Mesmo sendo possível reconhecer e descrever as fácies deposicionais originais, estas podem não representar os controles mais importantes do comportamento de fluxo. Há casos, por exemplo, em que as variações de permeabilidade são causadas por eventos diagenéticos e estruturais pós-deposicionais.

Entre os aspectos a serem considerados para nortear a escolha da metodologia a ser aplicada, devem ser incluídos: modelo geológico, recursos humanos e computacionais e informações disponíveis.

As imagens obtidas através de simulações geoestatísticas são geradas a partir um modelo fixo de heterogeneidades. Embora o modelo seja fixo, seus parâmetros implícitos, tais como

proporções de fácies, comprimento e distribuição de canais (hipóteses de estacionaridade ou não-estacionaridade), são freqüentemente inferidos a partir de uma quantidade limitada de dados. Esses diferentes parâmetros desempenham papéis de relativa importância na modelagem do reservatório, dependendo de estarem sendo consideradas propriedades estáticas (VHOIS) ou dinâmicas (recuperação final, perfis de produção, etc.) (Massonnat, 1997).

Os algoritmos de simulação estocástica, tais como simulação condicional com base Gaussiana ou simulação indicatriz, reproduzem, em termos de média, os parâmetros estatísticos de entrada, ou seja, em um grande número de realizações, ou em um domínio muito grande (infinito). Estes parâmetros são propriedades assintóticas do modelo probabilístico (ergodicidade), cuja variabilidade depende do tamanho do domínio (Norris *et al.*, 1993). As estimativas destas estatísticas, entretanto, são geralmente feitas a partir de amostragens pouco representativas deste domínio. Por esta razão, os parâmetros de modelagem geoestatística representam uma fonte de incertezas que merece ser investigada em alguns casos.

Embora não tenha sido aplicada no presente trabalho, a técnica ‘*Bootstrap*’ (Norris *et al.*, 1993; Jochen *et al.*, 1996) pode ser utilizada com a finalidade de quantificar a incerteza destes parâmetros estatísticos (probabilidade acumulada de proporção de fácies, por exemplo), a partir da reamostragem em realizações geradas com tais parâmetros. Norris selecionou três valores de médias ergódicas de proporção de fácies, correspondendo a seus valores mínimo, médio e máximo. Cada um destes valores pode ser utilizado, por exemplo, para gerar dez simulações condicionais, totalizando trinta realizações empregadas para recalculer a incerteza global de volume de hidrocarbonetos *in situ*.

A aplicação desta técnica implica em um esforço computacional intenso, porém há casos em que seu uso pode ser justificado. Nos trabalhos apresentado por Norris e Massonnat, o ‘*Bootstrap*’ foi empregado para a avaliação de incerteza de um parâmetro estático de reservatório. É razoável admitir que este tipo de abordagem possa ser utilizada para a análise de incertezas de previsão de parâmetros dinâmicos.

3.5 Mudança de Escala (*Upscaling*)

Os simuladores geoestatísticos geram múltiplas realizações de permeabilidades e porosidades em escalas de medição (testemunhos e testes de poço), utilizando malhas relativamente finas (milhões de blocos); portanto, descreve em detalhe as heterogeneidades de reservatório (modelo descritivo). É necessário aplicar um processo de mudança de escala, para obter um campo de permeabilidades e porosidades equivalente em uma malha relativamente mais grosseira (dezenas de milhares de blocos), compatível com os simuladores de escoamento atuais.

Mesmo sendo a simulação de escoamento, de um modo geral, a etapa mais dispendiosa, um tempo considerável é despendido nas etapas de simulação geoestatística e mudança de escala. Gomez-Hernandez e Journel (1991) propuseram um método de simulação direta de campos de permeabilidades na escala de malha de simulação de escoamento, a partir de dados de testemunho. Embora o método não reproduza tão bem os resultados obtidos com o método de duas etapas (simulação geoestatística seguido de mudança de escala), o tempo de processamento é reduzido drasticamente.

Na presente metodologia, optou-se pelo processo de duas etapas por ser de implantação mais imediata. Entretanto, a metodologia proposta por Gomez-Hernandez e Journel constitui uma alternativa razoável a ser considerada pelo avaliador familiarizado com métodos geoestatísticos.

Propõe-se, inicialmente, a utilização de métodos analíticos de mudança de escala (maior rapidez), com o objetivo de classificar as imagens estocásticas. O método da combinação de médias (Le Loc'h, 1989) geralmente resulta em boas aproximações de permeabilidades equivalentes, constituindo-se numa boa opção de método de mudança de escala. Outras fórmulas simples, como médias aritmética, harmônica, geométrica, etc., apresentam resultados aceitáveis para diversas aplicações práticas. A adoção de métodos numéricos para cálculos de permeabilidade equivalente, embora propicie resultados mais confiáveis, implica em maior esforço computacional. O ganho em precisão talvez não justifique o aumento do tempo de processamento envolvido, face às diversas incertezas envolvidas no processo.

3.6 Classificação (*Ranking*) das Realizações Estocásticas

Uma vez geradas as imagens do modelo sedimentar em uma malha adequada para a simulação de escoamento, cada realização é simulada, assumindo-se valores prováveis para os demais parâmetros.

A função-objetivo escolhida (parâmetro de performance de reservatório) definirá o critério através do qual serão selecionadas as imagens, podendo ser, por exemplo, o valor presente líquido ou a produção acumulada obtida com cada realização do modelo sedimentar.

O ordenamento dos resultados das simulações de escoamento poderá, a princípio, permitir a identificação de três classes (pessimista, provável e otimista). De cada uma dessas classes deverá ser selecionada uma imagem (Figura 3.3). Sugere-se a escolha da imagem mais próxima ao valor central de cada uma destas três classes. A probabilidade atribuída a cada uma das três imagens selecionadas pode ser estimada como sendo a razão entre o número de imagens pertencentes à classe correspondente e o número total de imagens geradas.

Embora esta classificação possa variar para diferentes funções-objetivo, estratégias de exploração e fases do projeto, será assumido que a mesma permaneça inalterada ao longo do tempo. Ao final do trabalho, a validade desta hipótese simplificadora será discutida.

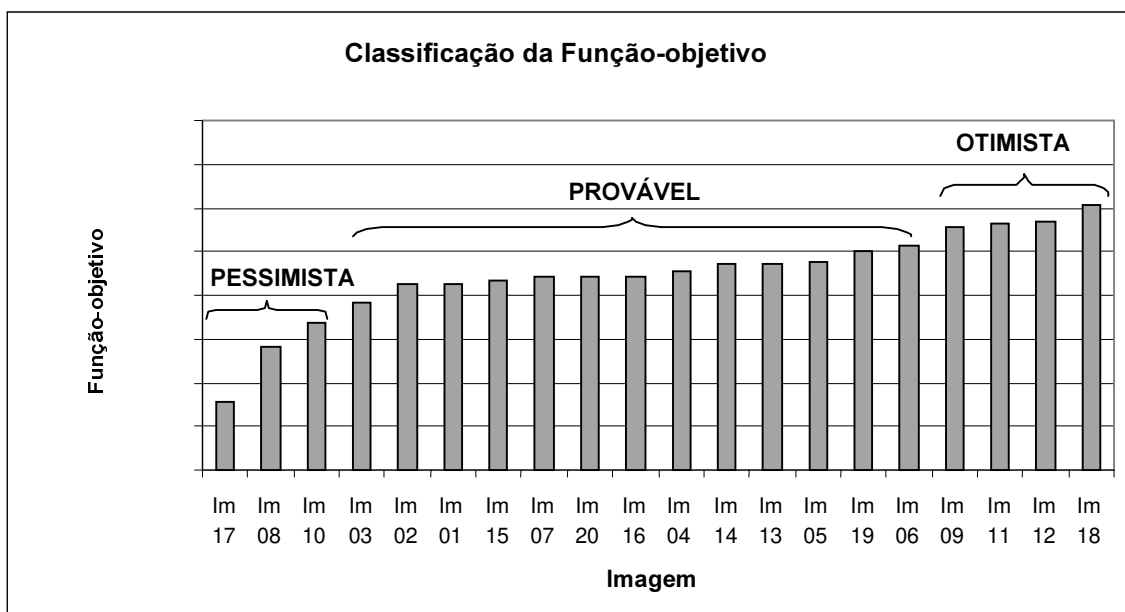


Figura 3.3: Classificação das imagens.

O processo de geração de realizações estocásticas, mudança de escala e classificação das mesmas, pode vir a ser inviável em termos práticos nos casos em que os modelos envolvidos acarretem em tempos de processamento excessivamente longos, uma vez que a classificação de n realizações implica em igual número de simulações de fluxo. Nestes casos, um recurso alternativo seria aplicar o conceito de simulação rápida, como a utilização de seções transversais ou adoção de uma malha grosseira. Este procedimento teria como objetivo apenas classificar as imagens estocásticas e baseia-se na hipótese de preservação de classificação do simulador rápido adotado. Para o caso da malha grosseira, esta hipótese é válida para limites bastante amplos, com mostra a Tabela 3.1 (Ballin, 1991 e 1993).

Tabela 3.1: Limites de aplicabilidade do simulador rápido FS3 (Ballin, 1993).

LIMITE	PARÂMETROS				
	n_w	n_o	N_{cap}	M_{Swi}	M_f
Máximo	4,0	6,0	75,0	50,0	3,0
Mínimo	0,3	0,3	-	0,1	0,1

onde,

n_w é o expoente $p/$ a água, na relação de Corey;

n_o , expoente $p/$ o óleo, na relação de Corey;

N_{cap} , número capilar

M_{swi} , razão de mobilidade (p/ Swi)

M_f , razão de mobilidade frontal

3.7 Análise de Sensibilidade

O objetivo da análise de sensibilidade é identificar as variáveis que produzem maior impacto ao assumirem seus valores extremos individualmente, admitindo-se as demais variáveis com seus valores prováveis. Esta etapa é fundamental para identificar os parâmetros críticos (aqueles que mais influem no resultado final).

A sensibilidade de cada variável é medida em relação ao valor máximo assumido por uma função-objetivo, definida pelo distanciamento entre o histórico de um parâmetro de produção e a resposta da simulação. Os valores destes desvios são normalizados com relação a seu valor máximo, acarretando em índices de sensibilidade relativa compreendidos entre zero (insensível) e a unidade (máxima sensibilidade).

A análise de sensibilidade dos parâmetros envolvidos deve ser realizada considerando-se o caso-base de reservatório em três tempos t distintos. Este procedimento é necessário pelo fato de

alguns parâmetros poderem apresentar graus variáveis de sensibilidade em diferentes fases da vida do projeto.

Os resultados da análise de sensibilidade são tradicionalmente visualizados em um gráfico tipo “tornado” (Figura 3.4). Este tipo de gráfico facilita a identificação das variáveis de maior risco relativo, auxiliando na definição do número de variáveis a serem utilizadas na construção da árvore de decisão.

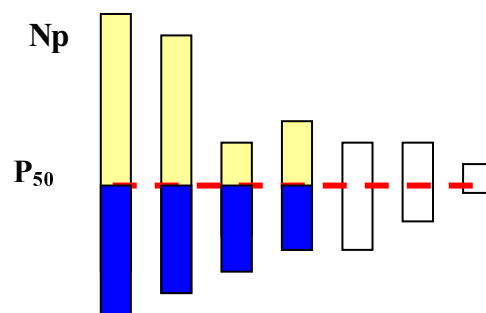


Figura 3.4: Gráfico tipo “tornado”.

3.8 Módulo de Análise de Incerteza

As relações entre as variáveis e suas probabilidades de ocorrência são declaradas em um arquivo de entrada de um programa escrito em linguagem “C”, desenvolvido para o presente trabalho. As variáveis são editadas em arquivos separados e relacionadas aos três arquivos de entrada do simulador de escoamento *Black-Oil* IMEX 99, citados no item 3.1, através da utilização do comando “INCLUDE”.

A fim de proporcionar maior flexibilidade, o número de níveis, as probabilidades, as dependências entre as variáveis e os percentis desejados dos diversos parâmetros de produção são definidos pelo usuário, através do arquivo de entrada. Este arquivo (Apêndice B), basicamente, descreve a estrutura da árvore de decisão e define quais estações serão envolvidas no processamento paralelo. Caso os recursos computacionais instalados viabilizem a inclusão de

múltiplas realizações do modelo estrutural e sedimentar, o programa permite a adoção de um número ilimitado de níveis. Este recurso pode ser utilizado caso venha a ser implementada a simulação estocástica do modelo estrutural.

O programa desenvolvido aciona o módulo de paralelização de simuladores para a distribuição dos processos de simulação entre as estações de trabalho disponíveis. O número máximo de arquivos de saída armazenados em disco é definido pelo usuário, de forma a evitar problemas de limite de espaço em disco. Ao ser atingido o número de arquivos permitido, as informações selecionadas são transferidas para um arquivo-resumo gerado para cada parâmetro de produção, e os arquivos de saída são removidos.

Ao término da execução das simulações, o programa classifica os resultados simulados para cada tempo t , definido através do comando TIME, e atualiza os arquivos-resumo com as estimativas de valor esperado e os percentis especificados no arquivo de entrada.

Capítulo 4

Implementação da Metodologia

O modelo utilizado para a aplicação da metodologia estudada é composto de uma combinação de dados reais e sintéticos, uma vez que nem todas as informações necessárias para a completa caracterização do reservatório estavam disponíveis para o caso escolhido. Foram utilizados dados parciais de um campo real disponibilizados pela AMOCO, para fins de pesquisa. Parte destes dados estão carregados no programa de simulação geoestatística ISATIS, para estudo de caso e já foram utilizados nos trabalhos de Chu *et al.* (1991 e 1994), Deutsch e Journel (1992) e Chambers *et al.* (1994).

O principal intervalo produtor representa uma seqüência de plataforma carbonática progradante com arrasamento para o topo, formada sob condições de energia moderadamente baixa (Chambers e Zinger, 1990).

Os dados carregados no ISATIS são compostos de 55 poços distribuídos em uma área de 9 km² (Figura 4.1). A distribuição dos poços é aproximadamente regular e suas coordenadas espaciais foram alteradas por questão de sigilo, mantendo, porém, a estrutura do reservatório. Os dados constam de:

1. Porosidades médias verticalizadas de 55 poços, obtidas por correlação a partir de perfis sônicos;

2. Topo e espessura do reservatório nas locações dos poços;
3. Impedância acústica normalizada, com inversão de sinal (variando entre -1 e 0);
4. Tempo de trânsito.

Devido à indisponibilidade de dados de perfis e testemunhos, foram arbitrados diversos valores de porosidade ao longo dos poços, com objetivo de suprir dados condicionantes para as simulações Gaussianas e a modelagem do reservatório 3-D.

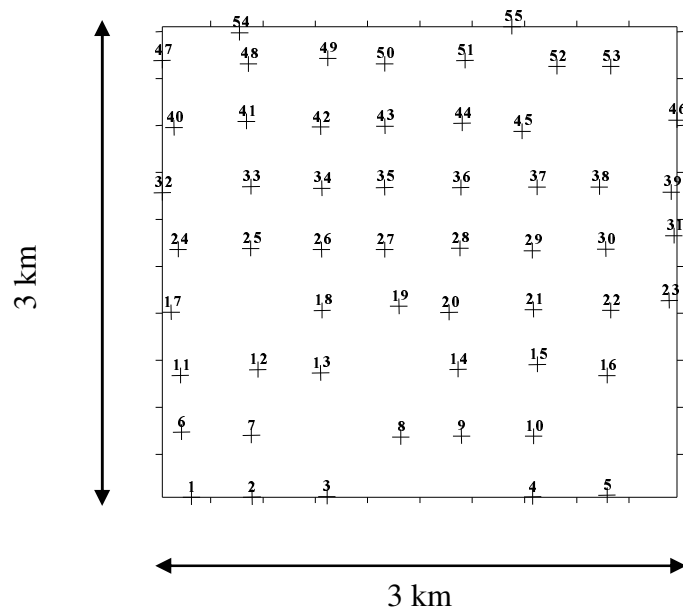


Figura 4.1: Mapa base com a posição dos poços.

4.1 Modelagem Estrutural

Foram construídos três modelos estruturais, com o intuito de simular três interpretações do modelo (pessimista, provável e otimista). As estimativas do topo e espessura do reservatório, foram feitas através de krigagens ordinárias dos dados correspondentes aos 55 poços. A base foi deduzida a partir da soma destes resultados.

Os variogramas utilizados para as krigagens foram deduzidos por Chu *et al.* (1991), e estão indicados nas Equações 4.1 e 4.2.

$$\gamma_{top}(\mathbf{h}) = 4200 \text{ Gauss} \left[\sqrt{\left(\frac{h_x}{10680}\right)^2 + \left(\frac{h_y}{10680}\right)^2} \right] + 36800 \text{ Gauss} \left[\sqrt{\left(\frac{h_x}{\infty}\right)^2 + \left(\frac{h_y}{10680}\right)^2} \right] \quad (4.1)$$

onde $\text{Gauss}(\mathbf{h}/a) = 1 - \exp(\mathbf{h}^2/a^2)$ é um modelo Gaussiano com patamar unitário e parâmetro a (alcance efetivo) $= a\sqrt{3}$; h_x é a coordenada na direção N30W e h_y é a coordenada na direção N60E, com $\mathbf{h} = (h_x, h_y)$.

$$\gamma_{esp}(h) = \epsilon + 50 \text{ Gauss} \left(\frac{|h|}{9000} \right)^2 + 140 \text{ Gauss} \left[\sqrt{\left(\frac{h'_x}{\infty}\right)^2 + \left(\frac{h'_y}{10680}\right)^2} \right] \quad (4.2)$$

onde $\mathbf{h} = (h'_x, h'_y)$ são coordenadas nas direções N30E e N60E, respectivamente.

As superfícies obtidas com o procedimento descrito acima estão representadas nas figuras 4.2 a 4.4.

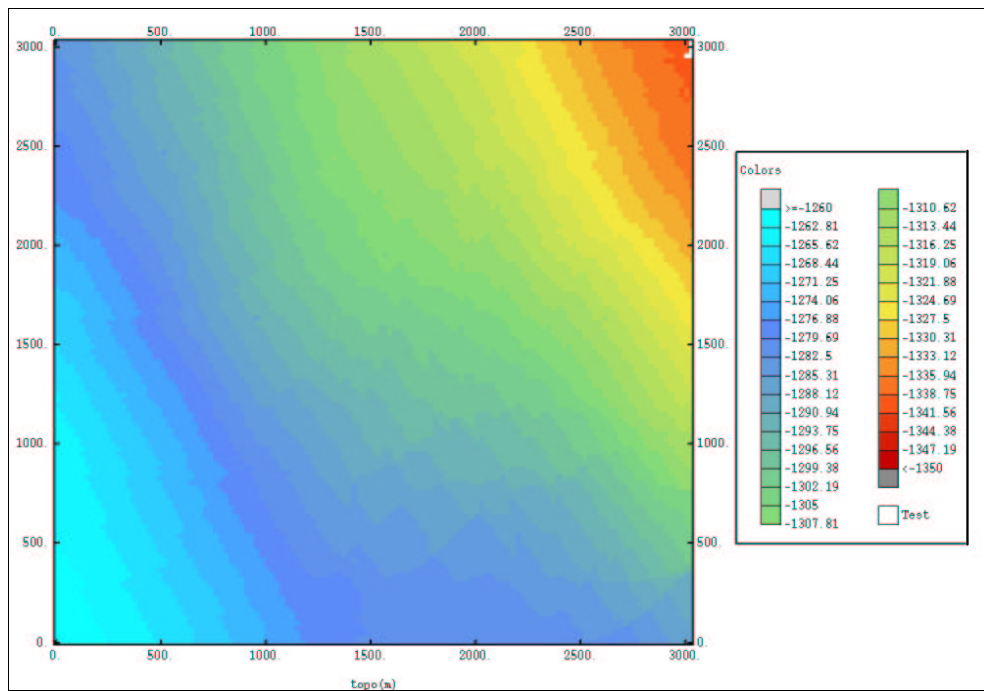


Figura 4.2: Topo do reservatório.

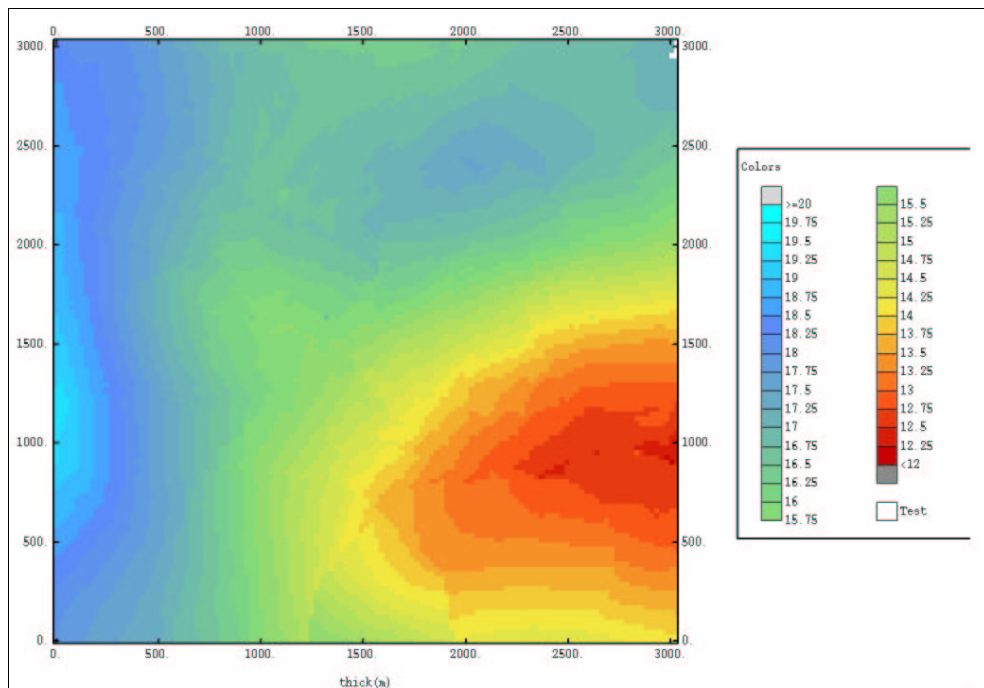


Figura 4.3: Espessura do reservatório.

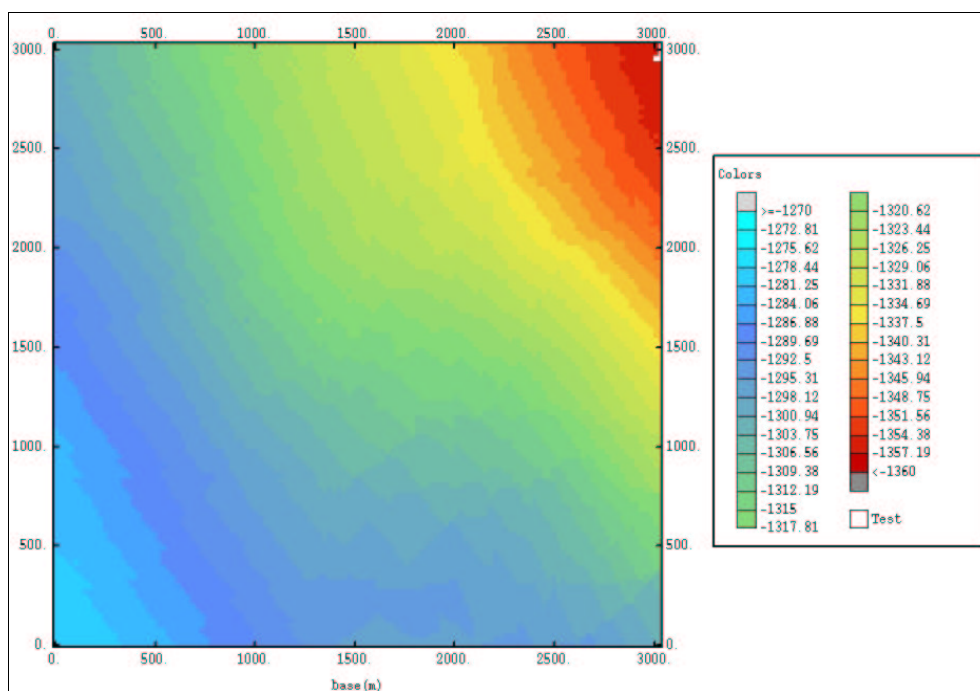


Figura 4.4: Base do reservatório.

Foram definidas arbitrariamente três áreas do reservatório. Estas áreas, juntamente com as estimativas de topo de base, definirão três estruturas, as quais simularão três interpretações estruturais (Figuras 4.5 a 4.7). Estes modelos, considerando os demais parâmetros como prováveis, apresentam os valores de 5.424, 6.017 e 6.395 Mm³ de óleo *in situ*.

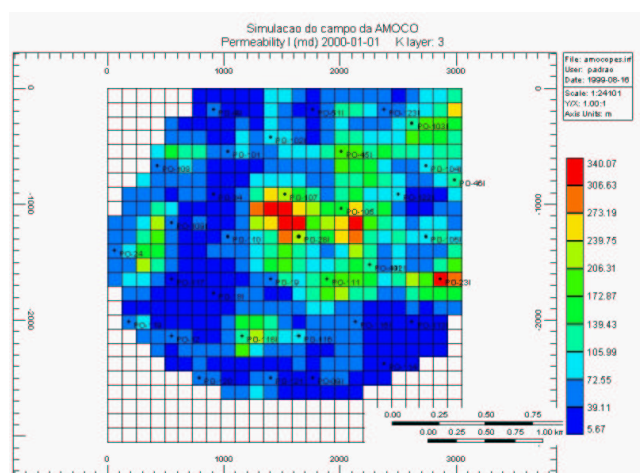


Figura 4.5: Modelo pessimista.

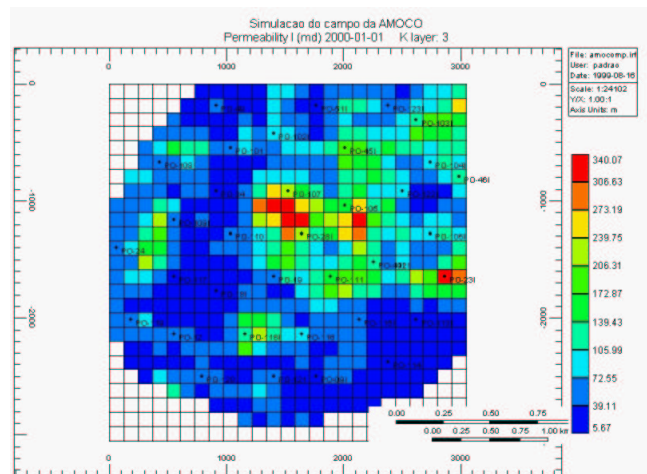


Figura 4.6: Modelo provável.

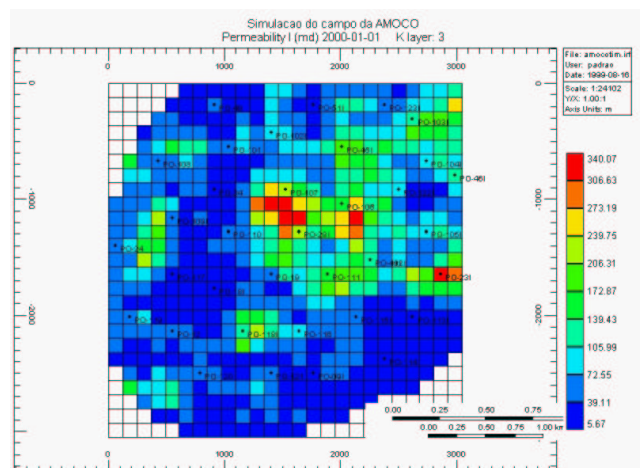


Figura 4.7: Modelo otimista.

Para a estimativa de probabilidade de ocorrência de cada modelo assumiremos, por simplicidade, uma distribuição triangular em que as estimativas dos valores mínimo, provável e máximo dos prospectos sejam os valores citados. A simulação Monte Carlo, após 1000 iterações, forneceu a distribuição mostrada na Figura 4.8.

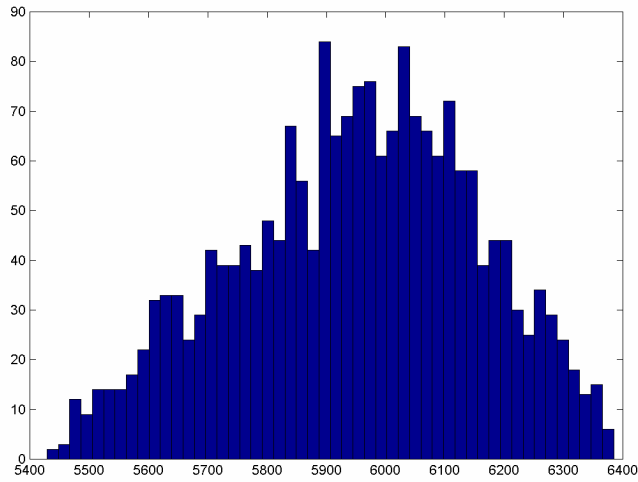


Figura 4.8: Resultado simulação Monte Carlo para os três prospectos.

Dividindo o intervalo em três classes, conforme mostrado na Figura 4.9, a probabilidade de ocorrência de cada uma delas pode ser estimada como sendo a razão entre o número de iterações que simularam valores dentro daquela classe e o número total de simulações. Estas estimativas resultaram em probabilidades aproximadas de 18, 54 e 28%, a serem atribuídas a cada prospecto.

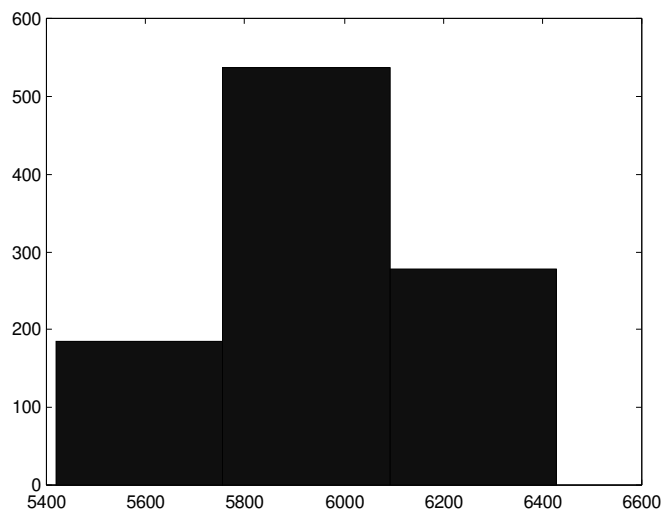


Figura 4.9: Histograma com três classes do volume de óleo *in situ*.

4.2 Modelagem da Distribuição de Porosidades

Para as realizações dos campos de porosidades, foram utilizados dados de apenas 12 poços (Figura 4.10). Deste modo, procurou-se simular a situação de um campo em fase de avaliação, que geralmente conta com as seguintes informações:

- Número reduzido de poços, contendo observações de profundidades de horizontes geológicos e características petrofísicas. Os dados são precisos, porém escassos.
- Dados sísmicos delineando o reservatório. Os dados têm boa cobertura espacial, porém são imprecisos.

A seleção dos 12 primeiros poços foi feita buscando promover uma distribuição regular dos mesmos e, ao mesmo tempo, facilitar a definição de um projeto de exploração. A modelagem de variogramas a partir de número reduzido de poços, pode não ser uma tarefa fácil. Em situação semelhante, a alternativa é a adoção de modelos deduzidos para campos ou afloramentos análogos, ou considerar os parâmetros do modelo geoestatístico como variáveis e realizar um estudo de sensibilidade (Guérrillot *et al.*, 1992).

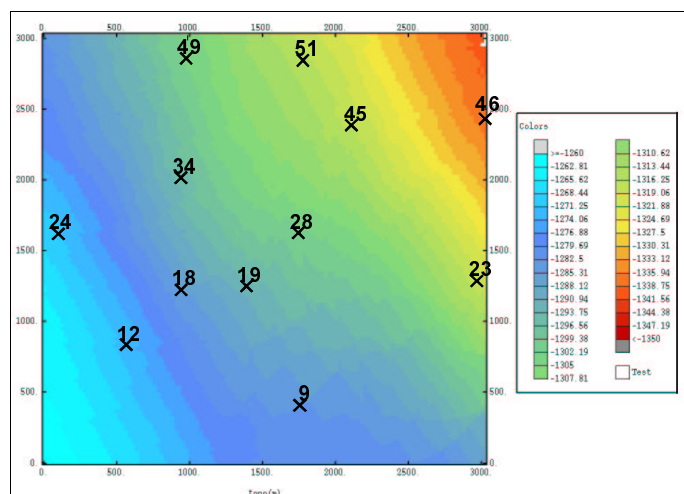


Figura 4.10: Mapa de topo com localização dos poços selecionados para modelagem geológica.

No presente estudo, optou-se por caracterizar o reservatório em três dimensões e, para esta finalidade, foi adotado o modelo de variograma determinado por Chu *et al.* (1991) (Equação 4.3).

$$\gamma(h) = 5.5 \text{ Sph}\left(\frac{|h|}{10}\right) + 8.0 \text{ Sph}\left(\sqrt{\frac{h_{x'}^2}{14000^2} + \frac{h_{y'}^2}{4000^2} + \frac{h_{z'}^2}{0.9^2}}\right) \quad (4.3)$$

onde $\mathbf{h} = (h_{x'}, h_{y'}, h_{z'})$ é o vetor de separação no sistema de coordenadas, x' é o LESTE e y' é o NORTE. Aqui foi considerado um sistema de coordenadas estratigráficas, onde:

$$\begin{aligned} x' &= x \\ y' &= y \\ z' &= \frac{z(x, y) - \text{top}(x, y)}{\text{esp}(x, y)} \in [0, 1] \end{aligned}$$

O método geoestatístico escolhido foi a cokrigagem *collocated*, por possibilitar integrar um atributo sísmico (impedância acústica) e dados de poços (porosidade).

A variável de fundo (impedância acústica), por apresentar uma forte correlação com a porosidade (Figura 4.11) e grande cobertura areal, é utilizada para estimar valores da variável primária (ϕ), onde não há poços. Os dados dos 12 poços iniciais condicionarão as simulações estocástica, resultando em imagens equiprováveis do modelo sedimentar que honram os dados de poços e o modelo de variograma adotado.

Foi adotada uma malha de simulação geoestatística de 125 x 125 x 20, com blocos de 22 x 22 x 1 m, totalizando 312.500 células ativas. As porosidades simuladas nesta malha estão compreendidas entre 3,0 e 12,8%. O tempo de processamento para gerar 20 imagens é de alguns minutos, porém um tempo considerável pode ser necessário na preparação dos dados e parametrização. Uma das realizações de porosidade produzidas pela simulação é apresentada na Figura 4.12.

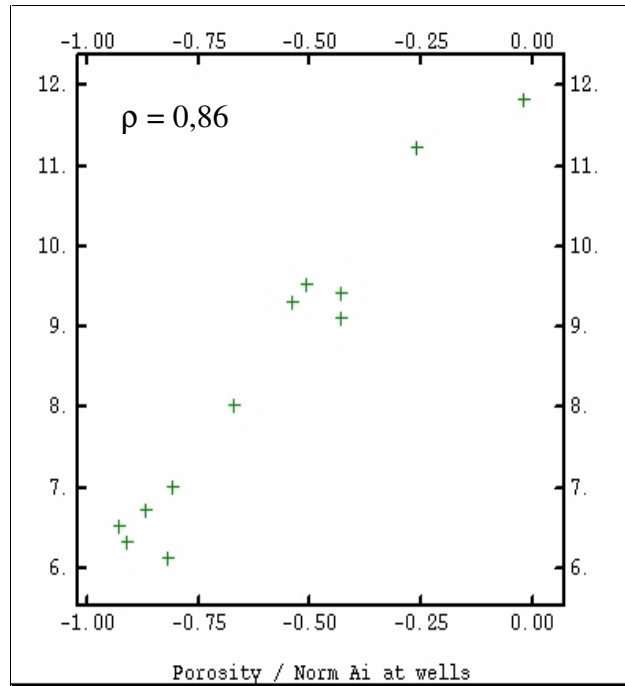


Figura 4.11: Gráfico porosidade *versus* impedância acústica normalizada.

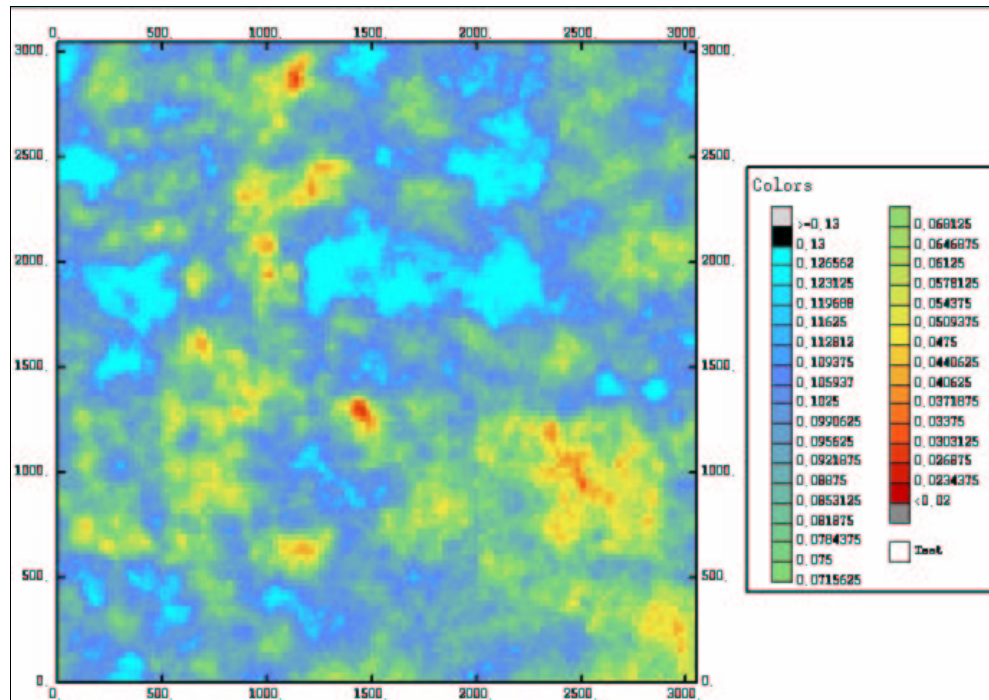


Figura 4.12: Realização de campo de porosidades (imagem 16).

4.3 Modelagem da Distribuição de Permeabilidades Horizontais

Para a modelagem do campo de permeabilidades horizontais, foi assumida uma relação $\phi \times \log(k_h)$ com limites de tolerância arbitrários (Figura 4.13), por não estarem disponíveis dados de permeabilidade e sua distribuição espacial. Caso estes dados estivessem disponíveis, os campos de permeabilidade horizontal e vertical poderiam ser gerados estocasticamente.

Com a abordagem adotada, os valores de permeabilidade correspondentes às realizações de porosidade situam-se entre os limites estipulados, assumindo uma distribuição Gaussiana.

Os valores de permeabilidade horizontal gerados na malha de simulação geoestatística situam-se entre 3,4 e 611,7 mD (Figura 4.14). Para o processo de mudança de escala, a malha foi reduzida de 125 x 125 x 20 para 25 x 25 x 5. Os valores de permeabilidade desta malha ficaram compreendidos entre 6 e 338 mD (Figura 4.15), ilustrando a eliminação de um certo nível de detalhamento das heterogeneidades e conseqüente perda de informações que caracteriza a mudança de escala. As incertezas advindas deste processo não serão abordadas no presente trabalho. As permeabilidades verticais foram assumidas variando entre 10% e 30% da permeabilidade horizontal.

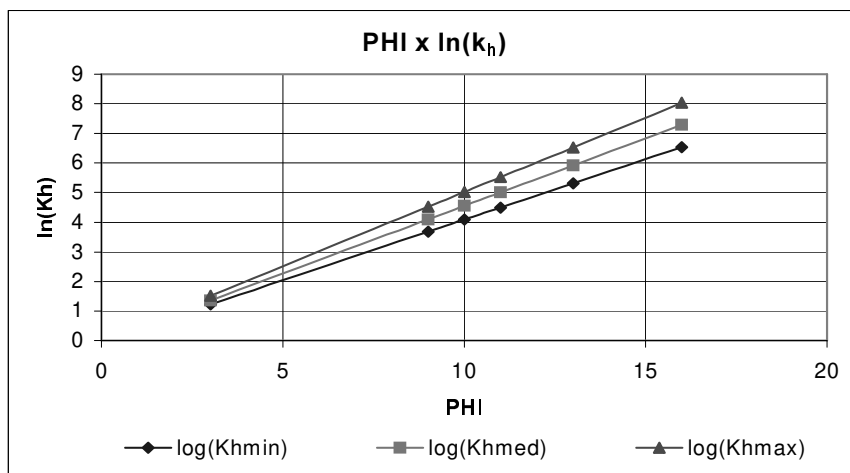


Figura 4.13: Relação $\phi \times \log(k_h)$.

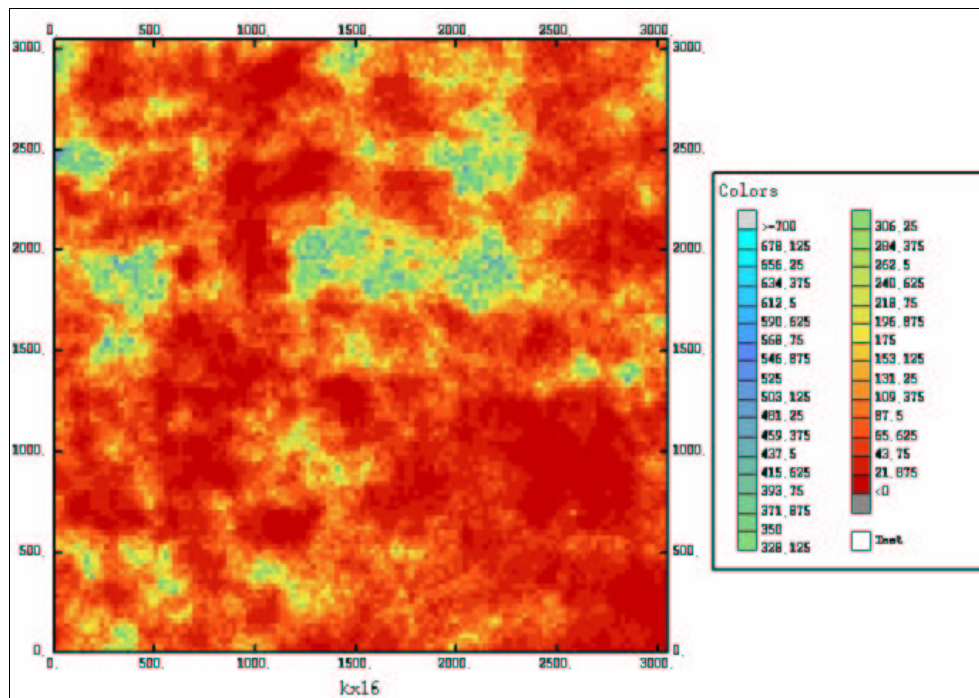


Figura 4.14: Realização do campo de permeabilidades horizontais (imagem 16).

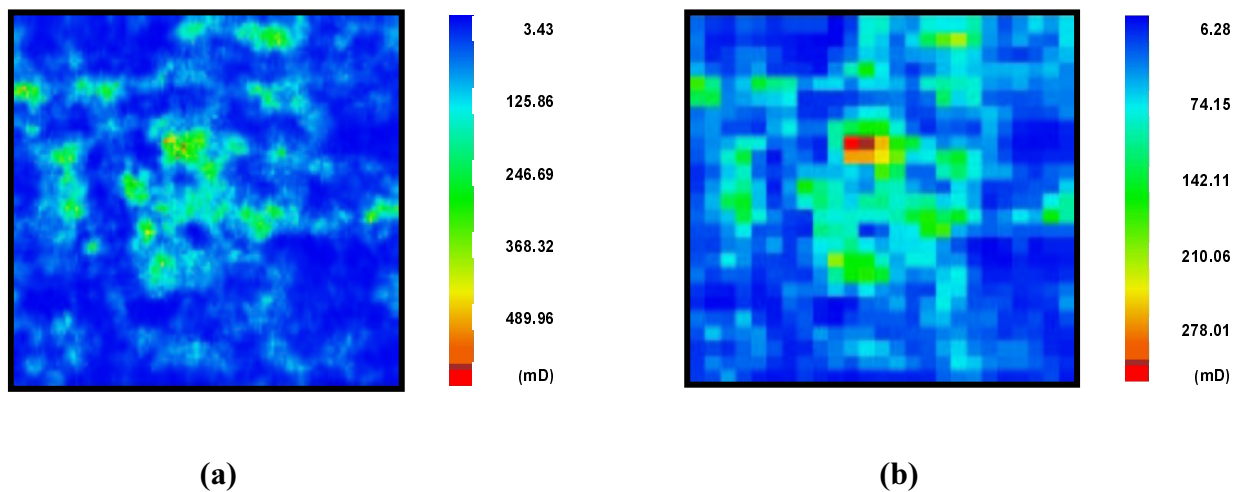


Figura 4.15: Imagem da permeabilidade horizontal antes (a) e após (b) a mudança de escala.

4.5 Estratégia de Exploração

Foram definidas duas estratégias de produção para comparar resultados e verificar o impacto de uma escolha. Podemos admitir que tais estratégias, por implicar em diferentes planos de investimento, seriam duas alternativas a serem analisadas, apresentando diferentes valores esperados de *VPL* e níveis de risco. Apenas os resultados finais da análise da segunda estratégia serão apresentados, uma vez que as etapas de análise serão idênticas.

▪ Estratégia 1

Nos três modelos de reservatório estão identificados, além dos 12 poços utilizados para a caracterização do reservatório, 25 poços adicionais com espaçamento de aproximadamente 450 metros, posicionados de modo a promover a depleção do campo ao término de um período de aproximadamente 10 anos (Figura 4.16).

A exploração do reservatório é realizada através de 27 poços produtores e 10 injetores de água, abertos simultaneamente. Embora esta estratégia não reproduza uma situação real, servirá perfeitamente para aplicação do método e análise dos resultados.

A vazão de produção dos poços é reduzida quando a pressão cai para um valor abaixo da pressão de saturação, com o intuito de minimizar a liberação de gás no reservatório. Os poços produtores estão completados em três intervalos, os quais são isolados seletivamente ao atingir valores de BSW superiores a 90%.

A vazão máxima de injeção por poço injetor é de 5.000 m³/dia, restringindo a pressão de fundo a um valor cerca de 10% inferior à pressão de fraturamento inferida.

- **Estratégia 2**

Esta estratégia considera a eliminação de 3 poços injetores localizados na parte baixa da estrutura (porção nordeste) e a conversão progressiva de poços produtores em injetores de água, à medida que a frente de água avança em direção ao topo.

As vazões iniciais são mais baixas, porém a estratégia simula uma situação de restrição da capacidade de investimento: perfurações e conversões de poços dependeriam do retorno de parte do capital investido e são realizadas ao longo da vida econômica do projeto.

As restrições de vazão, pressão e BSW foram mantidas as mesmas da estratégia 1.

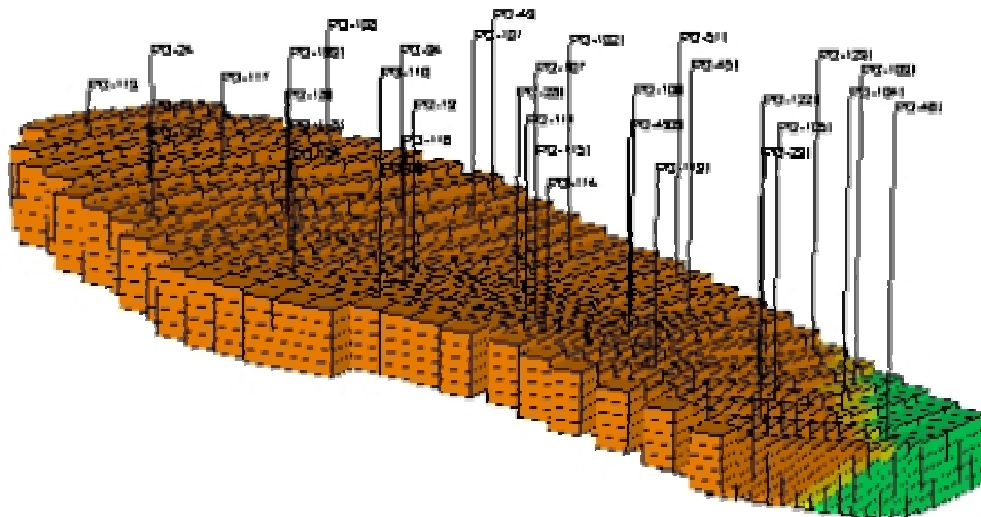


Figura 4.16: Modelo estrutural provável e distribuição dos poços.

4.6 Modelo de Distribuição de Fluidos

O modelo de distribuição de fluidos caracteriza a distribuição espacial de saturações iniciais e as propriedades dos fluidos em geral. A pouca declividade da estrutura e o posicionamento dos poços não permitiu que o contato óleo-água fosse tratado como uma variável.

Foi assumido equilíbrio vertical e o contato óleo-água foi arbitrariamente estabelecido a 1336 m. Deste modo, acima do contato óleo-água a saturação de água inicial é assumida igual a S_{wir} , abaixo do qual a saturação de óleo é zero.

As características de fluido, tais como viscosidade, densidade e dados de PVT foram definidas utilizando dados sintéticos e tratadas sem incertezas (Tabela 4.1).

Tabela 4.1: Características dos fluidos

Fator volume de formação da água	1.021 m ³ /m ³
Massa específica da água	1010 kg/m ³
Compressibilidade da água	4,19 x 10 ⁻³ kPa ⁻¹
Compressibilidade do óleo	12,75 x 10 ⁻³ kPa ⁻¹
Viscosidade da água	0,45 MPa.s
Viscosidade do óleo	1,92 Mpa.s
Massa específica do óleo (37 °API)	839,76 kg/m ³
Pressão de saturação	8,83 Mpa

4.7 Propriedades de Rocha-Fluido

Foram adotados três modelos de curvas de permeabilidade relativa óleo-água. Estas curvas são modelos simplificados e serão assumidas como pseudofunções de permeabilidade relativa possíveis para todo o reservatório (Figura 4.17). Na realidade, estas funções dependem da distribuição espacial das propriedades locais e das condições de escoamento, merecendo um estudo específico para cada caso. A avaliação das incertezas destas curvas implica em um elevado grau de subjetividade e a literatura não apresenta uma metodologia clara de como avaliá-las, deixando tal responsabilidade para os especialistas envolvidos no processo de mudança de escala.

Admitindo-se o equilíbrio gravitacional (separação vertical completa dos fluidos, devido à segregação gravitacional), há um contato bem definido, acima do qual tem-se $S_w = S_{wc}$, e abaixo tem-se $S_w = 1 - S_{or}$. Os valores de S_{wc} e S_{or} não são necessariamente uniformes em todo o sistema heterogêneo, porque dependem da fácies ou da região de rocha. Para sistemas homogêneos, as pseudofunções de permeabilidade relativa se aproximam a retas ligando os pontos terminais (Romeu, 1997).

Os pontos terminais das curvas terão maior impacto em diferentes aspectos de produção. Os modelos assumidos apresentam incertezas mais acentuadas nos valores de saturação de óleo irreduzível (S_{or}). Este enfoque coloca como principais incertezas as reservas totais e a produção de água (Sondena e Haldorsen, 1998) (Figura 4.18).

Assumiremos que a avaliação (subjetiva) de incertezas da pseudofunção da permeabilidade relativa do reservatório, considerado no presente trabalho composto de uma única fácies, levou às probabilidades de 25, 50 e 25% para cada conjunto de curvas.

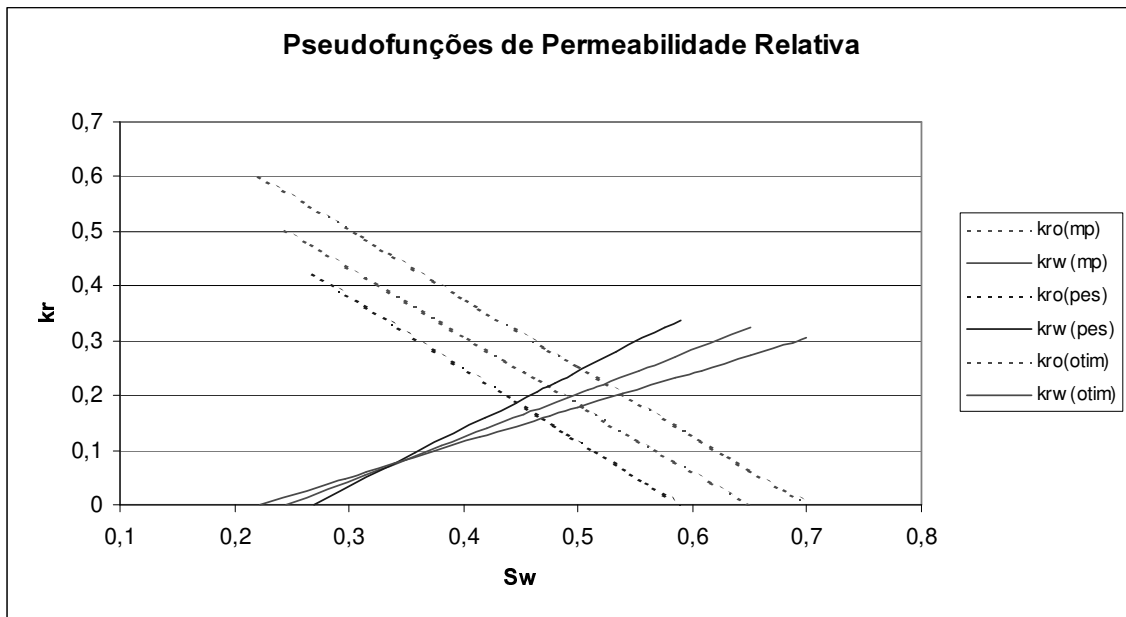


Figura 4.17: Pseudofunções de permeabilidade relativa.

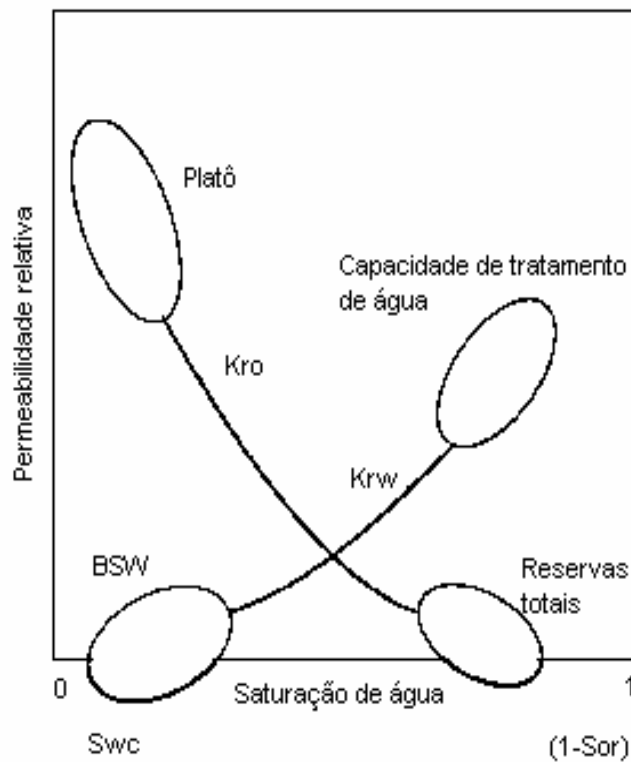


Figura 4.18: Influência das incertezas de S_{wi} e S_{or} no perfil de produção (adaptado de Sondena e Haldorsen, 1998).

4.9 Classificação (*ranking*) das Imagens

Foram realizadas 20 simulações de escoamento visando a classificação das realizações do modelo sedimentar, conforme descrito na Seção 3.5. Para fins de comparação, também são apresentados os perfis de produção obtidos ao assumirmos um reservatório homogêneo (correspondente a uma estimativa determinística), o qual não será considerado para qualquer estimativa de probabilidade. Os valores adotados para caracterizar este reservatório foram a porosidade média, $\phi_{med} = 9\%$, e a permeabilidade média absoluta, estimada como sendo o valor correspondente ao percentil P_{50} dos valores de permeabilidade da malha de simulação, $k_{50} = 55$ mD (após a mudança de escala).

Os perfis de produção acumulada de óleo, gás e água para a estratégia 1 estão apresentados nas Figuras 4.19, 4.20 e 4.21, respectivamente. A hipótese de reservatório homogêneo subestima as vazões iniciais (2 a 3 anos) e superestima as vazões a longo prazo. Este comportamento pode ser atribuído ao efeito de concentração do fluxo em regiões de permeabilidade mais alta, acarretando em maiores vazões iniciais de óleo e água (Figuras 4.22 e 4.23).

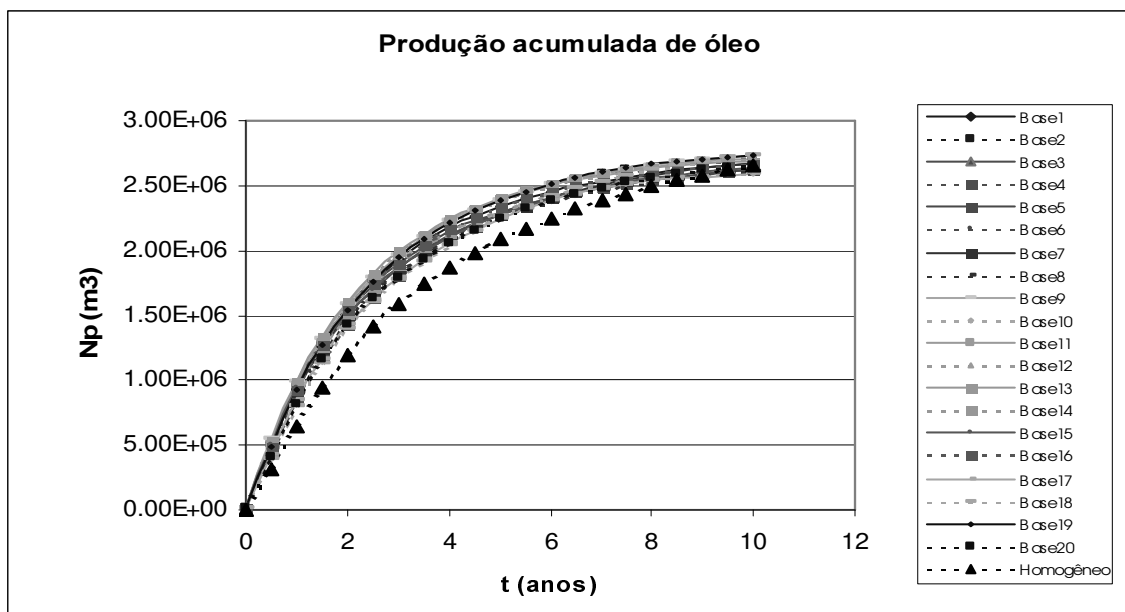


Figura 4.19: Perfis de N_p , para diferentes realizações do modelo sedimentar (estratégia 1).

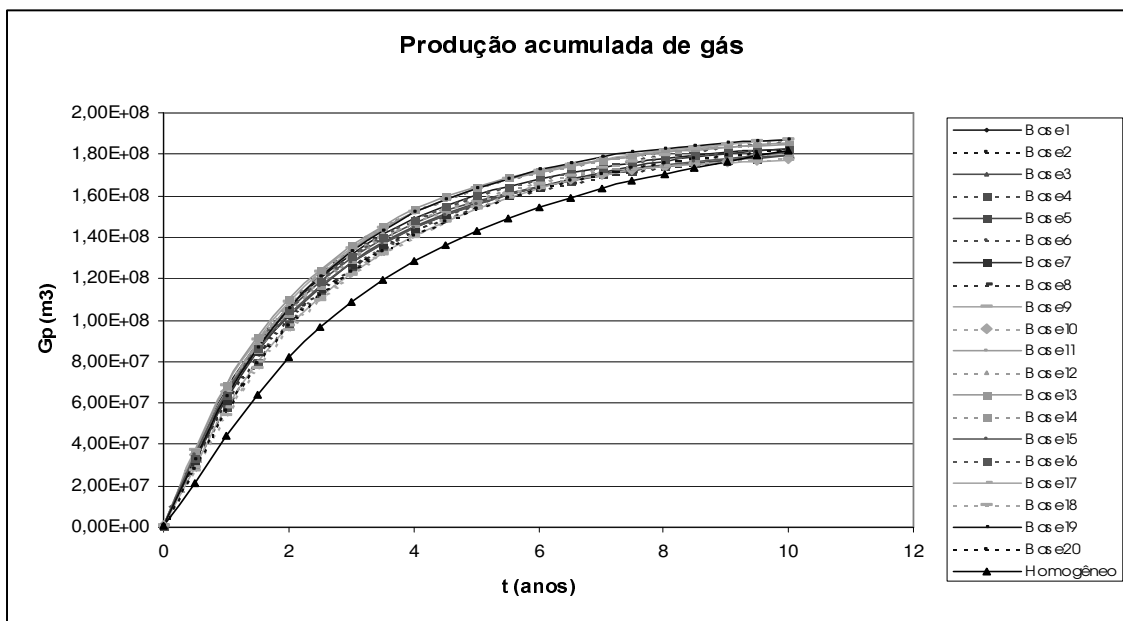


Figura 4.20: Perfis de G_p , para diferentes realizações do sedimentar (estratégia 1).

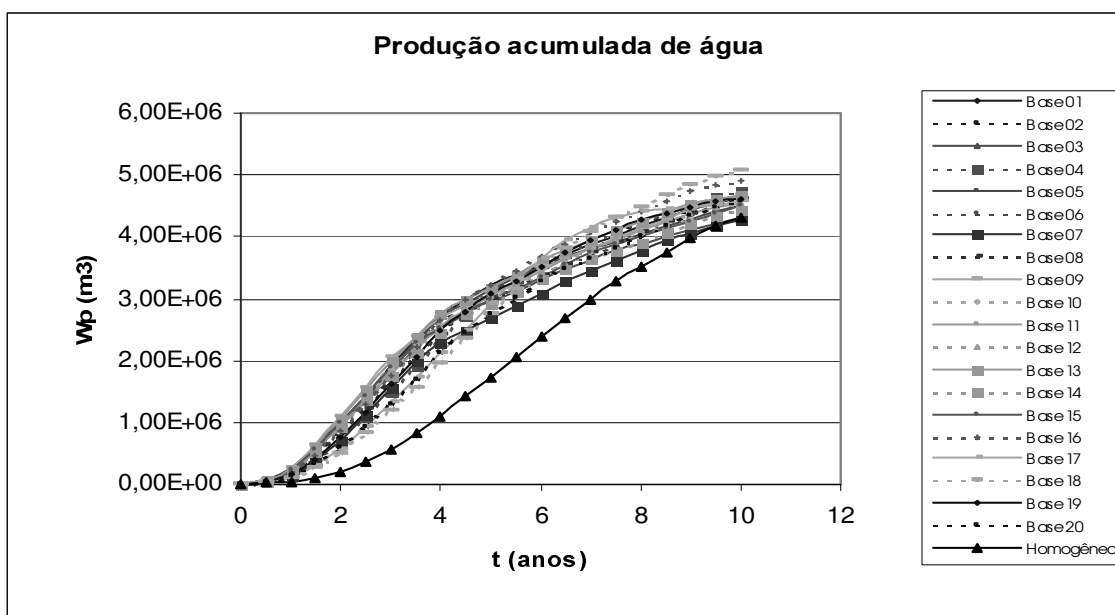


Figura 4.21: Perfis de W_p , para diferentes realizações do modelo sedimentar (estratégia 1).

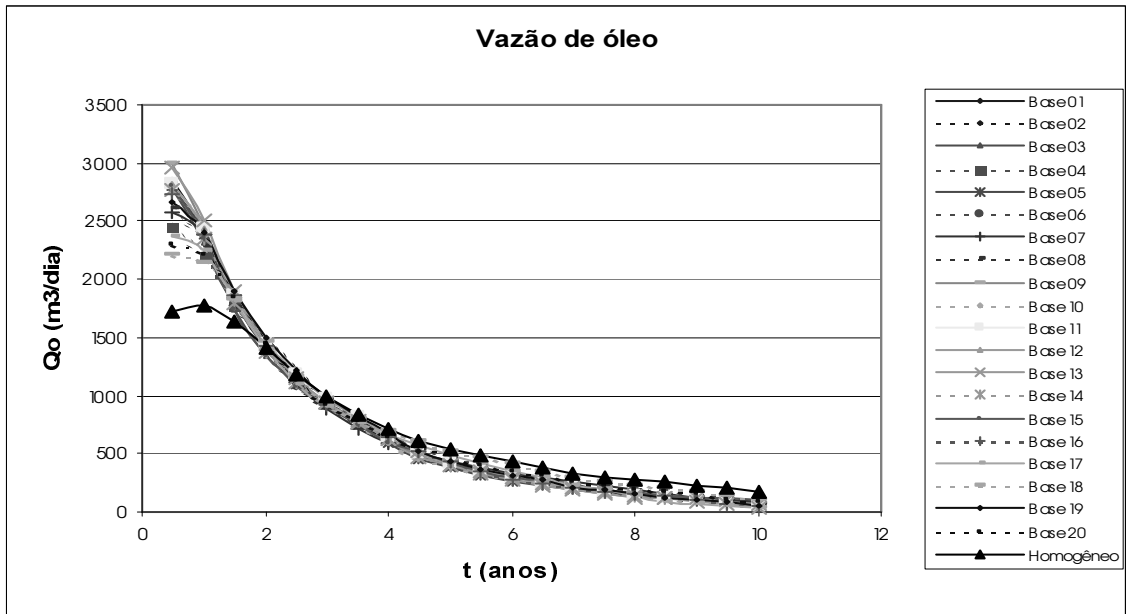


Figura 4.22: Perfis de Q_o , para diferentes realizações do modelo sedimentar (estratégia 1).

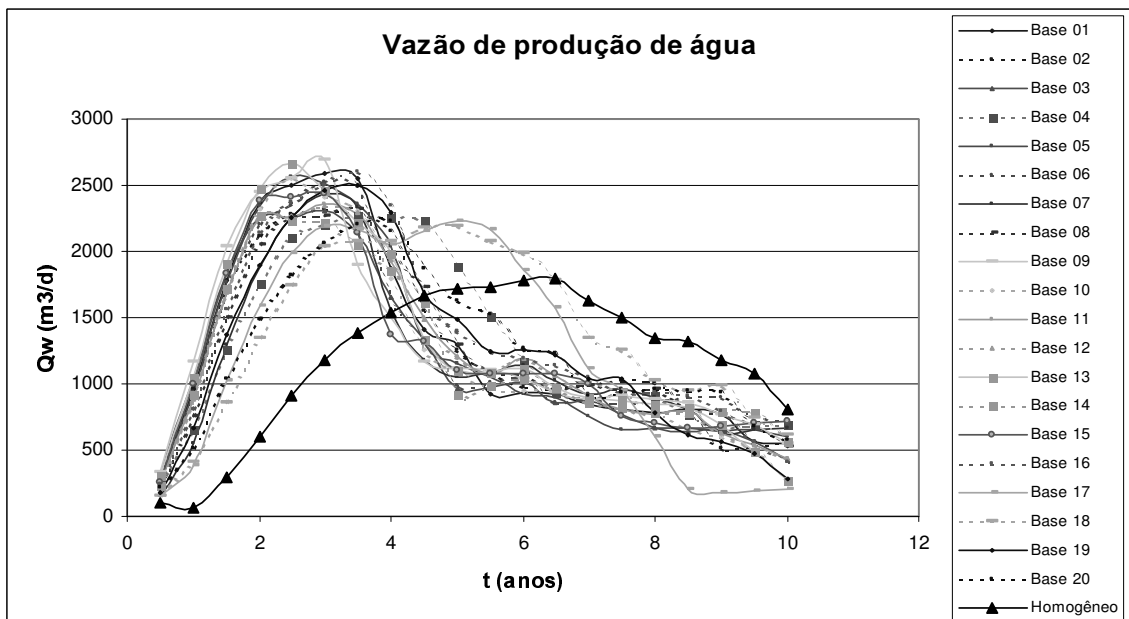


Figura 4.23: Perfis de Q_w , para diferentes realizações do modelo sedimentar (estratégia 1).

As figuras seguintes mostram a classificação das imagens segundo os critérios de Np para 3, 7 e 10 anos (Figuras 4.24 a 4.26) e valor presente, VP , (Figura 4.27). Para o período de 10 anos, a identificação das três classes, conforme descrito na Seção 3.5, torna-se mais evidente.

Após 10 anos de produção, a classificação das imagens para Np ou VP é praticamente a mesma, sofrendo alterações pouco expressivas na classe intermediária, onde os resultados são próximos.

O valor presente foi calculado considerando-se os seguintes parâmetros:

- Preço do óleo: 18,00 US\$/ bbl
- Custo de produção: 8,00 US\$/bbl
- Preço do gás: 90,00 US\$/1000 m³
- Taxa de atratividade: 15 % a.a.

A Tabela 4.2 apresenta a classificação das imagens para Np e VP . As realizações 08, 01 e 06 podem, a princípio, ser selecionadas como representativas das classes pessimista, provável e otimista, respectivamente, em ambos os critérios para a estratégia 1. A probabilidade de ocorrência para cada uma das três imagens selecionadas pode ser estimada como sendo a razão entre o número de imagens pertencentes àquela classe e o número total de imagens geradas (20). O mesmo procedimento foi realizado para a estratégia 2, e os resultados obtidos são mostrados na Figura 4.28 e na Tabela 4.2.

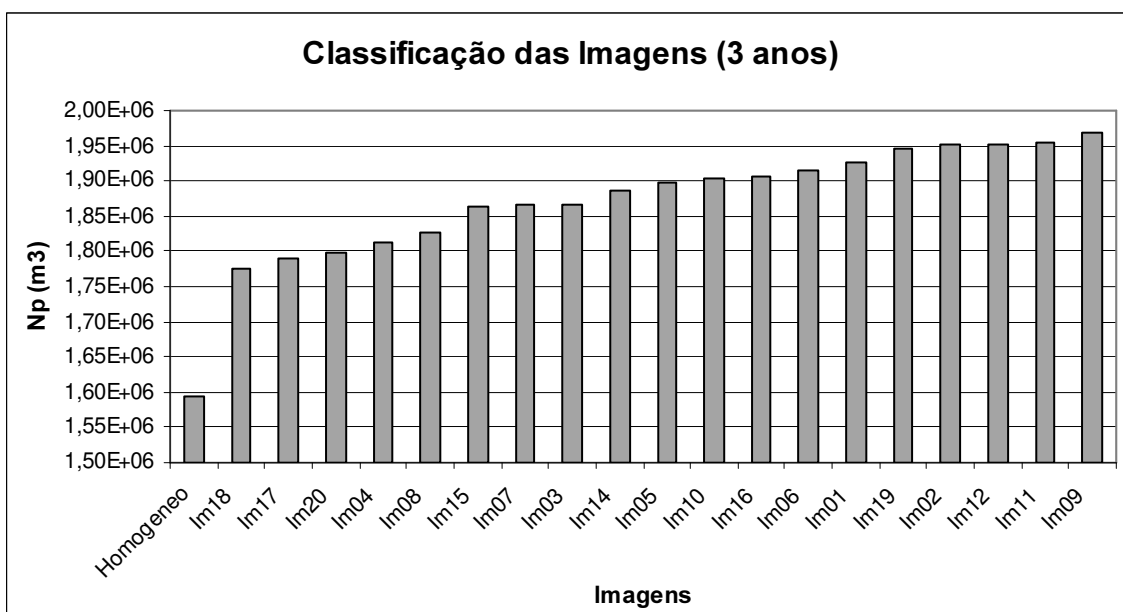


Figura 4.24: Classificação das realizações, para $t = 3$ anos e função-objetivo N_p (estratégia 1).

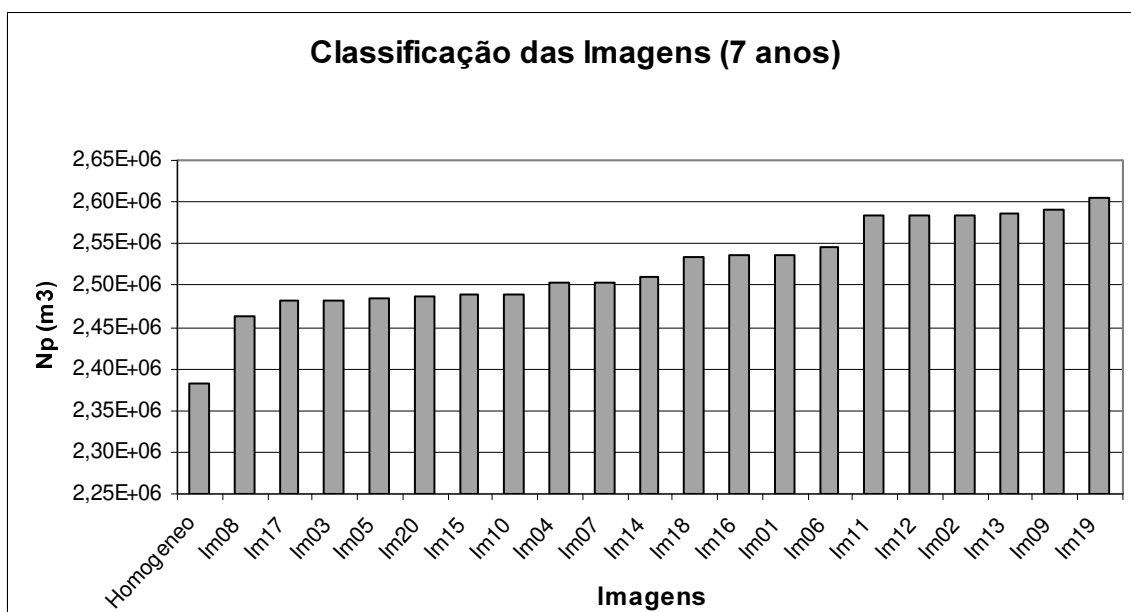


Figura 4.25: Classificação das realizações, para $t = 7$ anos e função-objetivo N_p (estratégia 1).

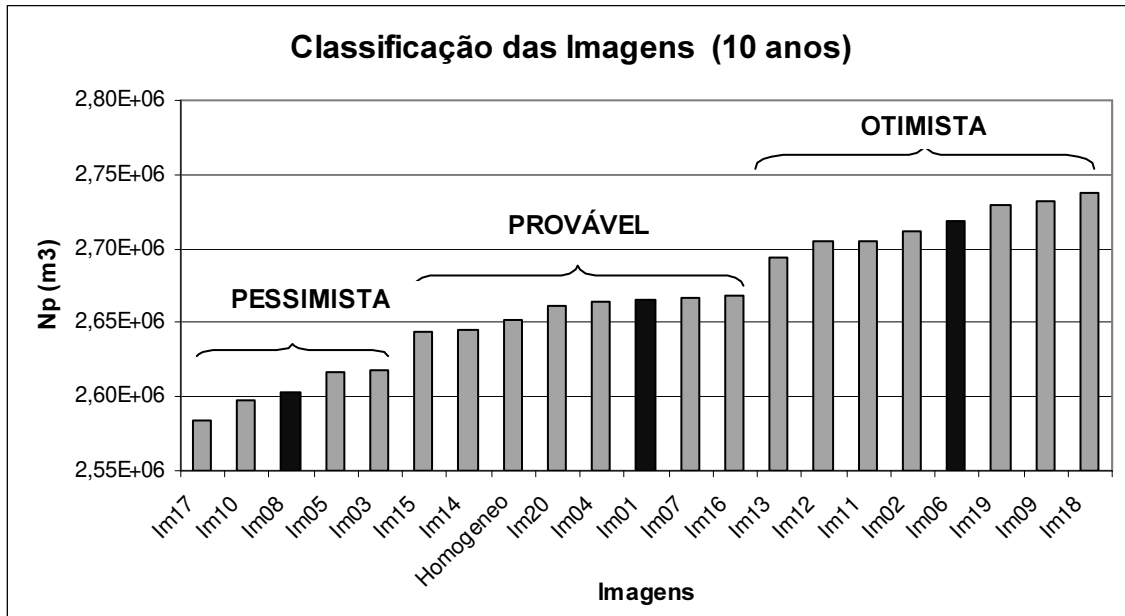


Figura 4.26: Classificação das realizações, para $t = 10$ anos e função-objetivo N_p (estratégia 1). As realizações selecionadas para representar as categorias baixa, provável e alta estão destacadas.

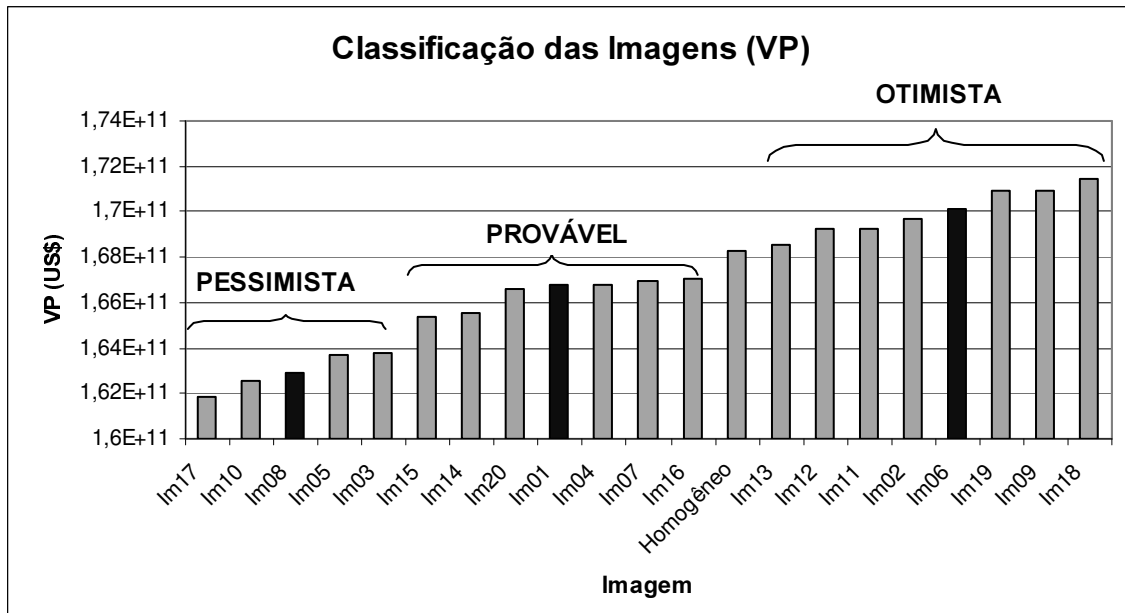


Figura 4.27: Classificação das realizações, para $t = 10$ anos e função-objetivo valor presente para a estratégia 1. As realizações selecionadas para representar as categorias baixa, provável e alta estão destacadas.

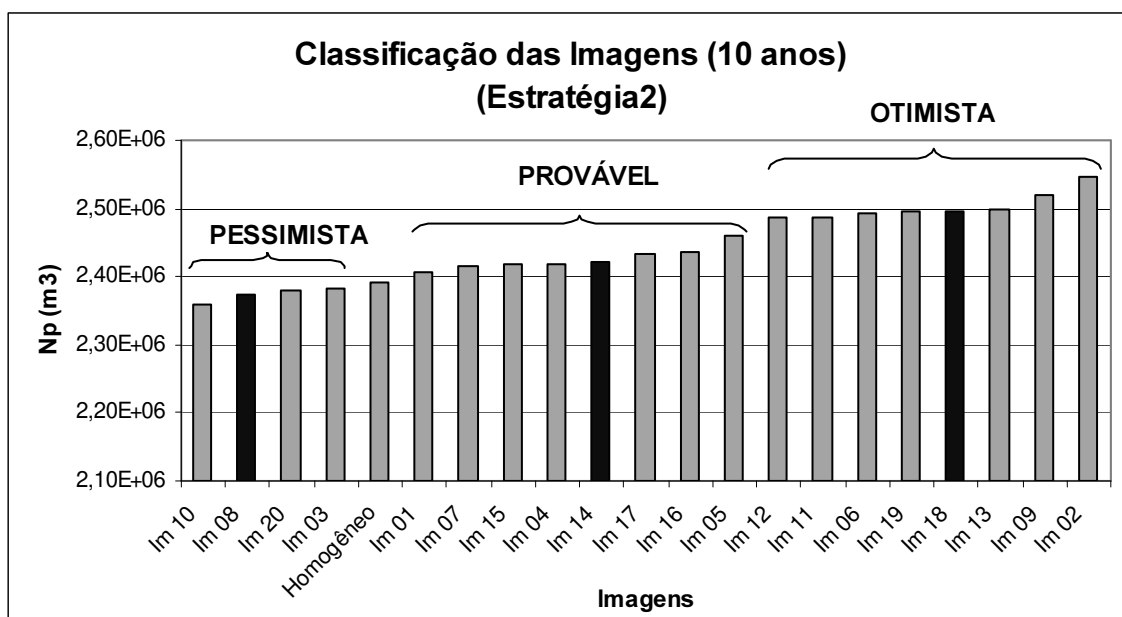


Figura 4.28: Classificação das realizações, para $t = 10$ anos, da estratégia 2. As realizações selecionadas para representar as categorias pessimista, provável e otimista estão destacadas.

Tabela 4.2: Classificação das realizações do modelo sedimentar.

ESTRATÉGIA 1				ESTRATÉGIA 2			
Imagem	Np (m3)	Classe	Probabilidade	Imagem	Np (m3)	Classe	Probabilidade
Im17	2584242,3	PESSIMISTA		Im 10	2358419,5	PESSIMISTA	
Im10	2597019,3	PESSIMISTA		Im 08	2372959,8	PESSIMISTA	4/20
Im08	2603440,3	PESSIMISTA	5/20	Im 20	2378673,8	PESSIMISTA	
Im05	2616357,3	PESSIMISTA		Im 03	2383766,3	PESSIMISTA	
Im03	2618168,8	PESSIMISTA		Homogêneo	2391678,5	-	
Im15	2643307,8	PROVÁVEL		Im 01	2407061,8	OTIMISTA	
Im14	2644450,3	PROVÁVEL		Im 07	2416574	OTIMISTA	
Homogêneo	2652533,8	-		Im 15	2416977,3	OTIMISTA	
Im20	2660751,8	PROVÁVEL		Im 04	2419431,8	OTIMISTA	
Im04	2664495,5	PROVÁVEL		Im 14	2422828,3	OTIMISTA	8/20
Im01	2665077,8	PROVÁVEL	8/20	Im 17	2431892,5	OTIMISTA	
Im07	2667374,3	PROVÁVEL		Im 16	2437102,3	OTIMISTA	
Im16	2668677,5	PROVÁVEL		Im 05	2459413,8	OTIMISTA	
Im13	2693449	PROVÁVEL		Im 12	2487679,3	ALTA	
Im12	2705354	OTIMISTA		Im 11	2487809,8	ALTA	
Im11	2705435	OTIMISTA		Im 06	2493077,8	ALTA	
Im02	2711797,8	OTIMISTA		Im 19	2494525	ALTA	
Im06	2717900	OTIMISTA	7/20	Im 18	2496979	ALTA	8/20
Im19	2729754,8	OTIMISTA		Im 13	2498286,8	ALTA	
Im09	2732238,5	OTIMISTA		Im 09	2519666,3	ALTA	
Im18	2736997,8	OTIMISTA		Im 02	2545778,8	ALTA	

4.10 Análise de sensibilidade

A identificação da imagem representativa do modelo sedimentar provável, completa a relação de parâmetros necessários para definição do caso-base, a partir do qual é realizada a análise de sensibilidade. Adicionalmente às incertezas dos modelo estrutural, sedimentar e da permeabilidade relativa, serão considerados como parâmetros incertos a permeabilidade vertical e a atuação de um aquífero. Admite-se que estas cinco variáveis sejam as mais críticas para o presente modelo. Para a permeabilidade vertical (k_z), assumiremos que estes valores estejam situados no intervalo $0,1 k_h \leq k_z \leq 0,3 k_h$. Assim como k_h , k_z poderia ter sido simulado estocasticamente, caso houvesse dados disponíveis. Devido a indisponibilidade destes, foi assumida a referida relação aproximada. As incertezas relativas às dimensões do aquífero foram expressas através de três valores de raio efetivo de um aquífero analítico.

Poderiam ter sido incluídas diversas outras variáveis para a análise de sensibilidade, num exercício interminável de adoção de hipóteses. Os resultados de tal análise, por serem específicos para cada modelo de reservatório e estratégia de produção, não poderiam de modo algum ser generalizados. Por este motivo, assumiremos que, para o caso específico estudado nesse trabalho, as outras variáveis têm menor impacto na produção e concentraremos a análise com respeito apenas aos cinco parâmetros mencionados no primeiro parágrafo.

Variando-se um parâmetro por vez no caso-base da estratégia 1, foram obtidos os perfis de vazão de óleo e produção acumulada de óleo apresentados nas Figuras 4.29 e 4.30. É interessante observar que a maior variabilidade (incerteza) da vazão de óleo nos primeiros anos (Figura 4.29) pode sugerir a adoção de critérios econômicos, como o valor presente líquido, para função-objetivo, ao invés de Np . Grandes variações de vazão nos primeiros anos de produção produzem maior impacto no cálculo do valor presente líquido. Entretanto, por questão de simplicidade, será considerada apenas a função objetivo Np .

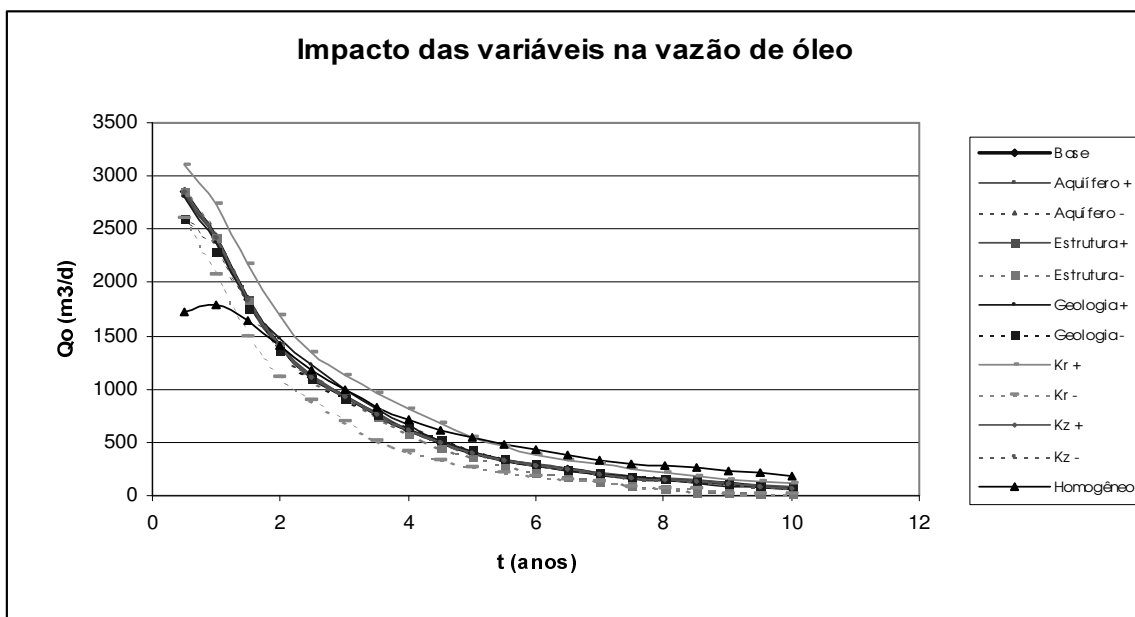


Figura 4.29: Perfis de $Q_o(t)$, variando parâmetros incertos.

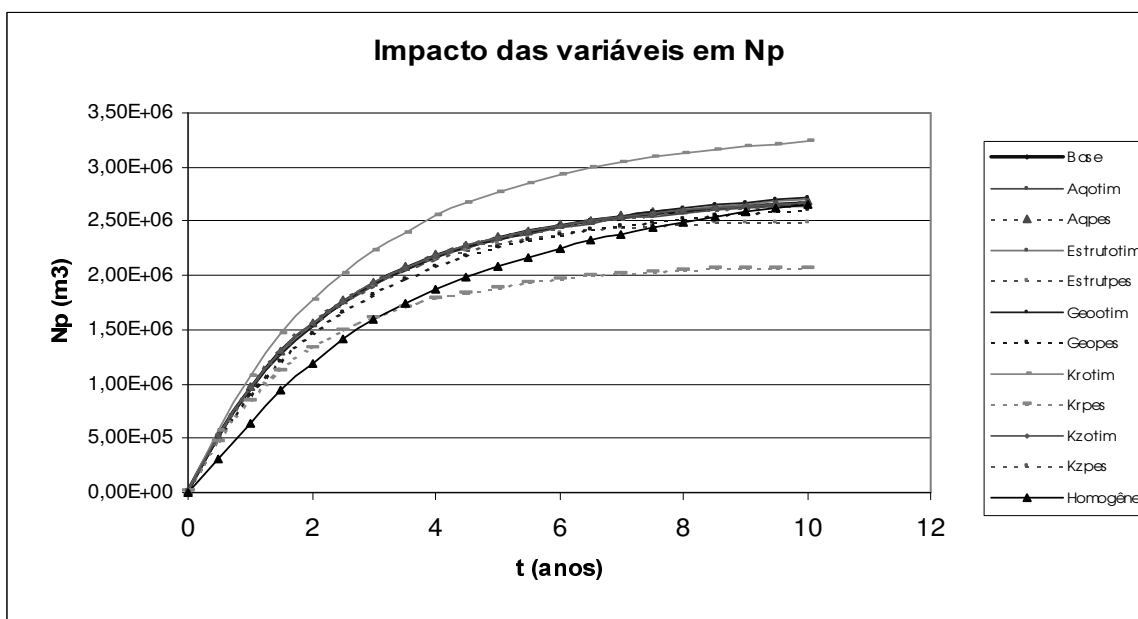


Figura 4.30: Perfis de $N_p(t)$, variando parâmetros incertos.

Os gráficos semelhantes ao tipo “tornado” foram plotados em termos de desvios relativos ao caso-base e normalizados, adotando a produção acumulada de óleo como função-objetivo, para 3 tempos distintos da estratégia 1 (Figuras 4.31 a 4.33).

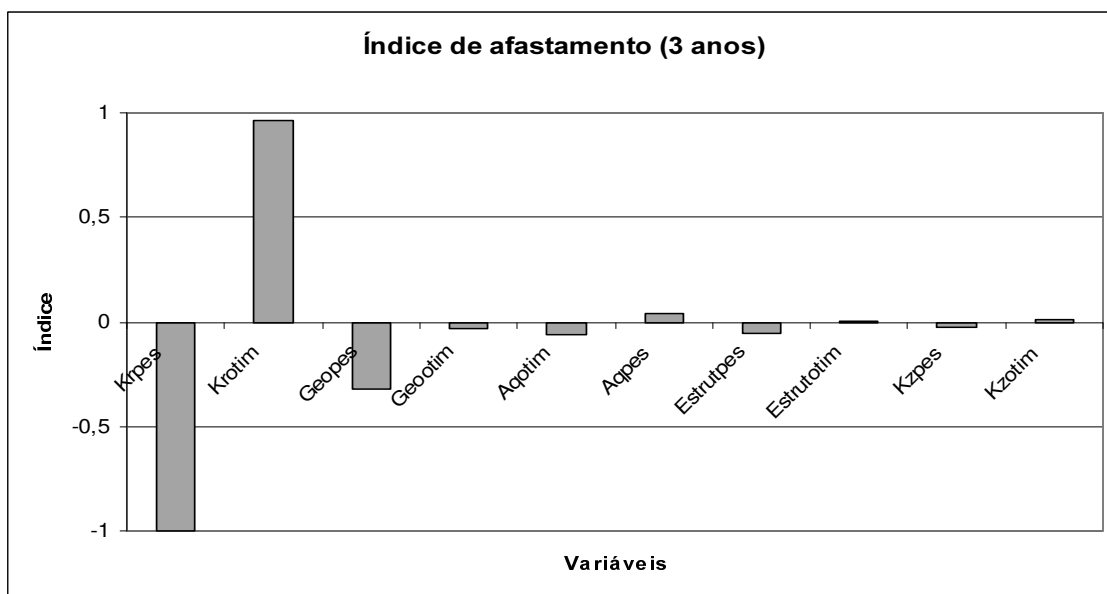


Figura 4.31: Análise de sensibilidade, para 3 anos de produção (estratégia 1).

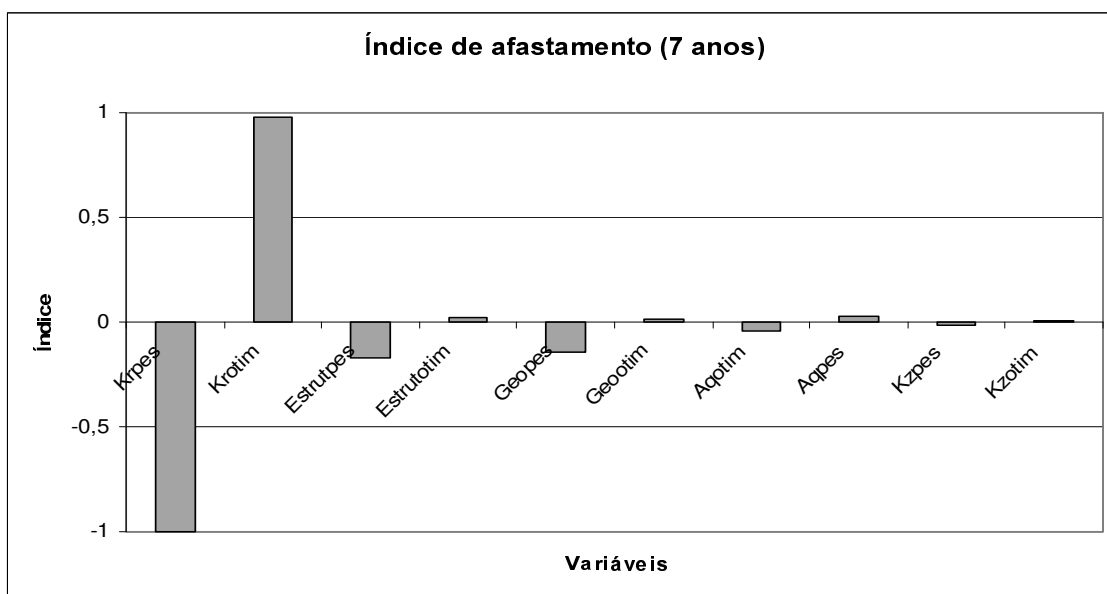


Figura 4.32: Análise de sensibilidade, para 7 anos de produção (estratégia 1).

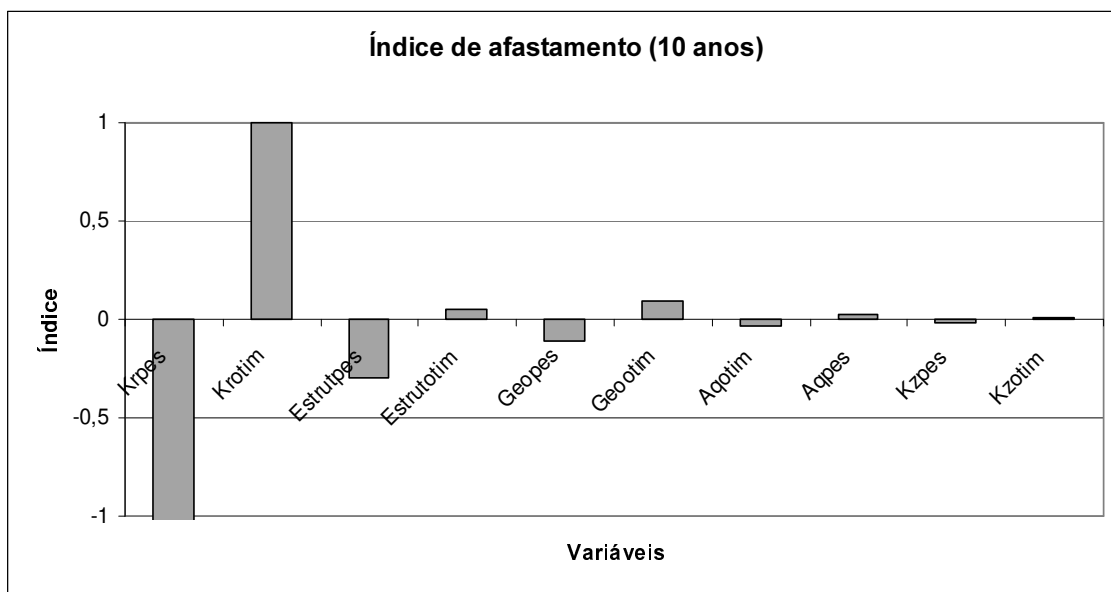


Figura 4.33: Análise de sensibilidade, para 10 anos de produção (estratégia 1).

A classificação observada na Figura 4.33 coloca a permeabilidade relativa, o modelo estrutural e o modelo sedimentar (heterogeneidades) como parâmetros mais críticos, entre os cinco considerados.

Comparando Figuras 4.31 a 4.33, observa-se a inversão da sensibilidade de N_p aos modelos estrutural e sedimentar ao longo do tempo. A produção acumulada de óleo apresentou maior grau de sensibilidade a curto prazo com relação ao modelo sedimentar do que com o modelo estrutural. As heterogeneidades tendem a perder a importância relativa ao longo do tempo, pois todo o óleo móvel tende a ser produzido caso a injeção de água seja efetuada por um tempo indefinido.

A Figura 4.33 mostra o impacto comparativamente desprezível do aquífero e da permeabilidade vertical, para a estratégia 1. Diante de tal resultado não se justificaria considerar mais do que as três primeiras variáveis para inclusão na árvore de decisão.

A Figura 4.34 apresenta o resultado da análise de sensibilidade para a estratégia 2, em que se verifica a validade da mesma observação quanto ao número de variáveis a serem consideradas.

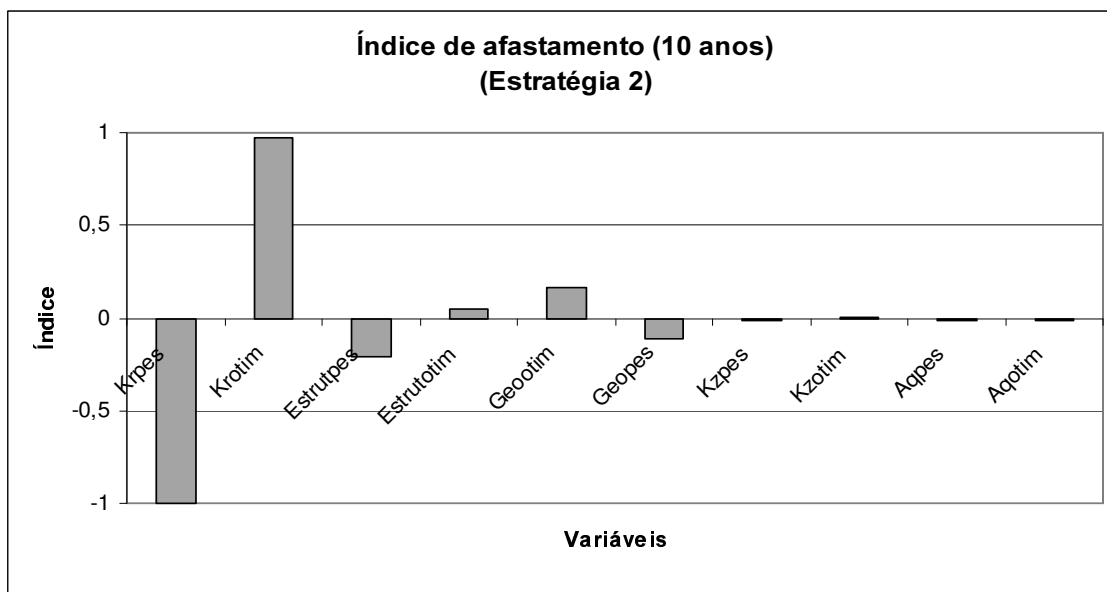


Figura 4.34: Análise de sensibilidade, para 10 anos de produção (estratégia 2).

4.11 Árvore de Decisão

As Tabelas 4.3 e 4.4 reproduzem a classificação das variáveis segundo as análises de sensibilidades realizadas para cada uma das estratégias, apresentando as probabilidades estimadas para cada um de seus níveis. O Apêndice B ilustra o arquivo de entrada do módulo de análise de risco para a estratégia 1, considerando-se apenas as três primeiras variáveis.

Tabela 4.3: Probabilidades estimadas para cada nível das variáveis da estratégia 1.

VARIÁVEL	Pessimista	Provável	Otimista
Permeabilidade relativa	25%	50%	25%
Modelo estrutural	18%	54%	28%
Modelo sedimentar	25%	40%	35%
Aqüífero	25%	50%	25%
Permeabilidade vertical	25%	50%	25%

Tabela 4.4: Probabilidades estimadas para cada nível das variáveis da estratégia 2.

VARIÁVEL	Pessimista	Provável	Otimista
Permeabilidade relativa	25%	50%	25%
Modelo estrutural	18%	54%	28%
Modelo sedimentar	20%	40%	40%
Aqüífero	25%	50%	25%
Permeabilidade vertical	25%	50%	25%

4.12 Processamento dos Resultados

O processamento dos resultados consiste na estimativa, por interpolação linear, dos valores do parâmetro de produção simulado com probabilidades acumuladas de ocorrência de 10, 50 e 90%. Por exemplo, na Figura 4.35 o valor P10 ($\cong 3300 \times 10^3 \text{ m}^3$) para $t = 10$ anos, fornece o valor estimado cuja probabilidade de que venha a ser superado é de 10%. O valor esperado é definido por:

$$VE [Np(t)] = \sum_{i=1}^N P_i Np_i(t) \quad (4.4)$$

O valor esperado representa o perfil médio, enquanto o perfil P50 representa o perfil de medianas. Estes valores são diferentes nos casos em que a função distribuição de probabilidade para aquele parâmetro apresente assimetria.

Os perfis probabilísticos de Np , processados para ambas as estratégias, são apresentados nas Figuras 4.35 e 4.36.

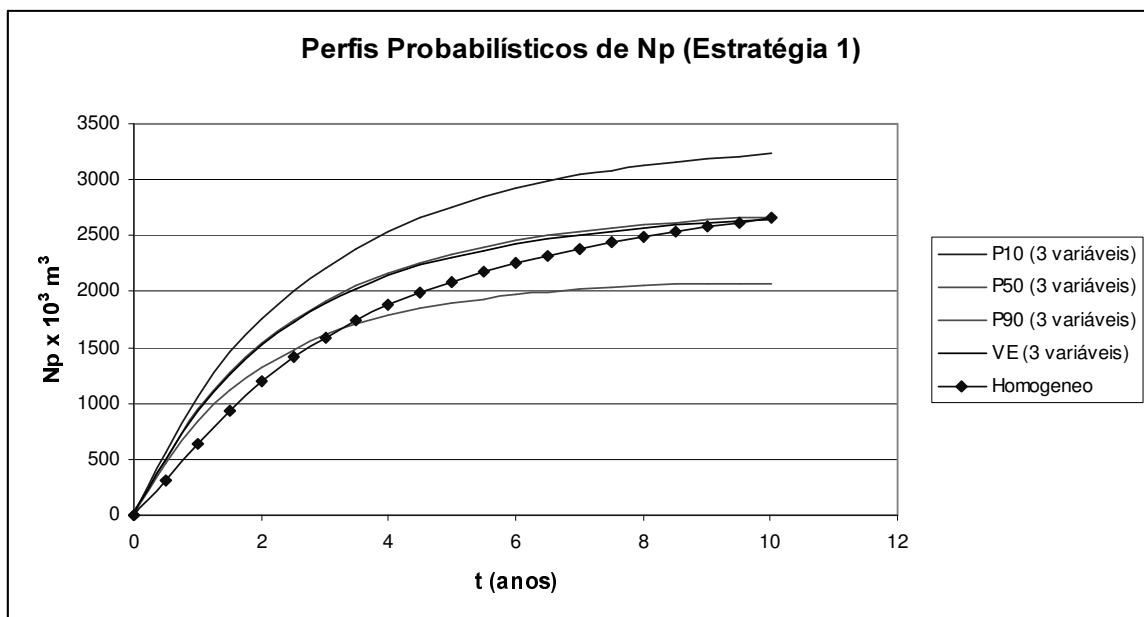


Figura 4.35: Perfis probabilísticos de Np , para a estratégia 1.

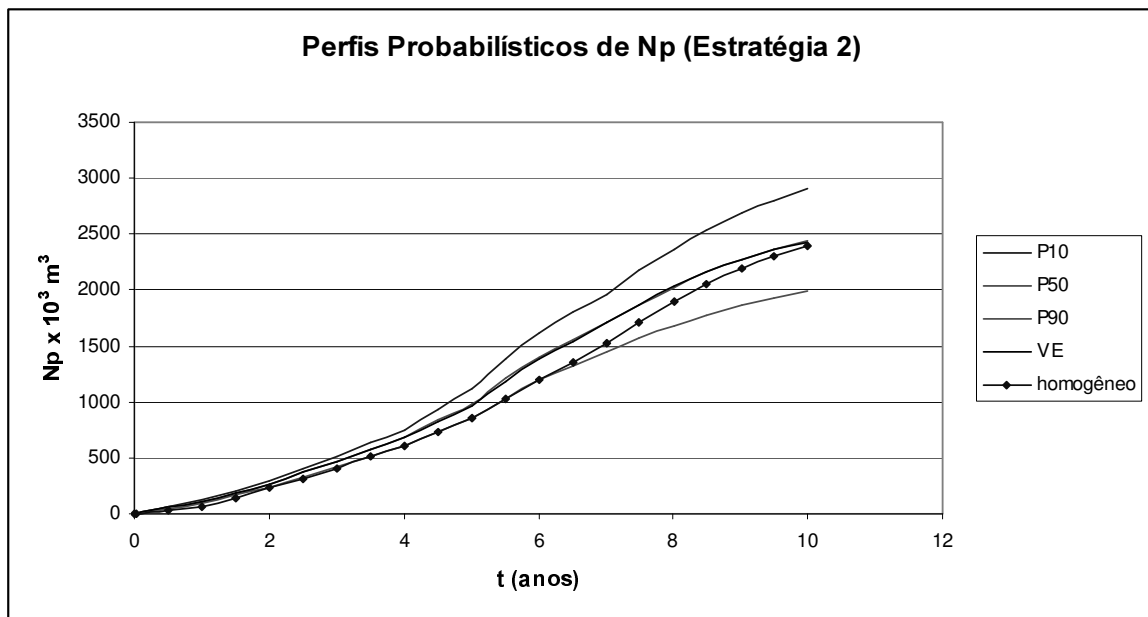


Figura 4.35: Perfis probabilísticos de Np , para a estratégia 2.

Os resultados mostram uma expectativa de produção mais promissora para a estratégia 1, considerando-se o valor esperado de NP para 10 anos de produção. Entretanto, esta estratégia apresenta incertezas maiores para o parâmetro simulado, como pode ser observado comparandose as respectivas amplitudes P_{10} - P_{90} .

O perfis probabilísticos das vazões de água ou gás (ou suas acumuladas) não devem ser processados utilizando valores observados de RAO e RGO (observação válida para campos em produção), pois isto poderia causar o cruzamento de perfis probabilísticos (Jensen, 1998). Para cada um desses parâmetros, todo o processo deve ser repetido.

4.13 Esforço Computacional e Humano

A metodologia abordada é simples, porém esta característica não deve ser entendida como pouco trabalhosa. A modelagem do modelo sedimentar não demanda um esforço computacional intenso, embora um tempo considerável de horas-homem seja geralmente necessário na fase de

coleta e organização dos dados e análise. O tempo dispendido no processo de mudança de escala das realizações do modelo sedimentar dependerá, basicamente, do método adotado e, no caso de serem utilizadas fórmulas simples, não é tão crítico. As simulações de escoamento, por sua vez, podem incorrer em tempos de processamento consideráveis, dependendo do modelo de reservatório. Além das simulações definidas pela árvore de decisão, devem ser consideradas aquelas realizadas na etapa de análise de sensibilidade: duas para cada variável analisada. O número total de simulações de escoamento pode variar consideravelmente, em função do número de variáveis e níveis adotados na árvore de decisão. Neste ponto, fica clara a importância do processamento paralelo para a viabilização desta metodologia, ou qualquer outra que implique em simulações de escoamento.

Lia *et al.* (1997) mostraram em um excelente trabalho que a automação dos processos envolvidos é possível, reduzindo consideravelmente o tempo de processamento. Entretanto, como já foi comentado, um programa comercial com as características apresentadas no referido trabalho ainda não está disponível.

Capítulo 5

Análise dos resultados

O objetivo deste trabalho não é realizar uma análise de incertezas para um reservatório específico, como o utilizado no capítulo anterior, mas pesquisar o tema e desenvolver uma metodologia de análise do impacto de incertezas no desenvolvimento de campos de petróleo. Entretanto, alguns comentários devem ser feitos sobre os resultados da metodologia aplicada ao modelo escolhido.

Uma questão a ser destacada é que a metodologia utilizada pode ser muito importante para o estudo de projetos em que se queira incluir o impacto das heterogeneidades de reservatório, entre outras variáveis.

O modelo geológico utilizado na presente dissertação se mostrou pouco adequado para este estudo. Após a análise dos resultados, pode-se concluir que isso se deve principalmente à ausência de grandes heterogeneidades, incertezas relativamente pequenas assumidas para o modelo estrutural (com reflexo nas incertezas de *VOOIS*) e pelo grande impacto de apenas uma variável (permeabilidade relativa). Face ao quase total controle do desempenho do reservatório pelo modelo de incerteza da pseudofunção de permeabilidade relativa, chegou a ser testado um segundo modelo. Os resultados foram semelhantes e não foram apresentados para não se incorrer em redundância.

A análise do ordenamento (*ranking*) das imagens do modelo sedimentar nas Figuras 4.24 a 4.26 mostra que podem ocorrer mudanças no mesmo ao longo do tempo. Cerca de 85% das realizações permaneceram dentro das categorias iniciais (baixa, média e alta) durante o período de produção da estratégia 1. É possível que um modelo de reservatório mais heterogêneo e/ou uma estratégia de exploração diferente possa apresentar mudanças de classificação bem mais acentuadas ao longo do tempo. A hipótese de preservação da classificação das realizações do modelo sedimentar, face a estes resultados, pode não se mostrar aceitável. Como consequência, a identificação de apenas três realizações deste modelo pode levar a resultados pouco confiáveis, caso as heterogeneidades venham a ser identificadas como críticas na etapa de análise de sensibilidade. Neste caso, a opção é incluir um número maior de realizações, aumentando o número de níveis referentes a este modelo na árvore de decisão. O número adequado de níveis seria, então, definido de modo a compatibilizar a confiabilidade requerida para a estimativa e as restrições existentes quanto à capacidade computacional e ao tempo disponível.

A identificação das heterogeneidades do reservatório como uma das principais fontes de incertezas na previsão de produção reforça a necessidade do envolvimento da simulação de escoamento no processo de avaliação de projetos em campos de petróleo. Somente através da simulação de escoamento, o impacto das heterogeneidades de reservatórios nas diferentes estratégias pode ser avaliado de modo confiável.

A adoção de um modelo determinístico, com parâmetros médios e reservatório homogêneo, pode originar perfis de produção não incluídos pelo envelope de perfis probabilísticos, principalmente nos primeiros anos de produção, quando as heterogeneidades do reservatório podem apresentar grande influência nas vazões iniciais. As Figuras 4.35 e 4.36 mostram que as diferenças entre as previsões simuladas com o modelo homogêneo e o valor esperado de simulações de modelos estocásticos podem ser acentuadas com a adoção de diferentes estratégias de exploração.

As incertezas decorrentes das heterogeneidades petrofísicas (permeabilidades absolutas) tendem a ser menos impactantes a longo prazo, como mostram os resultados da análise de

sensibilidade da estratégia 1 (Figuras 4.31 a 4.33). Entretanto, no presente trabalho não foram incluídas heterogeneidades estruturais (falhas e fraturas). A capacidade de selo de zonas de falhas é reconhecidamente a fonte de incertezas mais crítica (Lia *et al.*, 1997).

Na Figura 5.1 são apresentados todos os perfis simulados (estratégia 1) onde podem ser identificadas três famílias de curvas controladas pelos três modelos de permeabilidade relativa. A adoção de níveis ou valores centrais das classes pessimista, provável e otimista, pode criar um efeito de concentração dos perfis de desempenho em grupos de curvas controladas pelas variáveis mais críticas. Essa concentração corresponderia a uma função de distribuição de probabilidade multi-modal daquele parâmetro ao longo do tempo, imposta pela seleção de apenas três valores (no caso de se optar por um modelo de árvore de decisão com apenas 3 níveis para a variável mais crítica) de uma função de distribuição de probabilidades contínua. Distribuições multi-modais para perfis de produção não têm validade em casos reais.

Há duas possibilidades para minimizar contornar o problema descrito no parágrafo anterior:

1- A discretização da função de distribuição de probabilidades das variáveis mais críticas em um maior número de níveis. Entretanto tal solução implica em um aumento do número total de simulações. Este procedimento é mais consistente, porém sua implementação deve ser avaliada em função das possíveis limitações de tempo já citadas. Devemos lembrar que o número total de simulações definido pela árvore de decisão corresponde à multiplicação dos números de níveis atribuídos a cada uma das variáveis consideradas.

2- A conversão aproximada destes perfis probabilísticos em distribuições triangulares estimadas a partir dos valores P_{10} , P_{50} e P_{90} , para cada tempo. Para fins de estimativas, quando existem tantas incertezas envolvidas, esta simplificação pode ser julgada razoável.

Se o objetivo da análise for prever os valores limites de vazões para fins de dimensionamento de facilidades, as informações fornecidas pelos perfis das Figuras 4.34 e 4.35 podem ser consideradas satisfatórias. Entretanto, se o objetivo do estudo for a avaliação de riscos econômicos, conforme citado no Capítulo 1, a simulação Monte Carlo destes perfis carece de

fundamento, pois o perfil de probabilidades acumuladas para cada tempo apresenta distorções causadas pelos motivos expostos.

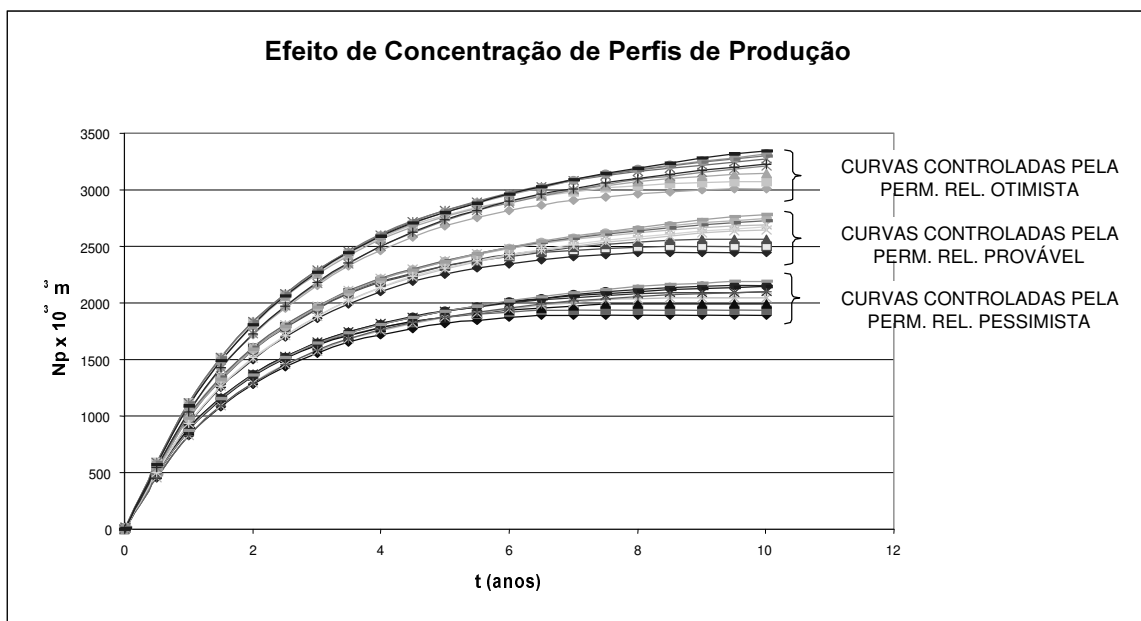


Figura 5.1: Efeito de concentração de perfis. Cada grupo de curvas é controlado pela variável mais sensível (permeabilidade relativa).

Uma questão freqüente em aplicações de estatística é a importância e a credibilidade de avaliações subjetivas. A ausência ou insuficiência de informações nos força a utilizar critérios subjetivos para estimar distribuições dos mais variados parâmetros. No presente trabalho, a variabilidade do parâmetro mais crítico (pseudofunção da permeabilidade relativa) foi estimada deste modo. Carece de consistência estimar limites e probabilidade de ocorrência de uma função dependente da posição e da estratégia de exploração, bem como adotar tal modelo para todo um campo, independentemente da estratégia assumida. Trata-se de uma entre tantas simplificações assumidas de modo a viabilizar este tipo de estudo.

Estimativas subjetivas são perfeitamente aceitáveis, no caso de existirem dados insuficientes para a aplicação da estatística objetiva, desde que sejam feitas por profissionais com conhecimento e experiência nas áreas correlatas. Por esta razão, advoga-se que a análise de

incertezas na previsão de produção deve ter o suporte de um time multi-disciplinar e o registro das hipóteses e simplificações assumidas. O contínuo acompanhamento dos resultados permitirão avaliar a validade destas simplificações para futuras referências.

Como foi visto, um estudo consistente de incertezas na previsão de parâmetros de produção implica em um número considerável de simulações de escoamento. Em virtude do tempo requerido para estas simulações, a viabilização deste tipo de análise requer uma razoável capacidade computacional instalada e utilização dos recursos do processamento paralelo.

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

A presente dissertação abordou uma metodologia que permite estimar perfis probabilísticos de parâmetros de desempenho de reservatórios (vazões, produções acumuladas, etc.) para fins de análise de risco de projetos. Foi utilizada a árvore de decisão para compor modelos completos de reservatório e definir suas probabilidades de ocorrência. Estas probabilidades são calculadas a partir da estimativa de probabilidades condicionais dos parâmetros incertos envolvidos.

6.1 Conclusões

A metodologia apresentada é um aprimoramento da aplicação da árvore de decisão na estimativa de perfis probabilísticos, pois inclui entre as possíveis variáveis, diferentes interpretações do modelo estrutural e várias realizações provenientes de simulações estocásticas do modelo sedimentar.

As heterogeneidades do reservatório não devem ser negligenciadas (através da adoção de um modelo de reservatório homogêneo), especialmente para análises de curto prazo. É possível que as heterogeneidades se revelem pouco críticas diante da influência de outros parâmetros incertos. Entretanto, é importante que isto seja confirmado através de uma análise criteriosa de sensibilidade, pois a adoção de um modelo de reservatório homogêneo e parâmetros médios

(modelo determinístico) pode levar a perfis de produção não totalmente incluídos pelo envelope de perfis probabilísticos.

No modelo de reservatório utilizado, verificou-se que a adoção de diferentes estratégias de exploração podem acentuar as diferenças entre as previsões simuladas com o modelo determinístico e o valor esperado de simulações de modelos estocásticos.

O modelo de reservatório adotado na presente dissertação mostrou ser pouco adequado para o estudo de incertezas por apresentar relativamente poucas heterogeneidades, ausência de falhas e por ter sido assumida pequena incerteza do modelo estrutural.

A aplicação da árvore de decisão para estimar perfis probabilísticos pode resultar em curvas que correspondem a distribuições de probabilidades multi-modais. Pelo menos duas soluções práticas podem ser consideradas para contornar este problema: (1) aumentar o número de níveis da árvore de decisão relativo aos parâmetros mais críticos e (2) aproximar estes perfis a distribuições triangulares para cada período, com base nas estimativas obtidas de P_{10} , P_{50} e P_{90} .

A metodologia abordada permite produzir bons resultados em termos de estimativas de perfis probabilísticos de desempenho de reservatórios e conta com as vantagens de propiciar flexibilidade de inclusão de inúmeros parâmetros incertos e facilidade de implementação. A confiabilidade destes perfis dependerá da validade das estimativas de funções de distribuição de probabilidades (histogramas) das variáveis envolvidas e do nível de discretização dessas funções (número de níveis de cada variável).

O número de níveis para cada variável, assim como o número de variáveis incluídas na árvore de decisão, deverá ser definido de forma a compatibilizar a confiabilidade requerida com as limitações de tempo e recursos computacionais. Neste ponto, a paralelização de simuladores tem um papel fundamental, na medida em que possibilita uma redução considerável do tempo de processamento.

A estimativa dos perfis probabilísticos de parâmetros de produção envolve várias áreas de conhecimentos específicos (interpretação, caracterização, produção, etc.). Trata-se, portanto, de um trabalho que requer a interação e avaliação de especialistas das áreas envolvidas, através da formação de grupos multi-disciplinares e contínuo acompanhamento dos resultados.

6.2 Recomendações

As estimativas de parâmetros de modelagem geológica representam uma parcela importante do espaço de incertezas a ser amostrado, que não foram abordadas no presente trabalho. É recomendável que a estimativa de perfis probabilísticos de desempenho de reservatórios inclua imagens do modelo sedimentar geradas a partir de diferentes conjuntos parâmetros de modelagem (ex.: proporção de fácies), que levem em consideração as incertezas nas estimativas destes parâmetros.

A adoção de três interpretações do modelo estrutural e a estimativa de suas probabilidades de ocorrência pode ser um ponto de partida no processo de estimativa de incertezas de previsões de produção. Entretanto, a subjetividade implícita nesta abordagem deixa a desejar, face à crescente aplicação da simulação estocástica do modelo estrutural para estimativas de incertezas de *VHOIS* e, mais recentemente, para estimativa de perfis probabilísticos de produção. Futuros trabalhos deveriam incorporar simulações estocásticas daquele modelo no processo de estimativa destes perfis.

O enfoque do presente trabalho limitou-se à estimativa de perfis probabilísticos, para aplicação em análise de risco de projetos. Não foi dada qualquer ênfase sobre a análise econômica de projetos devido a limitação de tempo. Em futuros trabalhos, seria elucidativo incluir a análise do impacto destas estimativas no processo de decisão, envolvendo diferentes projetos e simulação da aplicação destes perfis para comparações de riscos econômicos.

Referências Bibliográficas

- ABRAHAMSEN, P.; EGELAND, T.; LIA, O.; OMRE, H.: *An Integrated Approach to Prediction of Hydrocarbon in Place and Recoverable Reserve With Uncertainty Measures*, SPE 24276, May 1992.
- BALLIN, P. R.: *Approximation of Flow Simulation for Uncertainty Assessment*, Tese de doutorado, Universidade de Stanford, 1991.
- BALLIN, P. R.; AZIZ, K.; JOURNEL, A. G.: *Quantifying the Impact of Geological Uncertainty on Reservoir Performing Forecasts*, SPE 25238, Feb. 1993.
- CAMPOZANA, F. P.; BALLIN, P. R.: “Incerteza na Produção de Petróleo – Uma Proposta Simplificada”, Documento Interno Petrobras, 1998.
- CHAMBER, R. L.; ZINGER, M. A.; KELLY, M. C.: *Constraining Geoestatistical Reservoir Descriptions with 3-D Seismic Data to Reduce Uncertainty*, AAPG Computer Applications in Geology, No. 3, pp 143-155, 1994.
- CHU, J.; XU, W.; JOURNEL, A. G.: *The Amoco Case Study*. In: Stanford Center for Reservoir Forecasting. Stanford, USA: Stanford University, 1991. (Report 4)

- CHU, J.; XU, W.; JOURNEL, A. G.: *Implementation of Geoestatistical Analyses – The Amoco Case Study*, AAPG Computer Applications in Geology, No. 3, pp 201-216, 1994.
- DEUTSCH, C. V.; JOURNEL, A.G.: *Annealing Techniques Applied to the Integration of Geological and Engineering Data*, Stanford Center for Reservoir Forecasting. Stanford, USA: Stanford University, 1992. (Report 5)
- DEUTSCH, C. V., JOURNEL, A.: *GSLIB Geostatistical Software Library and User's Guide*, Oxford U. Press, 1992.
- FLORIS, F. J. T.; PEERSMANN, M. R. H. E.: *Uncertainty Estimation in Volumetrics for Supporting Hydrocarbon E&P Decision Making*, Netherlands Institute of Applied Geoscience, TNO, 1998.
- GOMEZ-HERNANDES, J. J.; JOURNEL, A. G.: *Fast Generation of Grid-Block Permeabilities for the Analysis of Uncertainty on Reservoir Simulations*, SPE 22693, Oct. 1991.
- GOOVAERTS, P.: *Impact of the Simulation Algorithm, Magnitude of Ergodic Fluctuations and Number of Realizations on the Spaces of Uncertainty of Flow Properties*, Stanford Center for Reservoir Forecasting. Stanford, USA: Stanford University, 1998. (Report 11)
- JENSEN, T. B.: *Estimation of Production Forecast Uncertainty for a Mature Production Licence*, SPE 49091, Sep. 1998.
- JENSEN, T. B.; SKARSHOLT, L. T.; VIENOT, M. E.: *Risked Production Forecast for Horizontal Well Development at Albulkjell*, SPE 35537, Apr. 1996.

LE LOC'H, G.: *An efficient Strategy for Combining the Permeabilities: Practical Application on a Simulated Reservoir*, Proc. 3rd Int. Geost. Cong., Sept. 1988.

LIA, O.; OMRE, H.; THELMELAND, H.; HOLDEN, L.; EGELAND, T.: *Uncertainty in reservoir production forecasts*, AAPG Bulletin Vol. 81, No. 5, 1997.

MASSONNAT, G. J.: *Sampling Space of Uncertainty Through Stochastic Modelling of Geological Facies*, SPE 38746, Oct. 1997.

MEGIL, R.: *An Introduction to Risk Analysis*, Petroleum Publishing Co., Tulsa, Okla (1977).

NEWENDORP, P. D.: *Decision Analysis for Petroleum Exploration*, Penn Well Publishing Co., Tulsa, Okla. (1975).

NORRIS, R. J.; MASSONNAT, G. J.; ALABERT, F. G.: *Early Quantification of Uncertainty in the Estimation of Oil-in-Place in a Turbidite Reservoir*, SPE 26490, Oct. 1993.

OLIVEIRA, M. L.: *Análise das Incertezas Envolvidas na Modelagem de Reservatórios no Contexto Geoestatístico*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 1997.

OMRE, H.; TJELMELAND, H.: *Petroleum Geostatistics*, in Proceedings from Fifth Geostatistical Congress.

ØVREBERG, O.; DAMSLETH, E.; HALDORSEN, H.H.: *Putting Error-Bars on Reservoir Engineering Forecasts*, SPE 20512, Sep. 1990.

ROMEU, R. K.: Cálculo de Propriedades Equivalentes para Transferência de Escala, Manual do Programa UPA, PETROBRAS/CENPES, 1997.

SONDENA, E.; HALDORSEN, H. H.: *E&P: Old and New Forecasting Issues*, SPE 49029, Sep. 1998.

SRIVASTAVA, M.: *An Overview of Stochastic Methods for Reservoir Characterization*, AAPG Computer Applications in Geology, No. 3, pp 1-16, 1994.

Apêndice A

O presente apêndice foi transcrito do trabalho de Floris e Peersmann (1998), para o cálculo dos mapas de saturação média. O ponto de partida é o equilíbrio capilar-gravitacional

$$\Delta\rho g h(S_w) = \sigma \cos\theta F(\phi, k, NG) J(S_w) \quad (1)$$

Aqui, $\Delta\rho$ é a diferença de densidades entre os fluidos do reservatório, g é a aceleração da gravidade, h é altura acima do contato entre fluidos, σ é a tensão superficial, θ é o ângulo de contato, F é uma função arbitrária da porosidade ϕ , permeabilidade k e a razão *net-to-gross*, NG .; e, finalmente, J é a função J-Leverett. Uma escolha típica para F é $\sqrt{\phi/k}$.

O objetivo é calcular a saturação média de água em uma camada com localização x-y arbitrária:

$$S_{w_{m\u00e9dia}} = \frac{1}{\Delta h} \int_{h_{base}}^{h_{topo}} S_w(h) dh \quad (2)$$

onde $\Delta h = h_{top} - h_{base}$. Assumimos que a porosidade, permeabilidade e a razão *net-to-gross* são função apenas das coordenadas areais, e não da altura dentro da camada. Então, F pode ser considerada constante na integração. Por conveniência de notação, considere:

$$\alpha = \frac{\sigma \cos\theta}{\Delta\rho g} F(\phi, k, NG) \quad (3)$$

que, como já mencionado, é constante na integração. Logo, a Equação 2 pode ser reescrita usando (1) e (3) como

$$S_{w_{médio}} = \frac{\alpha}{\Delta h} \int_{h_{base}/\alpha}^{h_{topo}/\alpha} S_w \left(\frac{h}{\alpha} \right) d \left(\frac{h}{\alpha} \right) = \frac{\alpha}{\Delta h} \int_{h_{base}/\alpha}^{h_{topo}/\alpha} S_w(J) dJ \quad (4)$$

onde a variável de integração h foi substituída por J . Denotando a primitiva de $S_w(J)$ como $IntS_w(J)$, finalmente obtemos

$$S_{w_{médio}} = \frac{\alpha}{\Delta h} \left(IntS_w \left(\frac{h_{topo}}{\alpha} \right) - IntS_w \left(\frac{h_{base}}{\alpha} \right) \right) \quad (5)$$

Quando a função J-Leverett é dada como uma fórmula que pode ser invertida e integrada, a Equação (5) pode ser avaliada analiticamente. No entanto, geralmente, a função J-Leverett é gerada em forma tabular a partir de uma tabela de pressão capilar. A Figura A.1 mostra os passos para o cálculo de $IntS_w(J)$. A Figura A.1.A mostra a função J-Leverett como uma função de S_w . Primeiramente, os eixos devem ser invertidos para obter $S_w(J)$ (Figura A.1.A). Posteriormente, esta função deve ser integrada. Definamos $IntS_w(0) = 0$. Então, usando um esquema arbitrário de integração, a função S_w é integrada de 0 a J (Figura A.1.C). A Figura A.1.b pode ser extrapolada para a esquerda com uma saturação igual a um, e para a direita com uma saturação igual à saturação de água conata, S_{wc} . Isto implica em que $IntS_w(J)$ pode ser extrapolada para a esquerda com a função linear J e para a direita com a função linear $S_w(J)$ (setas na Figura A.1.C). Através destas extrapolações lineares, o cálculo da saturação média de água torna-se independente da localização exata da camada com relação aos contatos entre fluidos ou saturações residual/conata.

Considere o exemplo baseado nos dados da Tabela A.1. Usando estes dados na Equação 3 com a relação padrão $F = \sqrt{\phi/k}$, temos $\alpha = 10$. Logo, para uma camada com um topo $h_{top} = 20$ m acima do contato óleo-água e base $h_{base} = 10$ m acima do contato óleo-água, a Equação 5 fornece:

$$S_{w_{medio}} = \text{Int}S_w(2) - \text{Int}S_w(1) = 1,3 - 0,8 = 0,5 \quad (6)$$

A seguir, consideramos um caso onde a zona de transição é inteiramente contida na camada. Para $h_{topo} = 50$ m acima do contato e $h_{base} = -10$ m abaixo do contato, a saturação média de água é dada por:

$$S_{w_{medio}} = \frac{1}{6}(\text{Int}S_w(5) - \text{Int}S_w(-1)) = \frac{2,1 - (-1)}{6} = 0,52 \quad (7)$$

A aplicação do método em um modelo 3D é direto, usando os topos e as bases da malha na Equação 5 ao invés dos topos e bases.

Tabela A.1: Dados usados para o exemplo de cálculo de saturação

$P_{cm} = 0,02$ N/m	$\Delta\rho = 200$ kg/m ³
$\phi = 0,2$	$g = 10$ m/s ²
$k = 200$ mD	$S_{wc} = 0,2$

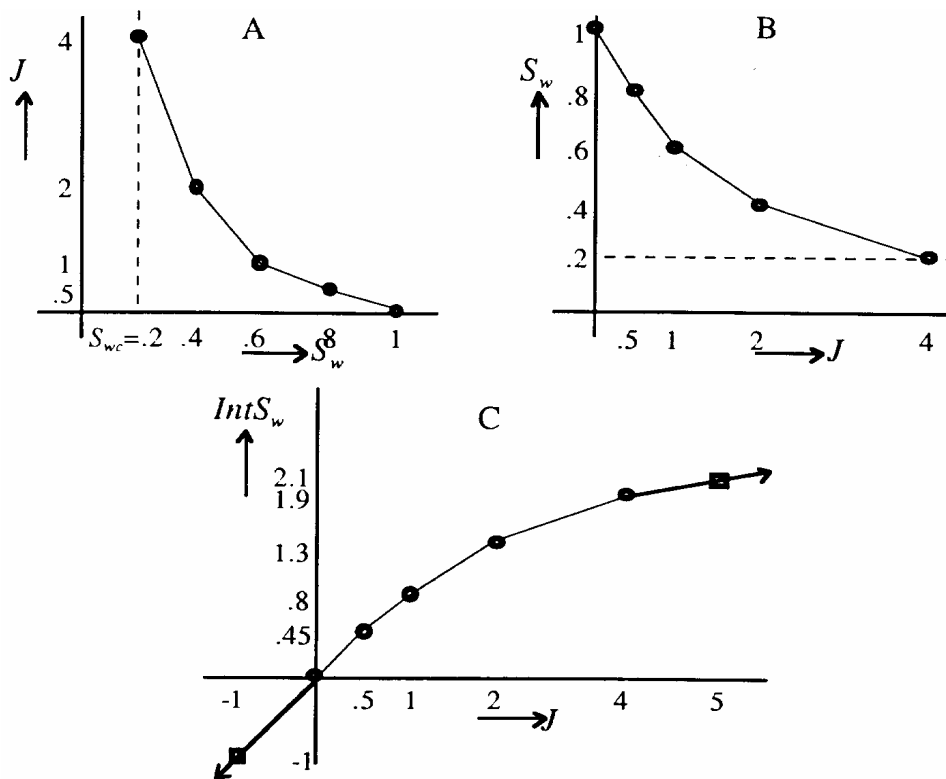


Figura A.1: Construção da curva integrada $S_w - J$: A) curva $J(S_w)$ original, B) curva $S_w(J)$ refletida, C) curva $IntS_w(J)$, obtida através de integração trapezoidal; as setas indicam a extrapolação da curva fora da faixa inicial da curva J (apud Floris e Peersmann, 1998)

Apêndice B

Este é um exemplo do arquivo de entrada do módulo de análise de incertezas. São definidos pelo usuário: as máquinas disponíveis para simulação (HOST), o número permitido de arquivos de saída que podem permanecer em disco (LIMITESIM), os percentis desejados (QUANTIS), os parâmetros desejados (PROPRIEDADES), e os nomes dos arquivos correspondentes aos comandos “INCLUDE” inseridos no arquivos-base (sempre definido pela letra “A”). As variáveis são definidas a partir da letra “B”. As variáveis “B”, “C”, etc., são declaradas nos arquivos base através do comando “INCLUDE”.

O programa remove os arquivos de saída após serem concluídos o número de simulações declarado pelo cartão “LIMITESIM”. Antes de serem removidos, os parâmetros discriminados pelo cartão “PROPRIEDADES” são transferidos para arquivos-resumo da forma como aparecem nos arquivos .OUT. Desta forma, não são lidas as unidades destes parâmetros e os valores dos arquivos-resumo devem ser corrigidos. Por exemplo, Np deve ser multiplicado por 10^3 e Gp deve ser multiplicado por 10^6 .

Arquivo-exemplo

*HOST becks spaten brahma skol tuborg (relação de estações disponíveis para simulação)

*LIMITESIM 14 (número de arquivos de saída que podem ser acumulados antes de serem removidos)

*QUANTIS 5 10 50 90 95 (Percentis desejados)

*PROPRIEDADES Qo Qg Qw Np Gp Wp FRSTO (Parâmetros sendo avaliados)

*VARIABLES

A1 baseA.dat (arquivo-base contendo a estratégia de exploração)
B1 krpes.dat (arquivo c/ modelo de permeabilidade relativa pessimista)
B2 krmp.dat (ídem p/ permeabilidade relativa provável)
B3 krotim.dat (ídem p/ permeabilidade relativa otimista)
C1 estrutpes.dat (arquivo c/ declaração de blocos nulos, definindo a estrutura pessimista)
C2 estrutmp.dat (ídem p/ estrutura provável)
C3 estrutotim.dat (ídem p/ estrutura otimista)
D1 upa08.imex (arquivo do modelo sedimentar pessimista)
D2 upa01.imex (ídem p/ modelo sedimentar provável)
D3 upa06.imex (ídem p/ modelo sedimentar otimista)

*ARVORE

R -> {(A1, 1.0)}
A1 -> {(B1, 0.25); (B2, 0.50); (B3, 0.25)}
B1 -> {(C1, 0.18); (C2, 0.54); (C3, 0.28)}
B2 -> {(C1, 0.18); (C2, 0.54); (C3, 0.28)}
B3 -> {(C1, 0.18); (C2, 0.54); (C3, 0.28)}
C1 -> {(D1, 0.25); (D2, 0.40); (D3, 0.35)}
C2 -> {(D1, 0.25); (D2, 0.40); (D3, 0.35)}
C3 -> {(D1, 0.25); (D2, 0.40); (D3, 0.35)}
D1 -> 0
D2 -> 0
D3 -> 0