

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**Análise de Risco nas Previsões de Produção com
Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um
Campo na Fase de Delimitação**

Autor : **Daniel Escobar Steagall**
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

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

**Análise de Risco nas Previsões de Produção com
Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um
Campo na Fase de Delimitação**

Autor : **Daniel Escobar Steagall**

Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

Curso: Ciências e Engenharia Mecânica.

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

Campinas, 2001
S.P. - Brasil

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Análise de Risco nas Previsões de Produção com
Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um
Campo na Fase de Delimitação**

Autor : **Daniel Escobar Steagall**

Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

**Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
Faculdade de Engenharia Mecânica**

**Dr. Oswaldo Antunes Pedrosa Junior
Agência Nacional do Petróleo**

**Prof. Dr. Antônio Cláudio de França Corrêa
Faculdade de Engenharia Mecânica**

Campinas, 19 de Janeiro de 2001.

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha esposa Erica e aos meus filhos Daniela e David.

Agradecimentos

Quero expressar meus agradecimentos:

A Petrobras e a Braspetro pela oportunidade de aprendizado, crescimento profissional e suporte financeiro.

Ao Prof. Dr. Denis José Schiozer pela orientação, acompanhamento durante toda a realização deste trabalho e sobretudo pelo seu papel motivador.

Aos meus colegas do Departamento de Engenharia de Petróleo pela troca de experiência e companheirismo.

A todos os professores do DEP e do Instituto de Geociências que contribuíram para a realização deste trabalho.

Aos meus novos amigos, companheiros de turma, Acúrcio, Cristina, Marcos, Paulão, Sérgio pela amizade compartilhada nestes dois anos de UNICAMP.

A Giselle e a todos os estagiários de informática do DEP e ao grupo do UNISIM pelo apoio computacional.

A Fátima, Alice e Délcio que por sua prestatividade, amizade e agradável convivência contribuíram para o ótimo ambiente do DEP.

Não saber é ruim, não desejar saber é pior.

(Provérbio Africano)

Resumo

STEAGALL, Daniel Escobar. *Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um Campo na Fase de Delimitação*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001, 89p., Dissertação de Mestrado.

O objetivo deste trabalho é desenvolver e aplicar a metodologia para a análise do impacto das incertezas de reservatório nas previsões de produção e análise econômica de um campo de petróleo. A metodologia baseia-se na simulação numérica de fluxo de diversos modelos representativos dos possíveis cenários do reservatório, através da combinação dos atributos com incerteza que o caracterizam. Os modelos de fluxo são elaborados através da técnica de árvore de decisão, com a combinação dos atributos críticos selecionados em uma etapa de análise de sensibilidade. Para cada atributo crítico são definidos seus valores representativos de incerteza e suas probabilidades associadas. Após a simulação dos modelos, é realizado um tratamento estatístico para a obtenção da curva de risco, da função analisada. Propõe-se um critério para a escolha de modelos otimista, médio e provável do reservatório. Todo o processo é realizado utilizando-se computação paralela em uma rede de estações de trabalho, com grande redução do tempo de processamento, o que permite a utilização prática desta metodologia. Esta metodologia de análise de risco é aplicada a um campo real da Bacia de Campos, com os dados da fase de delimitação, validada com os resultados obtidos de um projeto piloto de produção. Com os dados da produção piloto e de um último poço de delimitação foi realizada uma atualização da análise de risco. O resultado desta atualização mostra uma grande redução do risco na estimativa do valor presente líquido, devido à redução da incerteza estrutural, volumétrica e permeabilidade horizontal.

Palavras Chave

Análise de Risco, Incerteza, Previsão de Produção, Simulação Numérica de Reservatório

Abstract

STEAGALL, Daniel Escobar. *Risk Analysis in Reservoir Production Forecasts with Numerical Flow Simulation - Example of a Field in Appraisal Phase*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001, 89p., Dissertação de Mestrado.

The objective of this paper is to develop and apply a methodology to analyze the impact of uncertainties in the production forecasts and economic analysis of a petroleum field. The methodology is based on the numerical flow simulation of several representative models of possible scenarios of the reservoir, through the combination of the attributes with uncertainty that characterize it. The critical attributes are selected through a sensitivity analysis. A set of data representing uncertainty values for each selected attribute, and its associated probabilities are combined by the decision tree technique. A statistic treatment is done after the simulation, to obtain the expectation curve of production forecast and net present value. A criterion to select optimist, probable and pessimist models is proposed. The procedure is done in a network of workstations, using parallel computing, with great reduction of the processing time and ensures the practical usage of this methodology. The methodology is applied to a real offshore field in Campos Basin – Brazil, with data set of the appraisal phase and validated with the results of a pilot production project. With the data of the production pilot and one more appraisal well the risk analysis is updated. The result shows a risk reduction in the net present value due to the structural, volumetric and horizontal permeability uncertainties reduction.

Key Words

Risk Analysis, Uncertainty, Production Forecast, Numerical Flow Simulation

Índice

Dedicatória	iv
Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vii
Abstract	viii
Índice.....	ix
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas.....	xv
Nomenclatura	xvi
1. Introdução.....	1
2. Revisão Bibliográfica	4
3. O Risco nas Previsões de Produção.....	9
3.1. Importância e Aplicações	9
3.2. Incerteza do Meio Físico	14
3.3. Simulação Numérica de Fluxo	17

4.	Metodologia.....	21
4.1.	Estudo de Incerteza dos Atributos	22
4.2.	Definição dos Níveis de Incerteza e Probabilidades	26
4.3	Estratégia de Produção	28
4.4	Análise de Sensibilidade.....	29
4.5	Simulação de Fluxo com Incerteza.....	30
4.6	Tratamento Estatístico	32
5.	Aplicação	35
5.1.	Modelagem do Reservatório.....	37
5.2.	Estratégia de Drenagem.....	43
5.3.	Análise de Incerteza dos Atributos.....	46
5.4.	Parâmetros de Produção e Econômicos.....	49
6.	Resultados.....	51
6.1.	Análise de Sensibilidade.....	51
6.1.1.	Volume Original de Óleo no Reservatório	52
6.1.2.	Volume Acumulado de Óleo Produzido.....	54

6.1.3.	Valor Presente Líquido.....	57
6.2.	Incerteza no Volume Original de Óleo.....	59
6.3	Previsões e Risco de Produção Acumulada de Óleo	60
6.4.	Previsões e Risco do Valor Presente Líquido.....	63
6.4.1.	Modelos Representativos.....	65
6.5.	Comparação com Produção Piloto	73
6.6.	Atualização do Risco de VPL com Novo Poço.....	75
6.6.1.	Redução da Incerteza do VOIS	76
6.6.2.	Risco de VPL com Novos Dados	78
6.6.3	Considerações Finais	80
7.	Conclusões e Recomendações	82
7.1	Conclusões.....	82
7.2	Recomendações	85
	Referências Bibliográficas	86

Lista de Figuras

Figura 3.1: Vazões de Óleo para 3 Modelos de Reservatório.	10
Figura 3.2: Valor Presente Líquido referente à Figura 3.1.....	10
Figura 3.3: Distribuição de Probabilidades de VPL (Newendorp, 1975).....	11
Figura 3.4: Perfis Probabilísticos de Produção de Óleo.	12
Figura 3.5: Curva de Risco de Produção Acumulada de Óleo.	13
Figura 4.1: Montagem dos Modelos de Simulação pela Técnica de Árvore de Decisão (modificado de Loschiavo,1999).....	22
Figura 4.2: Distribuição de Probabilidades do Valor Médio Esperado de um Atributo.	23
Figura 4.3: Distribuição Triangular de um Atributo e sua Função Probabilidade Acumulada.	24
Figura 4.4: Estimativa de Valores de um Atributo.....	25
Figura 4.5: Discretização de Atributo em 3 Níveis de com Probabilidades Diferentes.	27
Figura 4.6: Gráfico tipo Tornado de Análise de Sensibilidade.	30
Figura 4.7: Fluxograma da Análise de Incerteza com Simulação Numérica de Fluxo.	34
Figura 5.1: Esboço Estrutural e da Geometria Externa do Campo.	36

Figura 5.2: Seção Sísmica Interpretada, direção NW-SE.....	37
Figura 5.3: Seção Sísmica Interpretada , direção SW-NE.....	38
Figura 5.4: Visão 3D do Topo do Reservatório.....	39
Figura 5.5: Visão 3D da Porosidade do Reservatório.	39
Figura 5.6: Correlação Petrofísica Porosidade–Permeabilidade.	40
Figura 5.7: Curvas de Permeabilidade Relativa do Sistema Óleo-Água.....	42
Figura 5.8: Curvas de Permeabilidade Relativa do Sistema Gás-Óleo.	42
Figura 5.9 : Poços Produtores de Óleo.	45
Figura 5.10: Poços Injetores de Água.....	45
Figura 6.1: Análise de Sensibilidade de VOIS.....	52
Figura 6.2: Relação entre V_{por} e C_r e o Volume de Óleo Original de Óleo.....	53
Figura 6.3: Análise de Sensibilidade para o Volume de Óleo Produzido em Dez Anos.	55
Figura 6.4: : Análise de Sensibilidade para o Volume de Óleo Produzido em Vinte Anos.....	55
Figura 6.5: Relação entre a Variação dos Atributos Contínuos e o Volume de Óleo Produzido..	56
Figura 6.6: Análise de Sensibilidade do VPL para Dez Anos de Produção.....	57
Figura 6.7: Análise de Sensibilidade do VPL para Vinte Anos de Produção.	58
Figura 6.8: Comparação da Sensibilidade do VPL ao V_{por} e K_h com Diferentes Valores.....	59
Figura 6.9: Curva de Risco do Volume Original de Óleo.	60
Figura 6.10: Comparação de Previsões de Produção Utilizando 2, 3, e 4 Atributos.....	62

Figura 6.11: Curva de Risco da Produção Acumulada de Óleo para dez anos de Produção.	62
Figura 6.12: Comparação de Previsões do VPL Utilizando 2, 3, e 4 Atributos.	64
Figura 6.13: Curva de Risco de Valor Presente Líquido para dez anos de Produção.	65
Figura 6.14: Modelos de VPL P ₁₀ , P ₅₀ e P ₉₀ comparados ao Modelo Base.....	67
Figura 6.15: Modelos de VPL próximos ao P ₅₀ comparados ao Modelo Base.	67
Figura 6.16: Relação entre VPL, FR e VOIS.	68
Figura 6.17: Perfis de Produção de Modelo Médio: $K_{r_{ow}2}$	70
Figura 6.18: Perfis de Produção de Modelo Médio: $V_{por_Otim}+K_h_Pess$	70
Figura 6.19: Perfis de Produção de Modelo Médio: $V_{por_Pess}+K_h_Otim+Pvt3$	70
Figura 6.20: Perfis de Produção de Modelo Otimista: V_{por_Otim}	71
Figura 6.21: Perfis de Produção de Modelo Otimista: $K_h_Otim + K_{r_{ow}2}$	71
Figura 6.22: Perfis de Produção de Modelo Pessimista: K_h_Pess	72
Figura 6.23: Perfis de Produção de Modelo Pessimista: $V_{por_Pess}+Pvt3$	72
Figura 6.24: Declínio de Pressão do Projeto Piloto e dos Modelos com Incerteza.	74
Figura 6.25: Produção Acumulada de Óleo e Pressão da Produção Piloto e dos Modelos com Incerteza.....	74
Figura 6.26: Correlação entre Pressão Estática do Reservatório e VOIS.....	77
Figura 6.27: Risco de VPL Inicial e após Novos Dados.	79
Figura 6.28: Comparação entre o VPL Inicial e Após Novos Dados.....	80

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Atributos do Modelo Geológico.....	15
Tabela 3.2: Atributos de Rocha e Fluido.....	16
Tabela 4.1: Formato de Saída do Programa de Análise de Incerteza.....	33
Tabela 5.1: Principais Características das Análises de PVT.....	41
Tabela 5.2: Atributos Incertos Contínuos.....	48
Tabela 5.3: Atributos Incertos Discretos.....	48
Tabela 6.1: Valor Otimista e Pessimista de V_{por} e K_h com duas Probabilidades de Ocorrência.	58
Tabela 6.2: Produção de Óleo P_{10} , P_{50} e P_{90} para 2 ,3 e 4 Atributos Incertos (MM m ³).	61
Tabela 6.3: Valor Presente Líquido P_{10} , P_{50} e P_{90} para 2 ,3 e 4 Atributos Incertos (MM U\$). .	63
Tabela 6.4: Modelos Representativos Otimista, Provável e Pessimista para o VPL.....	69
Tabela 6.6:Níveis de Incerteza do Atributo V_{por}	77
Tabela 6.7: Probabilidade Condicional de Ocorrência da K_h	78

Nomenclatura

Abreviações

fda	função densidade probabilidade acumulada
fdp	função densidade probabilidade
Otim	otimista
Phi	porosidade
Pess	pessimista
Vpor	volume poroso

Letras Latinas

Cr	compressibilidade de rocha
H	espessura
K	permeabilidade
Kr	permeabilidade relativa
P	probabilidade acumulada
p	probabilidade
Q	vazão
S	saturação

Subscritos

a	água
g	gás
h	horizontal
o	óleo
r	relativa
v	vertical

Siglas

ANP	Agência Nacional do Petróleo
E&P	Exploração e Produção na indústria do petróleo
FR	Fator de recuperação de óleo
fdp	Função distribuição de probabilidade
fda	Função distribuição de probabilidade acumulada
MM	Milhões
NP	Volume acumulado de óleo produzido em condições padrão.
PVT	Análise de óleo, pressão-volume-temperatura
VE	Valor esperado
VME	Valor monetário esperado
VHIS	Volume de hidrocarbonetos <i>in situ</i> em condições padrão
VOIS	Volume de óleo <i>in situ</i> em condições padrão
VPL	Valor presente líquido

1. Introdução

Este trabalho aborda a análise do impacto das incertezas do meio físico do reservatório nas previsões de produção e análise econômica de desenvolvimento de campos de petróleo usando simulação numérica de fluxo.

A previsão de produção sob um enfoque probabilístico permite obter a quantificação do impacto de incerteza, ou risco, nas estimativas relacionadas ao desempenho do reservatório como o volume de óleo produzido, fator de recuperação de hidrocarbonetos, cálculo de reservas ou na obtenção de indicadores econômicos como o valor presente líquido de um projeto. O termo risco de produção aqui utilizado refere-se à estimativa probabilística das previsões de produção com incerteza e suas implicações econômicas.

A utilização do risco nas previsões de produção, ao invés de uma única resposta determinística, tem tido uma utilização crescente nas áreas de exploração e produção na indústria de petróleo, devido ao elevado grau de incerteza que acompanha os projetos de exploração e produção (E&P). Esta incerteza é analisada sob a ótica do conhecimento apenas parcial do reservatório, onde na fase de exploração e descoberta de um campo são utilizados muitos dados indiretos e poucos e esparsos dados diretos. Desde a delimitação do campo, desenvolvimento da produção até o seu abandono, novas informações sobre o reservatório são acrescentadas, mas o seu conhecimento é sempre parcial e incompleto.

A análise do risco nas previsões de produção permite uma melhor valoração e classificação de uma carteira de projetos de produção, otimização dos planos de desenvolvimento, dimensionamento dos equipamentos de produção, gerenciamento de um campo já desenvolvido e a estimativa probabilística de reservas.

As incertezas do reservatório, neste trabalho, são expressas no modelo de simulação de fluxo através dos atributos que caracterizam o modelo geológico, as propriedades de fluido e as propriedades de interação rocha-fluido.

O objetivo desta tese é o desenvolvimento de uma metodologia para a obtenção do risco nas previsões de produção e análise econômica de reservatórios com a utilização de simulação numérica de fluxo e a aplicação a um caso real. A grande vantagem da utilização da simulação numérica de fluxo é a incorporação da dependência entre as incertezas do volume original de hidrocarbonetos *in situ* (VHIS) e sua distribuição, com as incertezas com relação às heterogeneidades do reservatório e ao fluxo de fluidos, que estão intimamente associadas. Métodos tradicionais, como a técnica de Monte Carlo, usualmente tratam as incertezas com relação ao VHIS e ao fator de recuperação de óleo como sendo independentes na análise de incerteza de produção.

O número de parâmetros incertos na modelagem do reservatório para simulação é muito elevado. Uma abordagem considerando todas estas incertezas na análise de risco de produção resulta em uma atividade muito complexa e muito dispendiosa com relação a utilização de tempo e recursos computacionais. Esta pesquisa procura também reduzir o número de modelos de simulação com incerteza através da seleção dos atributos críticos, que associada à automação na montagem dos modelos de simulação, simulação através de computação paralela e tratamento estatístico dos resultados possibilite uma redução do tempo de processamento e maior facilidade nas análises de risco de produção.

A metodologia iniciada por Loschiavo (1999) foi modificada e aplicada em campo da Bacia de Campos, com os dados disponíveis usualmente encontrados na fase de delimitação, com poucos poços perfurados e com sísmica 2D. Nesta fase, antecedendo o desenvolvimento da perfuração através dos poços produtores e das facilidades de produção, quando os maiores investimentos são realizados, as dúvidas com relação ao reservatório são muito grandes e a análise do risco de produção é de suma importância. Utilizou-se uma estratégia de produção fixa, baseada no próprio plano de desenvolvimento implantado no campo. Para a transformação dos volumes produzidos de óleo e gás em valor presente líquido foram considerados sem incerteza os

preços de óleo e gás, a taxa de retorno e os custos operacionais e de implantação do desenvolvimento.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica com os principais trabalhos que fornecem uma visão da evolução e do estado da arte do risco na E&P, versando sobre: conceitos gerais do risco nos projetos de exploração e desenvolvimento; incertezas com relação ao volume de hidrocarbonetos original no reservatório; modelagem do reservatório com incerteza associada; risco utilizando árvore de decisão e técnica de Monte Carlo e análise de risco com simulação numérica de fluxo.

O Capítulo 3 trata da importância e aplicações da análise do risco nas previsões de produção, as incertezas do meio físico e sua modelagem, a dependência entre a modelagem e a performance do reservatório.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia adotada, com a descrição das principais etapas que são: modelagem do reservatório, definição do modelo base de simulação, estudo de incerteza dos atributos do reservatório, montagem dos modelos, simulação numérica de fluxo e tratamento estatístico dos resultados.

A aplicação a um campo marítimo da bacia de Campos é mostrada no Capítulo 5, com uma discussão dos problemas enfrentados e das soluções adotadas.

O Capítulo 6 apresenta e analisa os resultados da aplicação da quantificação do impacto das incertezas em um campo real, sugere uma metodologia para a escolha de modelos representativos da incerteza e também apresenta uma atualização do risco com a incorporação de dados de produção e novo poço de extensão.

O Capítulo 7 aborda as conclusões e contribuições desta tese e também sugere temas para pesquisas futuras.

2. Revisão Bibliográfica

A análise de risco e incerteza nas decisões de investimentos na indústria do petróleo foi inicialmente utilizada na área de exploração, com a teoria de probabilidades na previsão de sucesso ou insucesso na perfuração de poços pioneiros. Árvore de decisão, e simulação de Monte Carlo associada a modelos econômicos foram posteriormente aplicadas em exploração e em projetos de desenvolvimento da produção. Apenas no final da década de oitenta surgiram trabalhos com a utilização da simulação de fluxo para a análise de risco nas previsões de produção devido às incertezas associadas ao desempenho do reservatório.

O livro de Newendorp (1975) aborda os principais conceitos e metodologias para a análise de risco na exploração, que são aplicadas nas previsões de produção. Nele são apresentados de uma maneira clara, e com exemplos, os princípios básicos de probabilidade e estatística, o método de análise através de árvore de decisão, a simulação pela técnica de Monte Carlo e os conceitos econômicos de valor presente líquido e valor monetário esperado.

Garb (1988) apresenta uma metodologia para a análise do risco associado à estimativa de reservas e ao valor da produção utilizando a simulação de Monte Carlo, onde as variáveis incertas são a espessura, a área do reservatório e o fator de recuperação de hidrocarbonetos. Este trabalho apresenta também considerações abrangentes sobre os riscos técnicos, econômicos e políticos nos projetos de produção, a redução das incertezas de acordo com a maturidade dos campos e um glossário sobre termos usuais nas análises estatísticas.

O desenvolvimento da simulação estocástica Gaussiana condicional no final dos anos 80 propiciou a possibilidade de modelar a incerteza geológica através da geração de um número

elevado de realizações (imagens) equiprováveis do reservatório, todas elas honrando os dados disponíveis (Journel, 1989). Estas realizações podem ser o topo, a geometria externa do reservatório ou qualquer outra propriedade do reservatório como porosidade ou tipo de rocha, em duas dimensões (2D) como mapas, ou em três dimensões (3D). Existem muitas técnicas de simulação estocástica e o trabalho de Gotway (1994) apresenta uma revisão dos conceitos de principais métodos disponíveis e faz uma comparação dos resultados obtidos pelos diferentes algoritmos em um experimento utilizando sete conjuntos de dados exaustivos.

Um dos primeiros trabalhos na predição com incerteza do volume poroso com hidrocarbonetos através de simulação estocástica foi o de Berteig *et al* (1988), utilizando como variáveis incertas o topo do reservatório, a porosidade e saturação de óleo. Nele são comparados os resultados encontrados com a adição de novos poços, resultando na diminuição da incerteza.

O trabalho de Øvreberg *et al* (1990) tem o mérito de apresentar um método para a análise de sensibilidade dos parâmetros incertos do reservatório nas estimativas do fator de recuperação e potencial de produção com simulação numérica de fluxo. No caso apresentado a análise de sensibilidade consiste nas simulações de fluxo com os valores otimistas e pessimistas de cada parâmetro incerto, substituindo-se uma variável de cada vez no caso base de simulação (modelo mais provável ou com os dados disponíveis). Esta análise de sensibilidade é utilizada para a obtenção do risco de fator de recuperação e potencial de produção através da combinação dos resultados encontrados pela técnica de Monte Carlo. Esta metodologia não leva em conta a dependência entre o modelo geológico e o desempenho do reservatório.

A evolução da caracterização geológica recebeu um grande avanço com a integração de dados de poços com os dados sísmicos 3D na simulação estocástica, propiciando a quantificação do impacto das incertezas estruturais e nas estimativas de volume de rocha e hidrocarbonetos (Samson *et al*, 1996; Floris e Peersmann, 1998) e na modelagem 3D dos tipos de rocha e heterogeneidades do reservatório (Johann, 1996).

A incorporação da modelagem geológica com incerteza nas previsões de produção pode ser realizada através das simulações de fluxo de cada uma das possíveis imagens do reservatório.

Lia *et al* (1997) apresentam excelente trabalho no qual o risco e a incerteza nas previsões de produção de um campo na fase de avaliação é obtido pela simulação de fluxo de 218 imagens do reservatório obtidas por simulação estocástica. Estas imagens representam a combinação dos parâmetros incertos mais influentes associados às realizações das heterogeneidades do reservatório. Toda a modelagem das características e heterogeneidades de reservatório é realizada de com elevado nível de detalhamento, profundidade e formalismo geoestatístico e representa o resultado de vários anos de pesquisa dos autores. Os parâmetros mais influentes neste estudo de caso são a capacidade de selo hidráulico das principais falhas, a velocidade sísmica usada na conversão de profundidade, as porosidades médias e a continuidade dos folhelhos dentro do reservatório principal.

A incorporação da incerteza geológica nas previsões de produção com simulação de fluxo, dependendo do número de realizações, complexidade do fluxo de fluidos e escala da malha de simulação pode resultar em elevados tempos de processamento e necessidade de muitos recursos computacionais. Este fato aponta para a necessidade de se reduzir o número de simulações para a aplicação industrial do risco com simulação de fluxo.

Ballin *et al* (1993) sugere o uso de um simulador rápido pela utilização de uma malha grosseira ou de apenas uma seção do reservatório para a simulação de um número elevado de modelos do reservatório. Após a simulação, é realizada a distribuição de probabilidades dos resultados para a escolha dos modelos para a simulação convencional.

Uma proposta de metodologia simplificada para a obtenção da incerteza na previsão de petróleo é apresentada por Campozana e Ballin (1998) consistindo de:

- Seleção das cinco principais variáveis de incerteza do campo por conhecimento especialista;
- Amostragem dos valores alto, baixo e provável de cada variável;
- Definição do caso base para simulação de fluxo;
- Análise de sensibilidade das variáveis com simulação de fluxo;

- Combinação dos resultados do fator de recuperação (FR) da etapa anterior através de árvore de decisão;
- Ordenamento e normalização dos resultados;
- Construção da distribuição de probabilidades de FR;
- Conhecendo-se a distribuição de probabilidades do volume original de hidrocarbonetos, obtenção do risco do volume acumulado de óleo produzido por Monte Carlo.

Esta metodologia parte da hipótese de independência entre as variáveis, com manutenção do impacto de recuperação para todas as combinações de variáveis.

Jensen (1998) apresenta uma metodologia para estimativa do risco em previsões de produção em que os modelos que representam a incerteza do reservatório são obtidos através da técnica de árvore de decisão. Cada ramo final da árvore forma um modelo completo de simulação numérica do reservatório. Todos os modelos obtidos são simulados para se obter a incerteza nas previsões através do tratamento estatístico dos resultados. O caso apresentado aborda um campo já em produção e os parâmetros com incerteza considerados foram selecionados, em um primeira etapa, levando-se em conta os dados de histórico de produção. Após esta seleção inicial é realizada uma análise de sensibilidade do valor alto e baixo de cada parâmetro para a definição dos mais influentes e que entram na árvore de decisão.

A metodologia de Jensen foi adaptada por Loschiavo (1999) para a estimativa de perfis probabilísticos de desempenho de reservatórios, ressaltando a flexibilidade para adequação à dimensão de cada projeto e facilidade de implementação.

Uma abordagem recente na análise de incertezas é a adaptação da técnica de *experimental design* para a obtenção da máxima informação com o menor número de simulações pela variação dos parâmetros incertos simultaneamente (Dejean, 1999) e a utilização da *response surface methodology* (RSM) com o objetivo de obter um modelo de regressão através dos resultados simulados. Com este modelo podem ser feitas previsões analíticas para qualquer valor dos parâmetros incertos dentro do domínio.

Um interessante artigo de enfoque gerencial é apresentado por Alexander (1998) que identifica sete elementos chave para o sucesso do processo de análise de risco em E&P:

- Documentação escrita dos métodos de avaliação de risco estabelecidos;
- Supervisão do processo de avaliação de risco, para manter a consistência e eliminar desvios e evitar interpretações erradas;
- Treinamento para gerentes e profissionais técnicos na análise de risco;
- Programas de avaliação de risco devem ser padronizados, acessíveis, fáceis de usar e adaptáveis para mudanças de necessidades e uso;
- O entendimento da dependência entre variáveis é vital;
- Métodos de risco devem permitir a adaptação de novas tecnologias no processo, como indicação sísmica direta de hidrocarbonetos;
- Os resultados obtidos nos projetos com risco devem ser entendidos e acompanhados para facilitar ajustes e aperfeiçoamentos nos métodos.

Cruz (2000) introduz um conceito de abordagem global na incorporação da incerteza geológica na seleção da melhor drenagem do reservatório entre um conjunto de cenários pré-definidos e no uso de mapas de qualidade na tomada de decisão para o desenvolvimento de reservatórios. A pesquisa é realizada com 50 reservatórios sintéticos nos quais em cada um é realizada a modelagem com incerteza, através de múltiplas realizações geoestatísticas e constou de mais de 450000 simulações de fluxo.

Os trabalhos citados permitem observar a evolução ocorrida na avaliação do impacto das incertezas do meio físico do reservatório nas previsões de produção, principalmente através do uso da simulação numérica de fluxo associada à simulação numérica de fluxo.

Este trabalho procura contribuir para o aprimoramento da metodologia aplicada por Loschiavo (1999), através de um enfoque abrangente para diversos níveis de complexidade geológica, aplicação a um campo real, e considerações sobre a escolha de modelos numéricos representativos otimistas, pessimistas e prováveis, sempre seguindo a busca de soluções para a aplicação prática na indústria de petróleo.

3. O Risco nas Previsões de Produção

3.1. Importância e Aplicações

Nas fases de avaliação, delimitação e desenvolvimento da produção existem grandes dúvidas com relação ao volumes de óleo água e gás originais, conectividade entre as diversas regiões do reservatório e transmissibilidade dos fluidos durante a produção.

Estas dúvidas impactam o cálculo do volume de óleo original *in situ*, as estimativas de reservas e as previsões do desempenho do reservatório como volumes e taxas de produção com o tempo e conseqüentemente, a lucratividade dos projetos.

A quantificação da incerteza com relação ao desempenho de um campo permite uma melhor análise econômica dos projetos de E&P e possibilita a obtenção das reservas sob uma ótica probabilística, a otimização dos planos de desenvolvimento e auxilia nas tomadas de decisão no gerenciamento dos reservatórios. Na Figura 3.1 são mostradas três possibilidades de previsão de produção de óleo decorrentes de três possíveis modelos do reservatório, e na Figura 3.2 o valor presente líquido (VPL) correspondente a estas produções. Observa-se que o modelo dois apresenta durante quase todo o período analisado um maior VPL, embora apresente um rápido declínio de vazão após dez anos, terminando com a menor vazão entre os três casos. No cálculo do VPL não apenas o volume total produzido é levado em conta, mas também as vazões em função do tempo, devido à taxa de desconto aplicado ao fluxo de caixa.

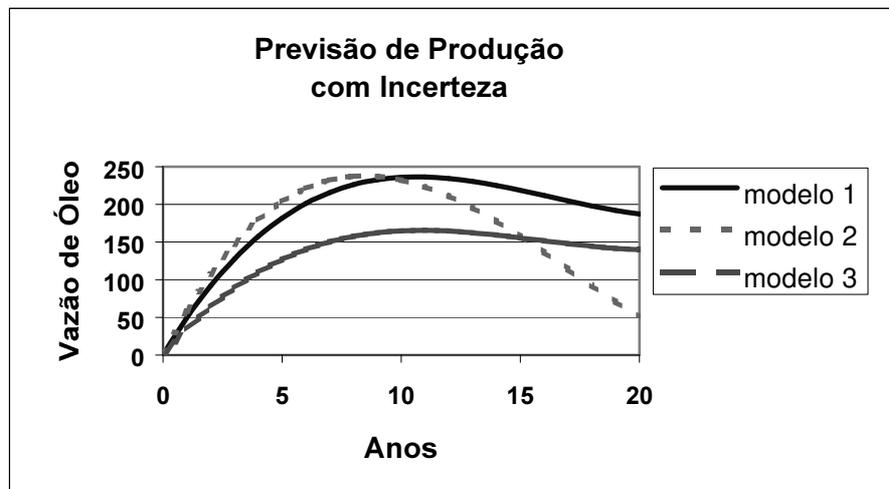


Figura 3.1: Vazões de Óleo para 3 Modelos de Reservatório.

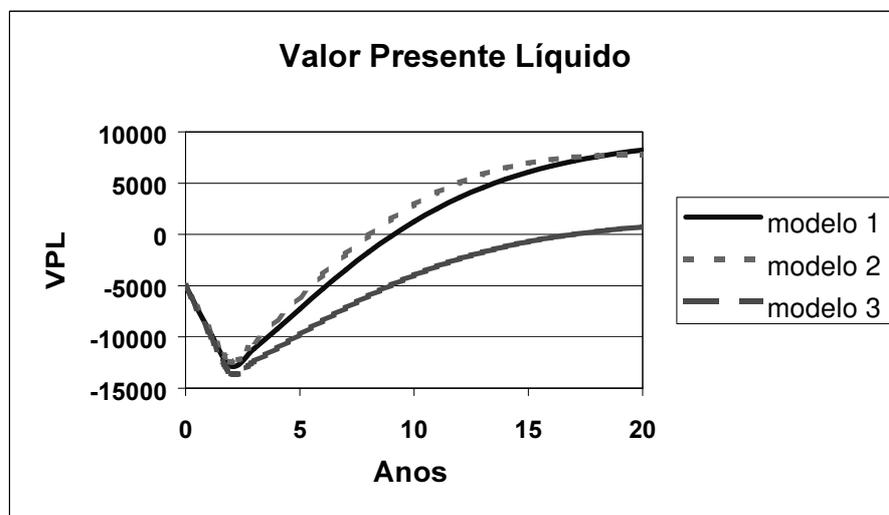


Figura 3.2: Valor Presente Líquido referente à Figura 3.1.

Em uma carteira de oportunidades de investimentos, a quantificação do impacto das incertezas do meio físico permite a obtenção da probabilidade nas estimativas do valor presente líquido dos projetos, possibilitando uma melhor comparação da atratividade destes projetos, pela obtenção não só do valor monetário esperado (VME), mas de toda a distribuição de probabilidades dos resultados (Newendorp, 1975). A Figura 3.3 apresenta a comparação do valor

presente líquido (VPL) entre os projetos A e B. O projeto B apresenta um maior VME, mas com uma grande dispersão dos resultados de valor presente líquido, incluindo uma probabilidade considerável de resultados negativos. O projeto A, embora apresente um menor valor monetário esperado, praticamente não apresenta chance de perda, o que deve ser levado em conta na escolha do melhor projeto, de acordo com o tamanho da empresa e sua tolerância ao risco.

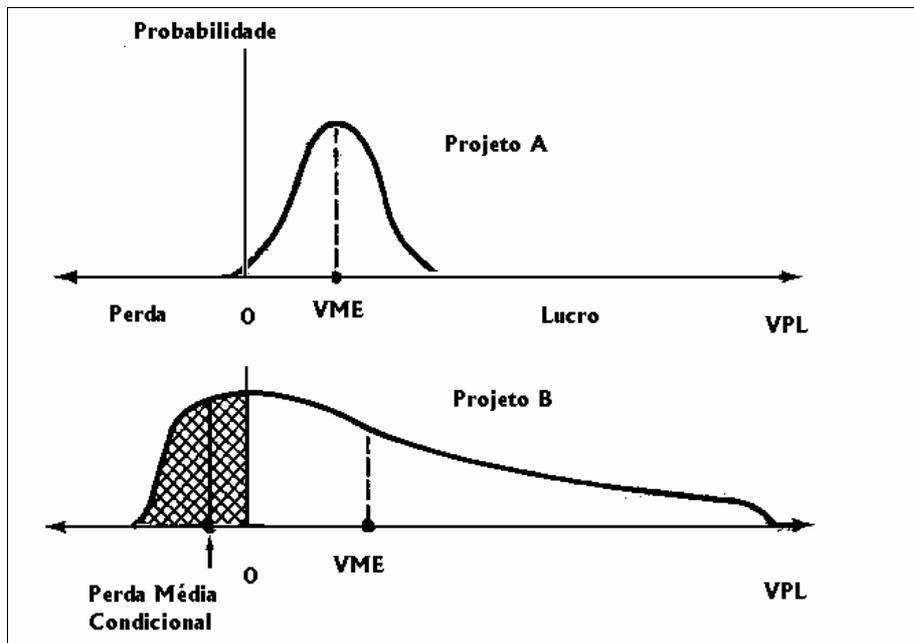


Figura 3.3: Distribuição de Probabilidades de VPL (Newendorp, 1975).

A incerteza no desempenho futuro de um reservatório é muito importante na análise econômica de projetos de E&P, na estimativa probabilística de reservas, nos planos de desenvolvimento nas tomadas de decisão no gerenciamento de campos.

Obtendo-se os resultados de previsão com produção com incerteza e conhecendo-se a possibilidade de ocorrência destes resultados, é possível a quantificação desta incerteza, ou risco. A Figura 3.4 apresenta a incerteza na produção acumulada de óleo.

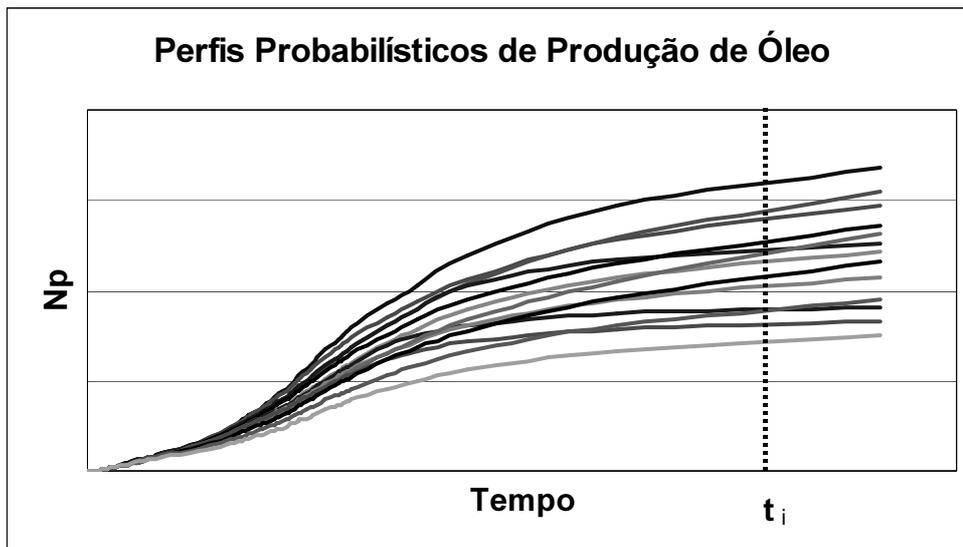


Figura 3.4: Perfis Probabilísticos de Produção de Óleo.

A Figura 3.5 ilustra um exemplo do risco da previsão da produção acumulada de óleo para um determinado período. A curva de risco é construída classificando-se os resultados em uma ordem decrescente e grafando-os com a sua probabilidade acumulada de ocorrência. Usualmente associa-se o percentual P_{10} à estimativa otimista, o P_{50} à mediana, e o P_{90} à estimativa pessimista. A estimativa P_n significa que existe $n\%$ de probabilidade que o valor real seja igual ou superior ao valor estimado.

No cálculo de reservas com métodos probabilísticos, seguindo as normas da Agência Nacional do Petróleo (ANP), considera-se como reserva provada o P_{90} , a reserva provada acrescida da provável o P_{50} e o P_{10} como sendo a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

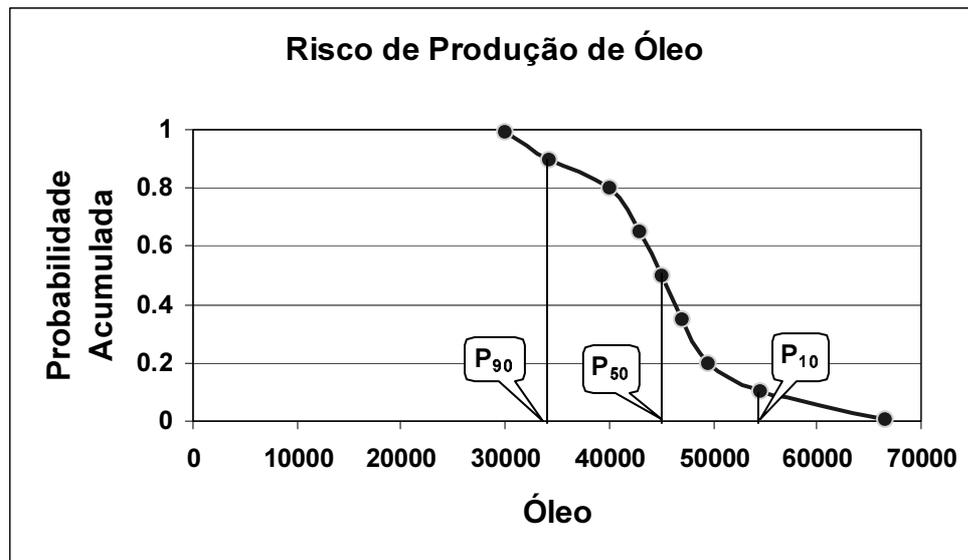


Figura 3.5: Curva de Risco de Produção Acumulada de Óleo.

Na fase de avaliação de um campo a análise do risco de desempenho permite a tomada de decisão criteriosa para três possíveis opções (Guedes, 2000):

- “Investir em informações adicionais: aquisição de nova sísmica, realização de novos processamentos, perfuração de poços de delimitação ou implantação de um sistema piloto de produção;
- iniciar o desenvolvimento da área. Neste caso são feitas recomendações sobre a hipótese básica a considerar, normalmente o cenário mais provável;
- iniciar o processo de desenvolvimento e investir em informações simultaneamente. É o caso de um projeto muito atrativo, mesmo no cenário mínimo, para o qual se deseja reduzir a dispersão dos indicadores econômicos.”

Ainda nesta fase, ainda pode ser decidido o abandono definitivo do projeto ou o seu adiamento para a espera de novos avanços tecnológicos ou melhoria no cenário econômico.

Na concepção do plano de desenvolvimento a análise de risco permite a otimização do projeto e sua flexibilização, possibilitando o reposicionamento, alteração da quantidade de poços, e adequação da capacidade de produção e quotas de injeção.

A incorporação do risco de desempenho de uma acumulação de hidrocarbonetos fornece importantes subsídios nos processos de tomada de decisão, possibilitando melhorar os indicadores econômicos do projeto, maximizando a expectativa de ganhos e minimizando a exposição a perdas.

3.2. Incerteza do Meio Físico

A incerteza com relação ao conhecimento do reservatório deve-se às dúvidas com relação ao modelo estrutural e estratigráfico do reservatório, às propriedades dos fluidos, às propriedades de rocha e interação rocha-fluido e a conectividade hidráulica entre as áreas (blocos) do reservatório.

Os parâmetros incertos na caracterização do reservatório que compõe a modelagem do reservatório e que apresentam grande influência nas previsões de produção foram abordados por Camposana (1997). A Tabela 3.1 apresenta os principais atributos da modelagem do reservatório e a Tabela 3.2 os principais atributos de rocha e fluido, com uma classificação do impacto destes atributos nas estimativas do volume original de hidrocarbonetos e no fluxo de fluidos.

O conhecimento e modelagem do reservatório provêm de escassos dados diretos advindos dos poços perfurados, de dados indiretos, principalmente sísmicos, da comparação com outros reservatórios de mesmo ambiente deposicional e mesma idade ou mesmo afloramentos apresentando um mesmo contexto geológico. Dos poços perfurados e testemunhados são obtidas amostras de rocha que permitem ensaios laboratoriais da porosidade, permeabilidade, pressão capilar, compressibilidade e permeabilidade relativa.

Antecedendo a completação dos poços são realizadas testes de formação e produção, com a coleta de amostras dos fluidos, medição da pressão estática do reservatório, cálculo da transmissibilidade e do índice de produtividade dos poços. Todos os poços são perfilados, e a interpretação dos perfis fornece o tipo de rocha, a porosidade, a identificação dos fluidos nos diferentes intervalos (óleo, água ou gás) e no caso de hidrocarbonetos, a sua saturação.

Atributo	Dependência VOHIS	Dependência com Fluxo	Origem dos dados
Geometria externa e estruturas	A	A / B	P / S / C
topo do reservatório	M	B	P / S
topo de zonas e sub-zonas	B	M	P / S
base do reservatório	M	B	P / S
limites do reservatório	A	B	P / S / C
falhas	M	A	P / S / C
Volume de Rocha Total	A	B	P / C / S
Distribuição de tipos de rocha	A	A	P / C / S
Porosidade	A	M	P / C / S
Volume poroso	A	B	P / C / S
Saturação inicial de fluidos	A	M	P / C
Profundidade do contato entre fluidos	A	B	P / S
Tamanho do aquífero	A	A	P / S / C

Dependência: A = Alta, M = Média, B = Baixa
 Dados: P = Poços, S = Sísmica, C = Correlações, Conhecimento especialista

Tabela 3.1: Atributos do Modelo Geológico.

Os dados sísmicos apresentam uma ampla cobertura tanto espacial, mas apresentam pequena resolução vertical, representando valores médios em escala gigascópica. É a principal fonte de informação para a definição da geometria externa e das principais estruturas do reservatório.

Tabela 3.2: Atributos de Rocha e Fluido.

Atributo	Dependência VOHIS	Dependência com Fluxo	Origem dos dados
Permeabilidade absoluta	N	A	P / S / C
Permeabilidade relativa ao fluido	M	A	P / C
PVT do óleo e gás	A	A	P / C
Pressão capilar	M	M	P / C
Compressibilidade da rocha	B	M	P / S
Compressibilidade do óleo	B	A	P / C
Compressibilidade da água	B	B	P / C
Barreiras de permeabilidade	N	A	P / S / C
Fator volume de formação dos fluidos	A	B	P / S

Dependência: A = Alta, M = Média, B = Baixa, N = Nenhuma
 Dados: P = Poços, S = Sísmica, C = Correlações, Conhecimento especialista

A modelagem do reservatório é realizada com a combinação destas informações, todas elas sujeitas a incertezas, resultantes de:

- Erros de medida aleatórios,
- Erros sistemáticos,
- Falta de representatividade das amostras,
- Erros de mudança de escala,
- Erros na distribuição espacial dos atributos (heterogeneidades).

Na modelagem do reservatório para simulação de fluxo podem ser atribuídos valores para os atributos, em níveis crescentes de detalhamento:

- Valores médios para todo o reservatório,
- Valores médios por regiões, zonas estratigráficas ou camadas,

- Valores discretos em uma malha 2D, em área, com posterior ponderação destes valores para cada camada,
- Valores discretos para cada célula em toda a malha 3D de simulação.

O critério de se utilizar dados médios ou discretizados para todas as células depende da qualidade e quantidade dos dados, do tempo disponível e da precisão requerida para os resultados.

A qualidade do resultado da simulação com incerteza depende da qualidade da caracterização e do nível de discretização do meio físico.

Independente do grau de complexidade da modelagem, a estimativa da incerteza de cada um dos atributos deve ser realizada pelos diferentes especialistas que participam do processo da modelagem, geofísicos, geólogos, petrofísicos e engenheiros de reservatório, de maneira a possibilitar a quantificação do impacto destas incertezas no desempenho do reservatório.

3.3. Simulação Numérica de Fluxo

O conhecimento parcial do reservatório pode ser expresso na simulação numérica de fluxo através das diversas possibilidades do modelo estrutural e estratigráfico (geometria externa, ciclos deposicionais, distribuição de porosidade e permeabilidade, *espessura porosa com óleo*), propriedades dos fluidos e interação rocha-fluido.

A simulação numérica de fluxo de diversos modelos que representam a incerteza do reservatório torna possível a obtenção do risco de performance, como volumes produzidos e vazões de óleo, água e gás ou pressão no reservatório, a qualquer tempo do período simulado.

Para a simulação numérica de fluxo, depois de modelado reservatório é necessário a definição da estratégia de produção, com a posição e tipo dos poços, cronograma de entrada de operação e condições de operação.

A estratégia de produção inicial a ser utilizada geralmente é definida para o modelo mais provável do reservatório partindo-se de premissas e regras gerais. A utilização de poços verticais, direcionais ou horizontais irá depender de critérios econômicos e da viabilidade técnica de perfurá-los. O número de poços dependerá do tipo de reservatório, geometria, do seu volume de óleo, do tempo de drenagem a ser considerado e expectativas do índice de produtividade entre outros fatores. Esta estratégia inicial é então otimizada para o caso base através de diversas rodadas de simulação de fluxo. Este é um processo de grande demanda de tempo e o objetivo final é a obtenção de um esquema de produção ideal para o modelo determinista.

A utilização de uma estratégia única para os diversos modelos do reservatório com incerteza resulta em previsões de produção otimizadas apenas para o caso base, mas não ideais para os modelos com incerteza associada.

Para se contornar este problema, algumas soluções podem ser pesquisadas:

- A utilização de uma estratégia de produção para cada modelo estrutural do reservatório;
- utilização de diversas estratégias de produção combinadas aos modelos incertos do reservatório, o que, no caso de um grande número, ocasiona um brutal aumento do número de simulações (Cruz, 2000);
- partindo-se de uma estratégia única, selecionar modelos representativos otimista, médio e pessimista e para cada um destes modelos otimizar a estratégia de drenagem através de novos estudos por simulação numérica de fluxo;
- automatização da estratégia de produção para todos os modelos à partir de premissas básicas, possibilitando uma análise das previsões de produção em iguais condições entre os diversos modelos, (Mezzomo *et al*, 2000).

Na simulação numérica de fluxo com incerteza é possível a incorporação dos parâmetros de produção e operação do campo, como as datas de abertura e fechamento dos poços, restrições de produção, vazões limites e recompletações, tornando as previsões mais realistas.

Para mostrar a relação entre a incerteza do meio físico com o desempenho do reservatório é apresentado os modelos matemáticos, que descrevem o fluxo de fluidos em um sistema bifásico através do meio poroso (Lake, 1985):

$$\vec{\nabla} \cdot \frac{k_{rp} \bar{k}}{\mu_p B_p} (\vec{\nabla} P_p - \gamma_p \vec{\nabla} D_z) - \frac{\bar{q}_p}{B_p} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_p \phi}{B_p} \right) \quad \text{Equação 3.1}$$

onde:

t = tempo

p = fase fluido

$\vec{\nabla}$ = operador divergente

k_{rp} = permeabilidade relativa da fase p

\bar{k} = tensor de permeabilidade absoluta

μ_p = viscosidade da fase p

S_p = saturação da fase p

ϕ = porosidade

B_p = fator voluma de formação da fase p

P_p = pressão da fase p

γ_p = densidade da fase p

D_z = profundidade em relação ao plano de referência

\bar{q}_p = produção de fluido da fase p

As outras equações adicionais são:

$$P_c = P_{fase\ leve} - P_{fase\ pesada} \quad \text{Equação 3.2}$$

$$S_{fase\ leve} + S_{fase\ pesada} = 1 \quad \text{Equação 3.3}$$

As condições de contorno principais são dadas pela localização dos poços, taxas de produção e injeção, geometria dos poços, existência ou não de aquífero ativo, reservatório selado. As condições iniciais incluem a geometria do reservatório, pressões e saturações iniciais, contatos originais de fluidos e propriedades iniciais de rocha e fluidos.

Na simulação numérica de fluxo o sistema de equações é resolvido numericamente e para isto, o domínio do reservatório tem que ser discretizado em um conjunto de blocos. O emprego do termo modelo do reservatório neste trabalho refere-se ao modelo numérico discretizado do reservatório.

4. Metodologia

A metodologia apresentada neste trabalho é uma evolução da desenvolvida por Loschiavo (1999) e baseia-se na simulação de diversos modelos de fluxo que representam os possíveis cenários do reservatório, através da combinação dos atributos incertos que o caracterizam.

O número total de modelos a serem simulados é definido pelo número de atributos e dos níveis de incerteza de cada atributo. Admitindo-se, por exemplo, três modelos estruturais, A1, A2 e A3 e três atributos adicionais, totalizando quatro atributos incertos, com três níveis de incerteza cada, o número total de modelos a simular será de $3^4 = 81$. A inclusão de mais um atributo elevaria este número para 243 modelos de simulação. Para reduzir o número de modelos simulados é realizado um estudo de sensibilidade, para a seleção dos atributos críticos com relação à função de produção analisada.

Para cada atributo selecionado são atribuídos valores que representam a sua incerteza e a probabilidade de ocorrência de cada um destes níveis. Para atributos que são funções contínuas, como porosidade e permeabilidade absoluta, usualmente discretiza-se em três níveis representando o valor alto (otimista), provável e baixo (pessimista).

Os modelos de simulação são construídos automaticamente através da técnica de árvore de decisão (Figura 4.1). Cada ramo final da árvore de decisão corresponde a um modelo completo para simulação, com a combinação dos atributos críticos. A probabilidade de cada modelo resultante é equivalente ao produto da probabilidade condicionais dos atributos que o compõe.

As principais etapas da metodologia adotada são: estudo de incerteza dos atributos que caracterizam o reservatório, análise de sensibilidade dos atributos incertos, montagem automática dos modelos de simulação através da técnica de árvore de decisão, simulação com computação paralela, tratamento estatístico dos resultados para a obtenção das previsões de produção com incerteza e risco.

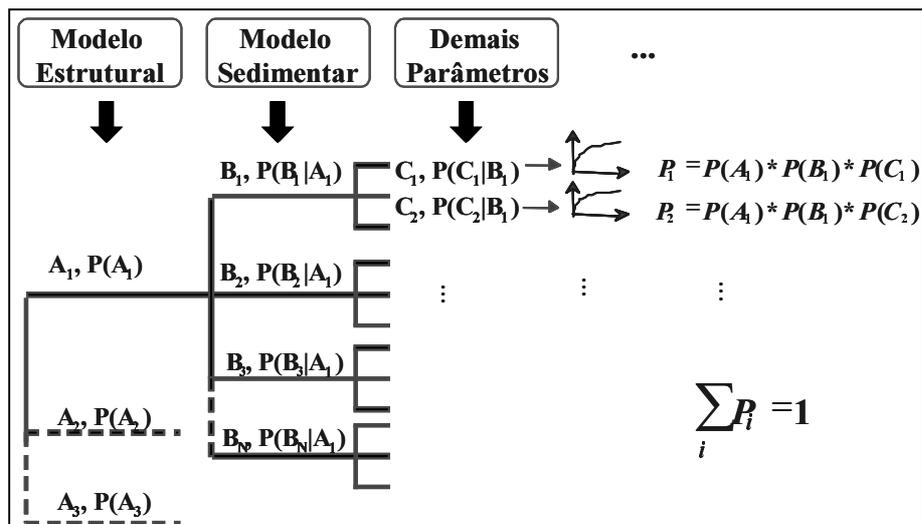


Figura 4.1: Montagem dos Modelos de Simulação pela Técnica de Árvore de Decisão (modificado de Loschiavo, 1999).

A metodologia é apresentada a seguir de uma forma generalizada, possibilitando uma grande abrangência de aplicações, sendo adaptável para análise de incerteza utilizando-se modelagem do reservatório sem grande detalhamento, típicas da fase antecedendo a perfuração dos poços de desenvolvimento, a complexas, com modelagem tridimensional do reservatório ou modelagem com simulação estocástica.

4.1. Estudo de Incerteza dos Atributos

A primeira etapa da metodologia é a identificação dos atributos incertos no modelo do reservatório e que apresentam influência no seu desempenho. Os principais atributos que apresentam incerteza estão listados nas Tabelas 3.1 e 3.2. Devido às particularidades de cada reservatório e ao seu grau de conhecimento, apenas os atributos que os especialistas acreditam

apresentar maior grau de incerteza e serem críticos com relação à função objetivo e tempo analisado é que devem ser incluídos no estudo dos atributos críticos.

Definidos os atributos incertos a serem analisados é necessária a descrição de sua incerteza. O ideal é o conhecimento toda a distribuição de probabilidade de $E[x]$, onde E é a esperança, ou o valor médio do atributo x . A Figura 4.2 apresenta a seqüência para a obtenção da função densidade probabilidade (fdp) e função densidade probabilidade acumulada (fda) das possíveis realizações de um atributo incerto.

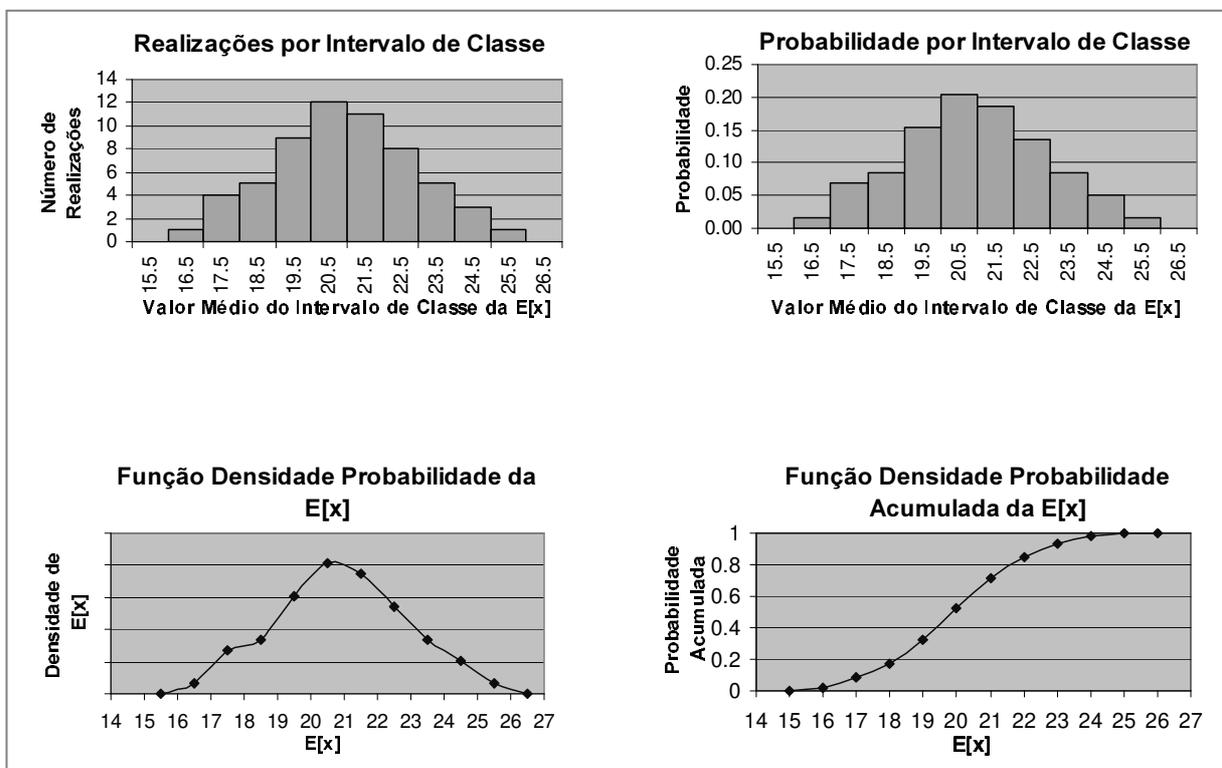


Figura 4.2: Distribuição de Probabilidades do Valor Médio Esperado de um Atributo.

Para todos os atributos relacionados ao tipo de rocha, não só o conhecimento da média ou de seus valores mais provável é suficiente, mas também a distribuição espacial dos valores. No caso de existir modelagem estocástica 2D ou 3D, através de todas as imagens geradas, pode ser obtida a fdp do atributo e também as diversas possibilidades da distribuição espacial, ou heterogeneidades, do reservatório. A seleção das imagens estocásticas para a simulação de fluxo foram apresentada por Ballin (1993) e Loschiavo *et al* (2000).

Usualmente os dados são insuficientes para a determinação da fdp e da incerteza espacial do atributo analisado. Muitas vezes apenas se dispõe da modelagem determinística do reservatório, através de mapas geológicos e dos valores mais prováveis das características de rocha, fluido e rocha fluido. Nestes casos a incerteza pode ser atribuída pelos especialistas através do valor máximo, mais provável e mínimo de cada atributo e a fdp atribuída através da distribuição triangular destes valores (Figura 4.3). Ainda nesta situação, os especialistas podem definir valores representativos alto (otimista), mais provável ou baixo (pessimista) associados a uma probabilidade (Figura 4.4).

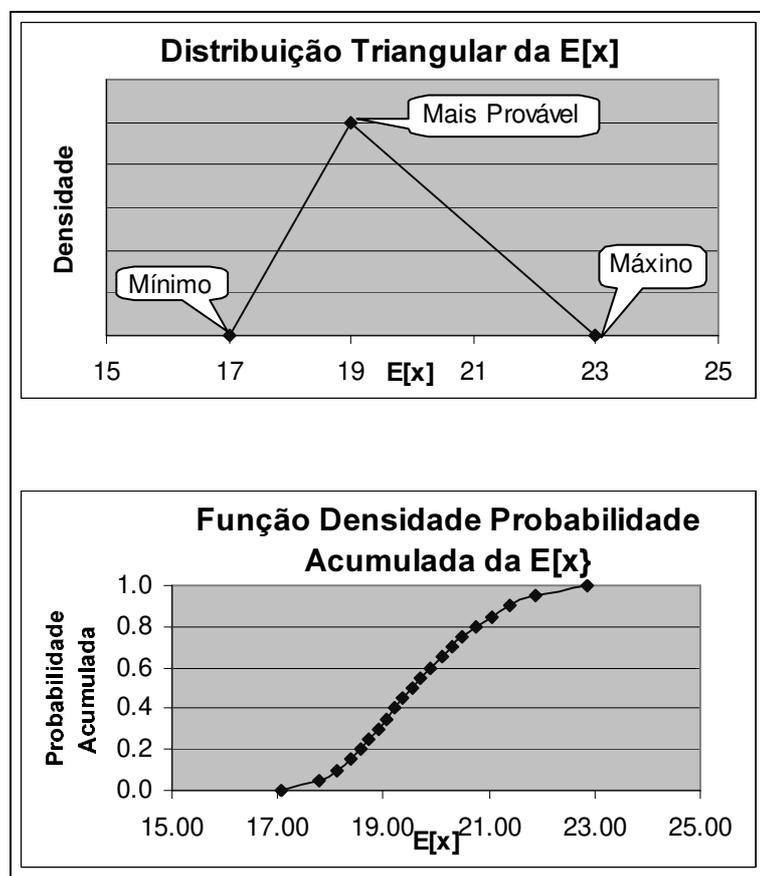


Figura 4.3: Distribuição Triangular de um Atributo e sua Função Probabilidade Acumulada.

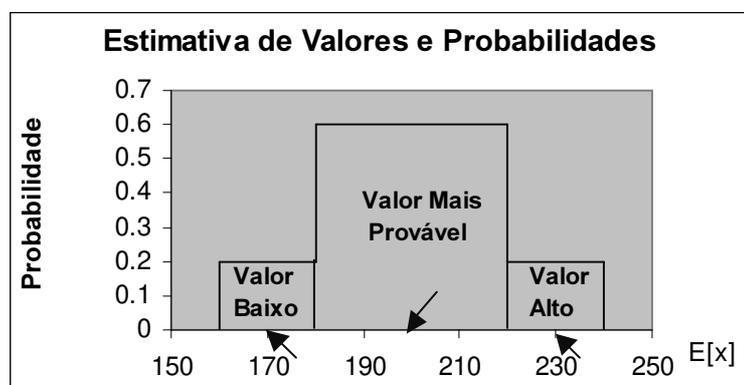


Figura 4.4: Estimativa de Valores de um Atributo.

Nesta fase é importante a consideração de agregação de atributos visando a redução do número de variáveis. Um bom exemplo pode ser considerado com relação à estimativa probabilística do volume original de óleo, que pode agregar diversos parâmetros incertos, como a geometria externa do reservatório, a razão entre volume de rocha permoporosa e volume de rocha total, porosidade e saturação de fluidos do reservatório.

Conhecendo-se ou atribuindo-se a fdp de cada uma destas variáveis, pode-se combiná-las através da técnica de Monte Carlo, para a obtenção da fdp do volume de óleo. Neste caso as dependências entre as variáveis não são levadas em conta. Esta mesma agregação de atributos pode ser realizada na modelagem geológica, onde muitas vezes o volume de óleo de um campo é obtido pelo mapeamento de $H_o \cdot \Phi \cdot S_o$ (altura da coluna de óleo) obtido da interpretação dos perfis elétricos dos poços, onde H_o é a altura de rocha porosa com óleo, Φ é a porosidade e S_o a saturação de óleo.

A integração dos mapas da altura de coluna de óleo fornece o volume de óleo, e a incerteza pode ser obtida subjetivamente por conhecimento especialista quando existe apenas um mapa determinístico, ou estatisticamente quando se utiliza modelagem estocástica. Outro exemplo de agregação de atributos é a curva de permeabilidade relativa que contém como variáveis importantes os pontos terminais e também o formato da curva.

4.2. Definição dos Níveis de Incerteza e Probabilidades

Para cada atributo considerado é necessária a definição de quantos níveis representativos da incerteza serão considerados, e para cada nível, a atribuição do seu valor e probabilidades.

Geralmente são atribuídos três níveis de incerteza (Øvreberg *et al*, 1990; Jensen, 1998, Loschiavo *et al*, 2000), representando o valor otimista, mais provável e pessimista. Ballin (1993) sugere a utilização de até cinco níveis, e Loschiavo *et al* (2000) em um estudo de caso, reporta a ocorrência de agrupamento de perfis probabilísticos de produção condicionados a três níveis do parâmetro mais crítico e sugere nestes casos, um maior número de níveis de discretização.

Os atributos, como os dados de PVT de análises de óleo de poços diferentes, ou distintas curvas de permeabilidade relativa originadas de ensaios de laboratório, são atributos discretos. Muitas vezes não é possível a definição, sem simulação numérica de fluxo, quais dados são otimistas ou pessimistas. Nestes casos, para a definição de quantos níveis a se utilizar, deve ser considerado a qualidade e a quantidade dos dados para a seleção, e agrupamento, se necessário, dos valores representativos da variabilidade destes atributos.

Para todos os atributos que são funções contínuas como a estimativa de VHIS ou a permeabilidade media do reservatório, é necessária a padronização das probabilidades para a definição do valor otimista, mais provável e pessimista. Se forem considerados os valores otimista e pessimista, associados a probabilidades muito pequenas de ocorrência, serão escolhidos valores extremos. Se forem adotadas, no caso de três níveis, probabilidades equiprováveis, serão considerados valores mais centrais, o que pode prejudicar as análises do risco de produção devido à concentração dos resultados em valores centrais (Figura 4.5).

Na modelagem determinística, uma maneira simples, embora subjetiva, de definição e incorporação da incerteza ao atributo é a aplicação de um fator de escala (multiplicador ou divisor) ou de translação (aditivo ou subtrativo) para a definição dos valores otimista e pessimista, sempre com referência à probabilidade associada.

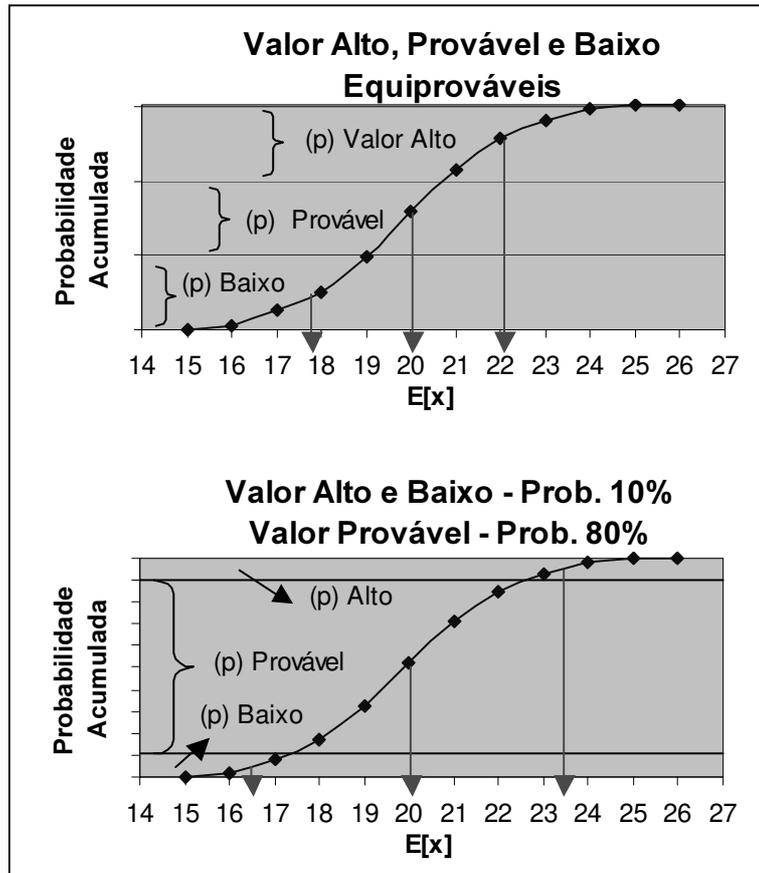


Figura 4.5: Discretização de Atributo em 3 Níveis de com Probabilidades Diferentes.

Considerando a incerteza durante o processo de modelagem geológica, os mapas podem ser elaborados já com três realizações correspondentes aos valores máximo, mais provável e mínimo, como no trabalho de Guedes *et al* (2000).

O valor do nível do atributo associado à probabilidade de ocorrência refere-se ao valor médio do intervalo de classe da probabilidade de referência. A Figura 4.5 ilustra esta consideração para variáveis contínuas discretizadas em 3 níveis, mostrando a associação entre percentis, o valor do intervalo de classe e a probabilidade de ocorrência.

Existindo modelagem estocástica, a seleção das imagens dos atributos volumétricos pode ser feita através do histograma do número de realizações dentro dos intervalos de classe definidos para o atributo analisado. Para atributos com grande influência ao fluxo de fluidos, modelados estocasticamente, a classificação para a seleção dos níveis de incerteza muitas vezes necessita ser

feita por simulação numérica de fluxo. Este processo, a depender do número de imagens a analisar, necessita de técnicas de simulação rápida para a redução do tempo requerido, (Ballin,1993).

4.3 Estratégia de Produção

Após a modelagem do reservatório, e analisados os atributos incertos é definida uma estratégia de drenagem para o modelo base. A conceituação aqui usada para modelo base é a de modelo determinístico de simulação de fluxo, onde todos os atributos que o compõe são os mais prováveis. A estratégia de produção inclui:

- Quantidade e localização dos poços produtores e injetores, se houver;
- cronograma de entrada dos poços;
- mecanismo de elevação artificial;
- condições de operação dos produtores e injetores, como vazões limites, pressões de operação, intervalos produtores, parâmetros para recompletações automáticas.

A estratégia de produção procura otimizar o retorno financeiro do projeto e o fator de recuperação de hidrocarbonetos, levando-se em conta o período de tempo estipulado para a drenagem do reservatório.

Na aplicação desta metodologia considerou-se uma única estratégia de drenagem, mas é possível a utilização de mais de uma estratégia de produção. Nesta situação a estratégia de drenagem poderia entrar na árvore de decisão como mais um atributo incerto, e a análise do risco de produção permitiria escolher qual a melhor alternativa de drenagem frente à incerteza do reservatório. As hipóteses de drenagem do reservatório podem contemplar diferentes concepções de arranjo de poços, de métodos de recuperação suplementar, ou apenas alterações no cronograma de início e na ordem de operação dos poços.

4.4 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade tem como finalidade principal a redução do número de atributos incertos, através da escolha dos críticos. Ela é realizada através da simulação numérica de fluxo dos modelos em que os atributos com os níveis de valor máximo e mínimo são substituídos no caso base. Este processo é repetido para cada atributo incerto e os resultados são comparados com o obtido no caso base. O caso base é o modelo completo de simulação de fluxo com todos os atributos mais prováveis e apresenta a mesma conotação de modelo determinista. No caso de atributos em que não se pode qualificar seu nível mais otimista ou pessimista, cada um dos níveis de incerteza existentes são simulados. Um exemplo deste caso são as análises de PVT ou permeabilidade relativa.

A análise de sensibilidade é efetuada com relação à função de produção ao período de tempo simulado. Para mais de uma função objetivo ou o estudo considerando mais de um período de produção, novas análises de sensibilidade devem ser efetuadas, pois a sensibilidade aos atributos altera-se com relação ao tempo e também à função analisada.

Na análise de sensibilidade são utilizados os valores máximos e mínimos dos atributos discretizados das variáveis de distribuição contínua, sem uma ponderação sobre as suas probabilidades. O ideal é que suas probabilidades sejam padronizadas, para não haver distorções nos resultados (Figura 4.5). Um problema a ser considerado é a inclusão de atributos categóricos (como PVT, $K_{r_{ow}}$ ou modelo estrutural), com diferentes probabilidades de ocorrência, que pode prejudicar a comparação com os outros atributos.

Com os resultados da análise de sensibilidade, são definidos os atributos que serão considerados na estimativa de risco de produção. Para os atributos discretos, podem ser eliminados os níveis que apresentem pouca sensibilidade. A Figura 4.6 apresenta um gráfico do tipo tornado, com três variáveis contínuas, A, B e C, com valores otimista e pessimista e duas variáveis discretas, D, com quatro valores (dado base acrescido de 3 outros dados) e E, com três valores. Considerando-se como atributos críticos os que apresentam uma sensibilidade, em comparação ao caso base, maior que 10% em módulo com relação à função objetivo, seriam

excluídos o atributo A e os valores D2 e E2 da análise do risco. Ocorrendo a eliminação de valores de atributos discretos, deve ser realizada uma redistribuição das probabilidades dos valores remanescentes considerados na árvore de decisão. Este ponto será melhor discutido no Item 5.1.

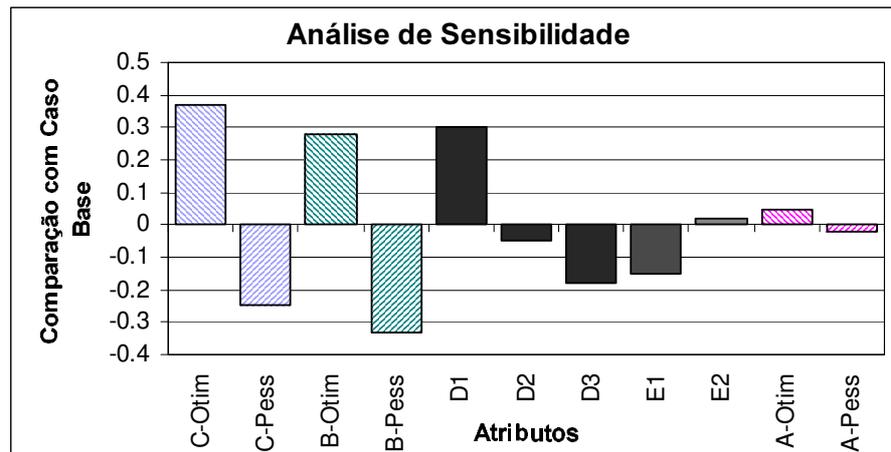


Figura 4.6: Gráfico tipo Tornado de Análise de Sensibilidade.

A identificação dos atributos críticos permite também um direcionamento criterioso dos esforços para uma redução da incerteza através de novos estudos de caracterização ou obtenção de novos dados, visando não só a quantificação, mas também a redução do risco de produção e econômicos.

4.5 Simulação de Fluxo com Incerteza

Os modelos de simulação de fluxo contemplando a incerteza são construídos através da técnica de decisão, com a combinação dos atributos críticos definidos pela análise de sensibilidade. Para cada atributo são informados os níveis de incerteza e suas probabilidades que entrarão na montagem da árvore de decisão.

Na árvore de decisão (Figura 4.1), cada ramo constitui a reunião de todos os atributos que formam um modelo para simulação numérica de fluxo completo. A soma das probabilidades de

todos os modelos perfaz a unidade, mostrando que todas as possíveis realizações baseadas nos dados de entrada são consideradas.

Na construção da árvore de decisão a probabilidade condicional de ocorrência dos atributos pode ser incluída. Um exemplo pode ser dado através das variáveis porosidade e permeabilidade. Considerando-se um índice de correlação positivo entre elas, a probabilidade de ocorrência de permeabilidade otimista, tendo ocorrido porosidade também otimista, é maior do que tendo ocorrido porosidade pessimista. Conhecendo-se a dependência entre as variáveis, ela pode ser incorporada na árvore de decisão, e neste caso a ordem de entrada dos atributos é importante.

Neste trabalho todo o processo de construção da árvore de decisão e montagem dos modelos de simulação é feito de maneira automatizada. Um arquivo de entrada descreve a estrutura da árvore da árvore, com todos os atributos incertos, os níveis e probabilidades condicionais, os parâmetros de saída, os percentis e as funções de produção a serem analisadas. O mesmo programa envia todos os modelos gerados para simulação em uma rede de estações através de processamento paralelo. A distribuição dos processos de simulação é realizada por um módulo de paralelização de simuladores entre as estações de trabalho definidas no arquivo de entrada.

A definição do número de atributos a serem utilizados na análise de risco é uma decisão que deve obter um compromisso entre a qualidade requerida dos resultados obtidos, o tempo, recursos humanos e computacionais disponíveis. A simulação dos modelos com incerteza é iniciada com os atributos mais críticos e prossegue com a incorporação dos atributos de maior sensibilidade subsequente, até o ponto em que a incorporação de um novo atributo não influencie de maneira significativa os resultados. A automatização desse processo é muito importante para a viabilidade prática do processo de análise.

4.6 Tratamento Estatístico

Concluída a simulação de todos os modelos, automaticamente os resultados das previsões de produção são arquivados e processados estatisticamente, para a obtenção dos percentis dos parâmetros de produção especificados no arquivo de entrada. A Tabela 4.1 apresenta o formato de saída dos resultados da análise de incerteza, com a probabilidade e os resultados das funções de produção de cada modelo de simulação, os percentis e o valor esperado (VE), para todos os tempos especificados pelo usuário.

A automação dos processos de geração dos modelos com incerteza, da simulação com computação paralela e da análise estatística, permitem uma substancial redução de tempo e de esforços em tarefas repetitivas, o que facilita a atualização da análise de risco de produção à medida que novos dados e modelagem do reservatório mais refinada são obtidos.

Outra característica que distingue esta metodologia de outras análises de incerteza é a possibilidade de obtenção dos modelos numéricos representativos dos diversos percentis. Com os modelos representativos dos cenários otimista, mais provável e pessimista, os planos de desenvolvimento podem ser otimizados para cada um destas possibilidades, subsidiando as tomadas de decisão no desenvolvimento do reservatório. Os cuidados e as considerações a serem feitas na escolha destes modelos são enfocados no Capítulo 6.4.1.

A Figura 4.7 apresenta um fluxograma geral da metodologia de análise de incerteza com simulação numérica de fluxo.

Tabela 4.1: Formato de Saída do Programa de Análise de Incerteza.

Função Objetivo - A					
Modelo	Probab.	Dias	Dias	~	Dias
		180	360	~	3600
1	0.13	572	1258	~	11326
2	0.25	568	1306	~	12411
3	0.19	453	861	~	7746
~	~	~	~	~	~
n	0.21	601	1142	~	11419
Percentis					
P01		431	860	~	8514
P10		455	910	~	1001
~			~	~	
P50		573	1150	~	11845
~			~	~	
P90		595	1194	~	12297
P99		703	1406	~	13919
VE		570	1140		11860
Função Objetivo - B					
Modelo	Probab.	Dias	Dias	~	Dias
		180	360	~	3600
1	0.13	0.011	0.021	~	0.200
2	0.25	0.013	0.026	~	0.250
3	0.19	0.012	0.024	~	0.240
~	~			~	
n	0.21	0.01	0.020	~	0.210
Percentis					
P01		0.009	0.019	~	0.180
P10		0.011	0.200	~	0.190
~		~	~	~	~
P50		0.012	0.023	~	0.220
~				~	
P90		0.013	0.025	~	0.240
P99		0.013	0.026	~	0.250
VE		0.012	0.022		0.210

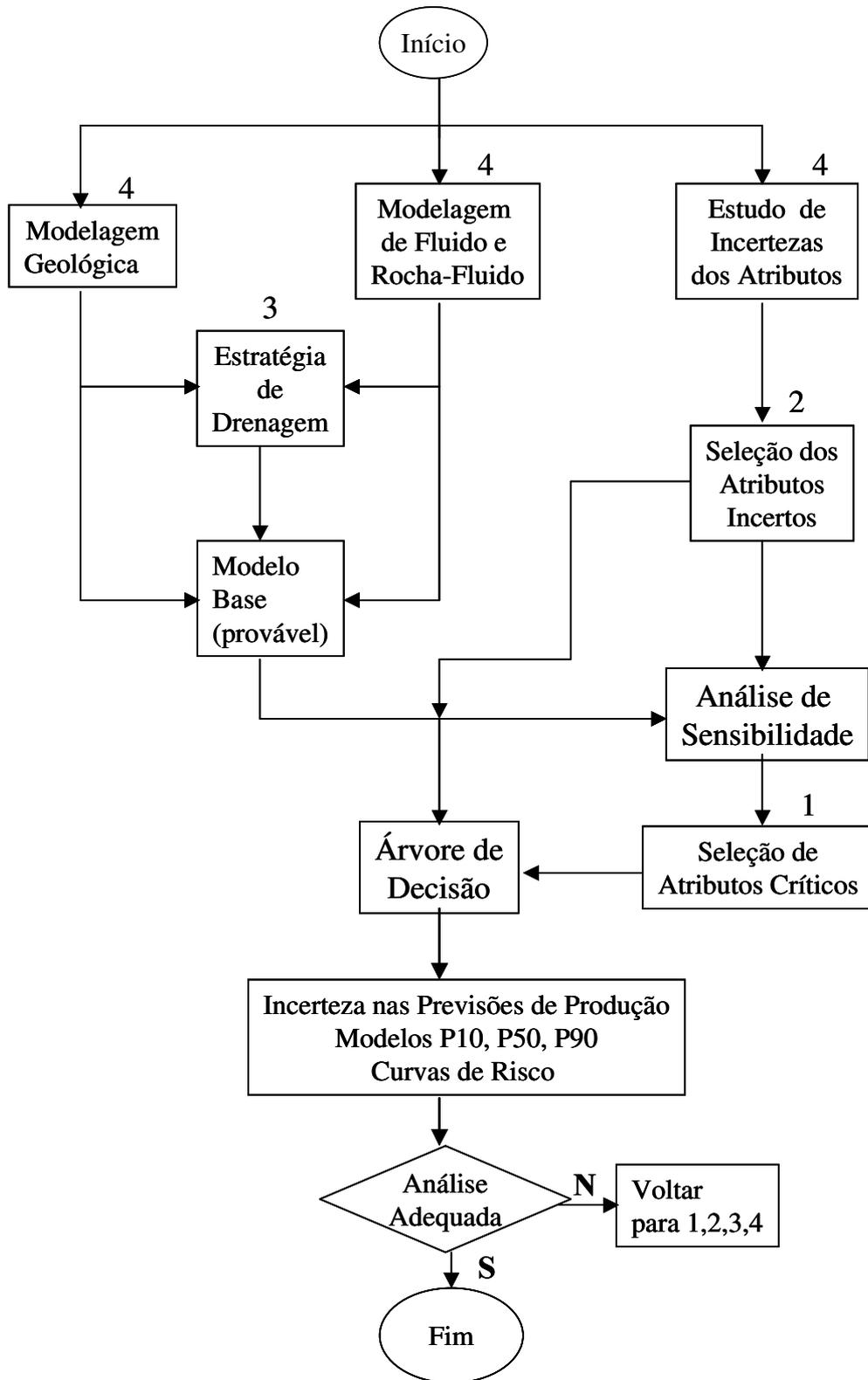


Figura 4.7: Fluxograma da Análise de Incerteza com Simulação Numérica de Fluxo.

5. Aplicação

A metodologia de análise da incerteza e risco nas previsões de produção abordada no capítulo anterior foi aplicada aos dados adaptados de um campo marinho da Bacia de Campos. O reservatório é formado por arenitos turbidíticos confinados por falhamentos, de idade Albiano-Cenomaniano, período Cretáceo Superior (Bruhn, 1998), de boa porosidade e permeabilidade.

O volume de óleo original do campo é de aproximadamente 100 milhões de m³ e o principal mecanismo de produção é gás em solução. O campo apresenta-se desenvolvido, com mais de 20 anos de produção. A drenagem é realizada através de 33 poços produtores de óleo e 13 poços injetores de água. Entretanto, para reproduzir a situação de conhecimento do campo na fase antecedendo o desenvolvimento da produção, todo o estudo foi realizado apenas com os dados disponíveis na fase de delimitação do campo. Estes dados compreendem nove linhas sísmicas, oito poços perfurados, quatro análises de PVT do óleo, análise de testes de formação, interpretação de perfis elétricos e dados de testemunhos de três poços. Dos testemunhos foram utilizados dados de porosidade e permeabilidade petrofísica, sete análises de permeabilidade relativa, dez de pressão capilar e compressibilidade de rocha. Dos poços perfurados, seis localizam-se dentro do principal bloco do campo e dois são secos, servindo para a delimitação do campo (Figura 5.1).

A análise de incerteza e risco de produção foi realizada com relação ao VPL e volume de óleo produzido (NP) para um período de produção inicial de dez anos.

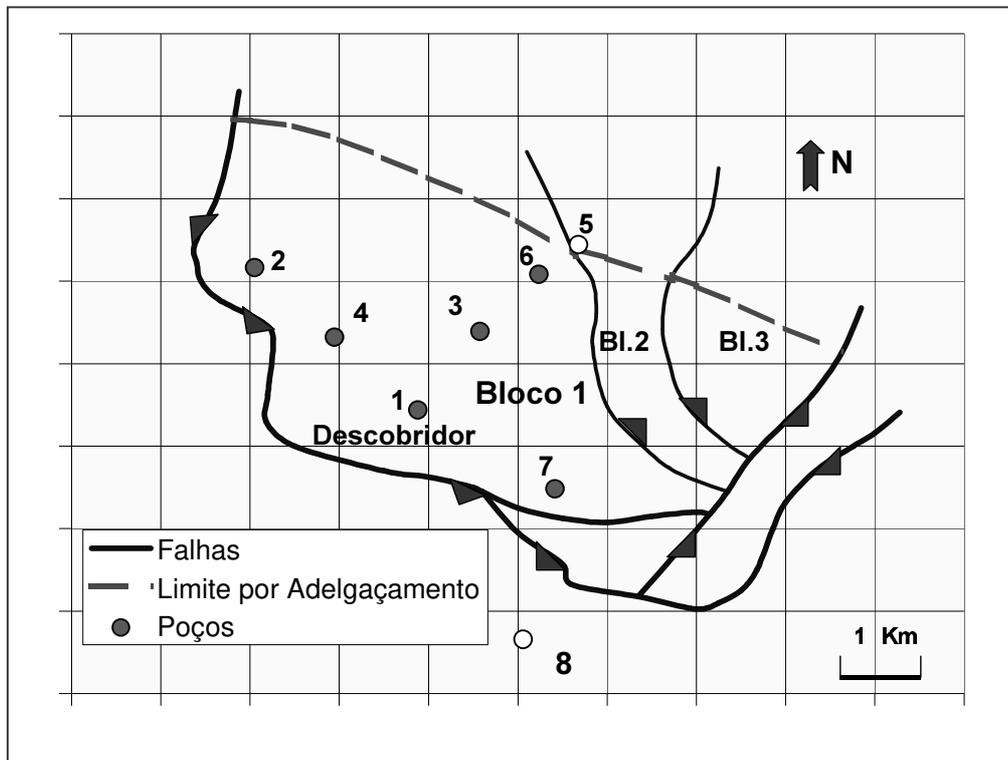


Figura 5.1: Esboço Estrutural e da Geometria Externa do Campo.

O Reservatório compreende uma espessa amalgamação de diversos corpos de areia turbidítica, interpretados como lobos canalizados, intercalados por níveis pelíticos essencialmente constituídos por margas bioturbadas. Estes depósitos apresentam uma feição canalizada, de direção WNW-SSE. O campo apresenta aproximadamente 8 Km de comprimento por 3 km de largura. Estes turbiditos encaixam-se na classificação proposta por Bruhn em 1998, de lobos canalizados ricos em areia (GSLc – *confined, gravel-sand-rich lobes turbidites*).

A deposição dos turbiditos foi controlada pelas falhas lítricas sindeposicionais, ocasionadas pela halocinese dos evaporitos Aptianos, ocasionando subsidência e formação de calhas intratalude. Estes falhamentos serviram também como conduto para a migração do óleo para o reservatório.

Os corpos espessos de arenito apresentam boa continuidade lateral, algumas vezes migrando para fácies de intercalação arenito-folhelho. Os pacotes de areia estão separados por margas e folhelhos que localmente são erodidas por depósitos turbidífticos posteriores, deixando localmente em comunicação corpos individualizados de areia. Os níveis descontínuos de marga e folhelho representam a principal heterogeneidade do reservatório, constituindo barreiras ao fluxo vertical de fluidos.

5.1. Modelagem do Reservatório

A modelagem do reservatório foi realizada partindo-se da premissa de um campo descoberto em um horizonte geológico já conhecido da Bacia, permitindo a analogia com outros campos na sua caracterização.

A geometria externa do reservatório foi obtida através de interpretação sísmica, com amarração sísmica dos refletores de topo e base do reservatório dos poços perfurados. As Figuras 5.2 e 5.3 mostram a boa continuidade do refletor do topo do Albiano, base do reservatório (em azul) e as principais falhas da área. O reservatório é delimitado a W, S e SE por falhamentos normais e à N e NE por adelgaçamento do arenito.

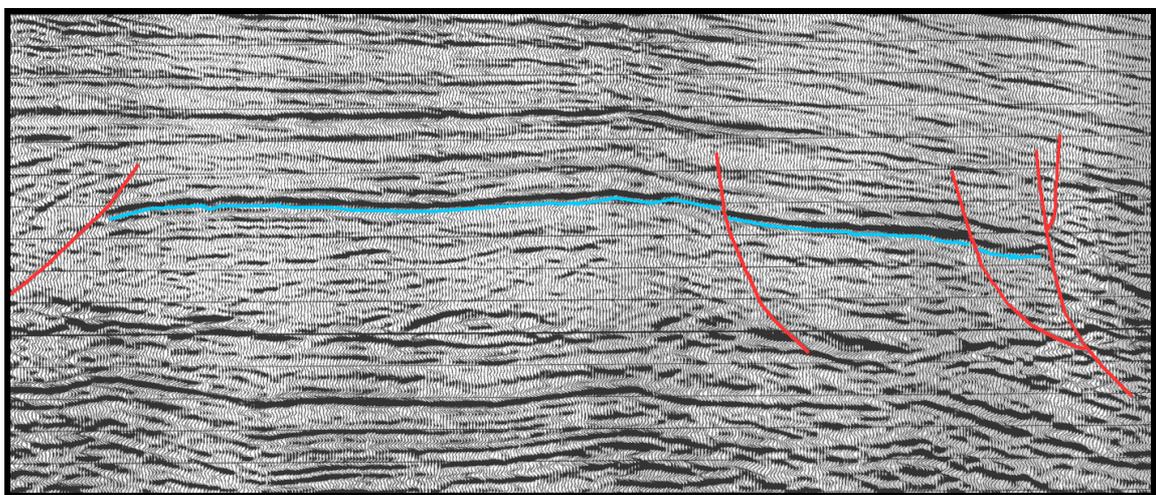


Figura 5.2: Seção Sísmica Interpretada, direção NW-SE.

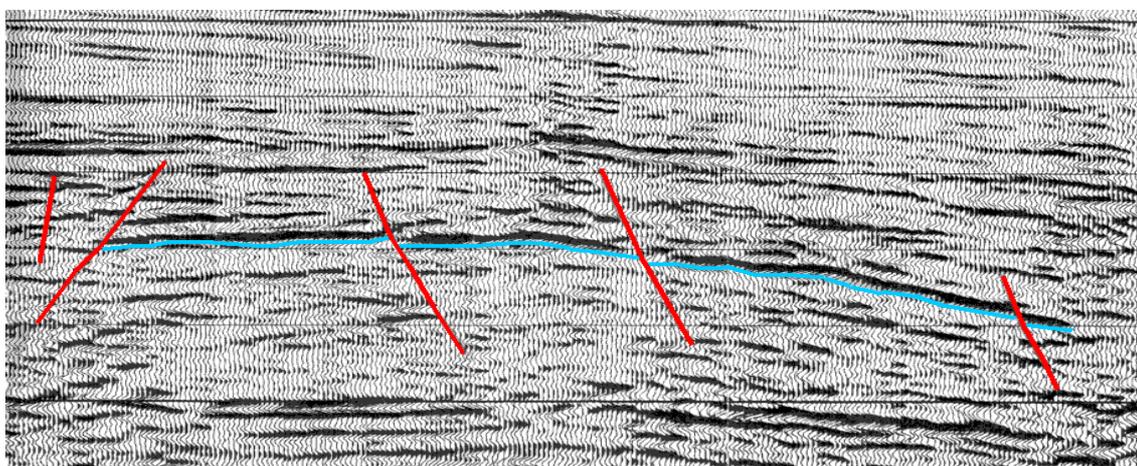


Figura 5.3: Seção Sísmica Interpretada , direção SW-NE.

Devido aos falhamentos a escala sísmica, o campo foi dividido em 3 blocos. O Bloco um apresenta contato óleo-água único definido. Nos Blocos dois e três, sem poços nessa fase, eram desconhecidos os fluidos presentes e a conectividade com o Bloco um (Figura 5.1).

O reservatório foi subdividido em três subzonas estratigráficas devido aos perfis indicarem a presença de ciclos deposicionais separados por intercalações de folhelhos.

O topo do reservatório em profundidade foi obtido pela conversão do mapa sísmico em tempo para profundidade com as velocidades obtidas dos poços perfurados (Figura 5.4). A espessura de rocha total, a espessura de rocha permoporosa e a porosidade (Figura 5.5) de cada subzona foram mapeados por geoestatística, pelo método de Krigagem Ordinária, utilizando-se os dados dos perfis interpretados. Estes mapas foram gridados para a obtenção do modelo geológico numérico para simulação de fluxo.

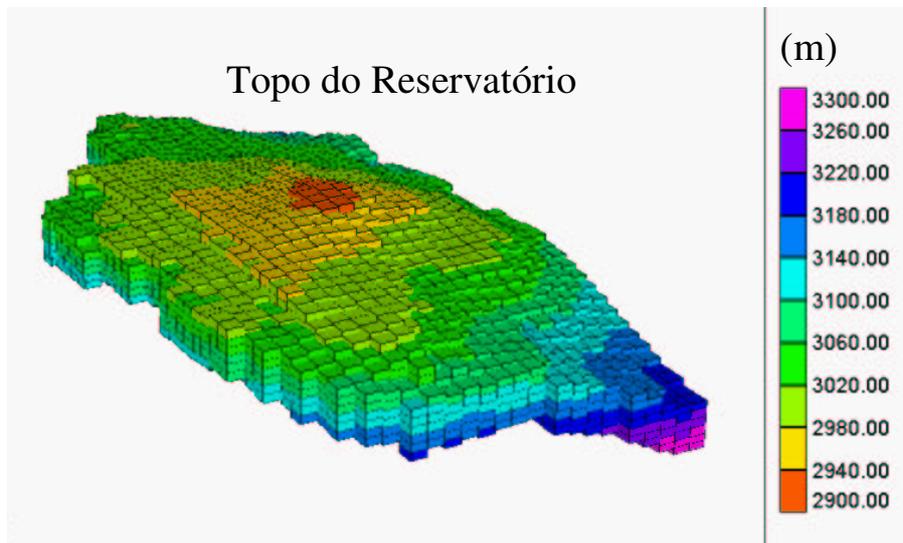


Figura 5.4: Visão 3D do Topo do Reservatório.

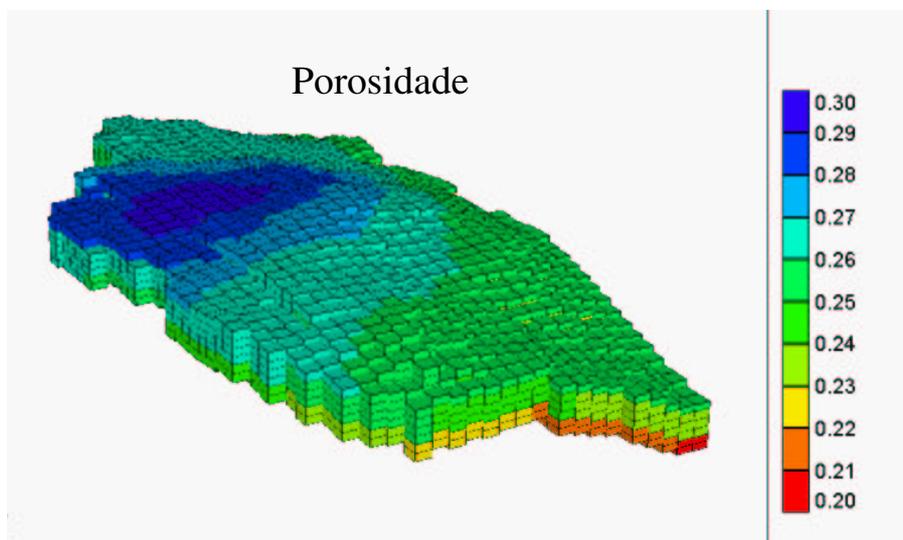


Figura 5.5: Visão 3D da Porosidade do Reservatório.

O aquífero, inferido pela modelagem geológica, é limitado e de dimensões reduzidas. O contato óleo-água observado nos poços perfurados apresenta a mesma profundidade e inicialmente foi assumido com único para todo o campo. Não foi constatada a presença de capa de gás inicial.

A permeabilidade absoluta horizontal foi obtida através da correlação porosidade-permeabilidade dos ensaios de laboratório dos plugues dos testemunhos (Figura 5.6). A permeabilidade horizontal foi assumida com sendo a mesma em todas as direções.

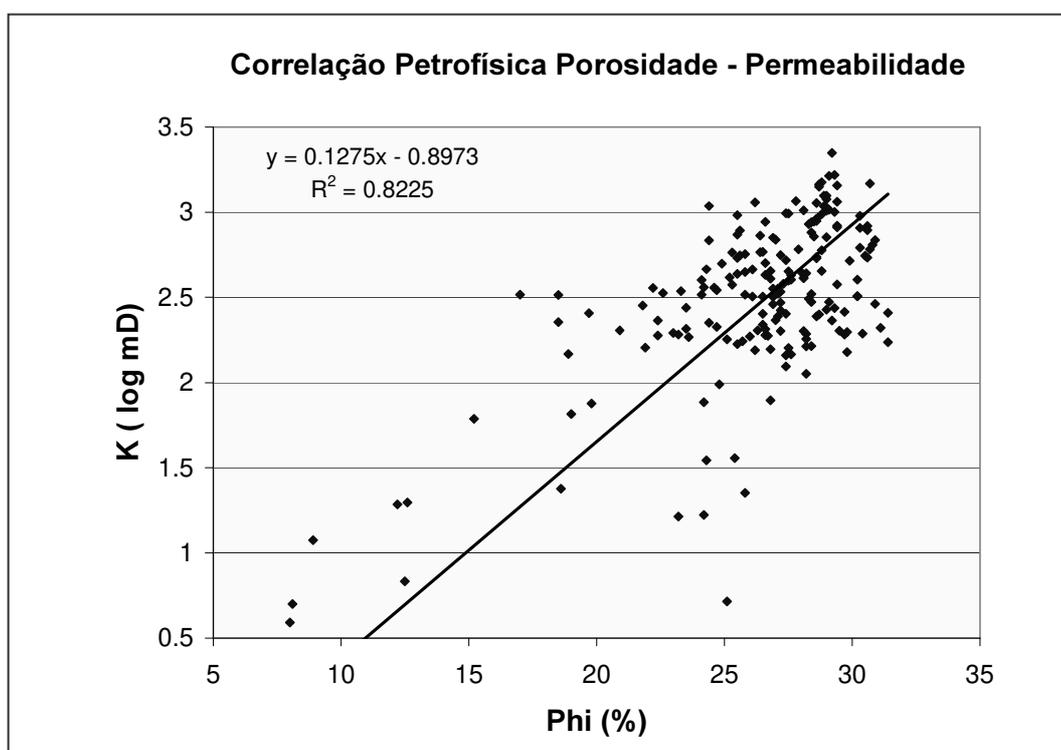


Figura 5.6: Correlação Petrofísica Porosidade-Permeabilidade.

A permeabilidade vertical foi estimada como sendo um décimo da horizontal, devido a presença de intercalações de margas e folhelho, que geram barreiras horizontais descontínuas ao fluxo.

A caracterização do óleo do reservatório foi realizada das amostras coletadas nos testes de formação. Das quatro análises de PVT existentes, uma foi descartada por má amostragem. As três

análises restantes foram usadas como possíveis representantes das características do óleo do reservatório (Tabela 5.1).

Tabela 5.1: Principais Características das Análises de PVT.

Pvt	Pressão Saturação Kgf/cm2	RS m3/m3	Bo m3/m3	Bg m3/m3	VISO cp	VISG cp	CO 1/(kg/cm2)
1	219.4	117	1.42	0.0051	0.94	0.0211	0.000162
2	211.4	113	1.41	0.0054	0.94	0.0199	0.000140
3	213.3	122	1.39	0.005	1.3	0.0215	0.000156

A permeabilidade relativa do sistema óleo-água foi modelada utilizando-se as correlações de Standing (1975), que são baseadas na pressão capilar e nos pontos terminais dos ensaios de permeabilidade relativa. Das amostras disponíveis foram modeladas três pares de curvas K_{r_o} e K_{r_w} (Figura 5.7). Cada par de curvas agrega as variáveis de saturação inicial de água (com implicação no volume inicial de óleo) e a saturação residual de óleo, além do formato das curvas.

Através do tratamento e agrupamento dos dados de laboratório (Figura 5.8) da permeabilidade relativa gás-óleo, três pares de curvas de K_{r_g} e K_{r_o} foram modelados.

A saturação de óleo inicial respeitou as curvas de pressão capilar incluída no modelo de simulação no cartão de permeabilidade relativa óleo-água.

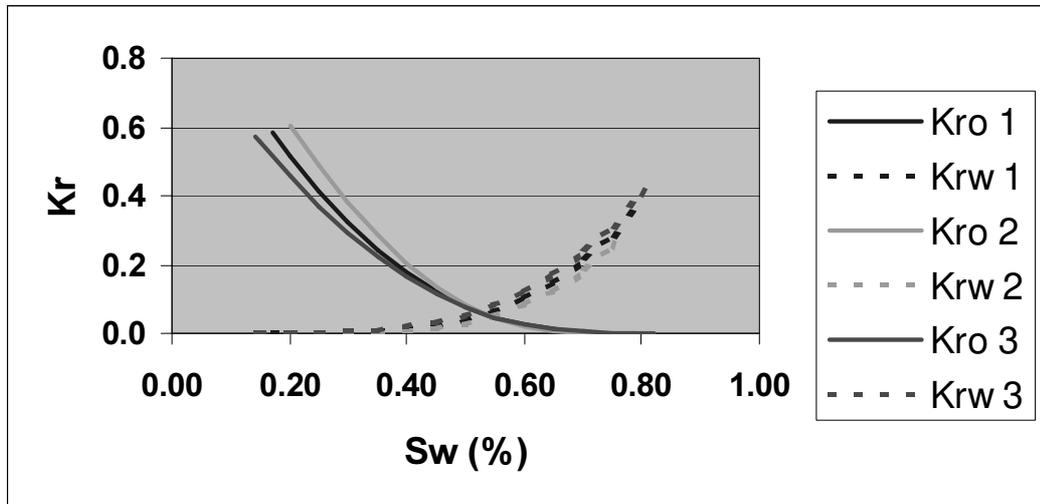


Figura 5.7: Curvas de Permeabilidade Relativa do Sistema Óleo-Água.

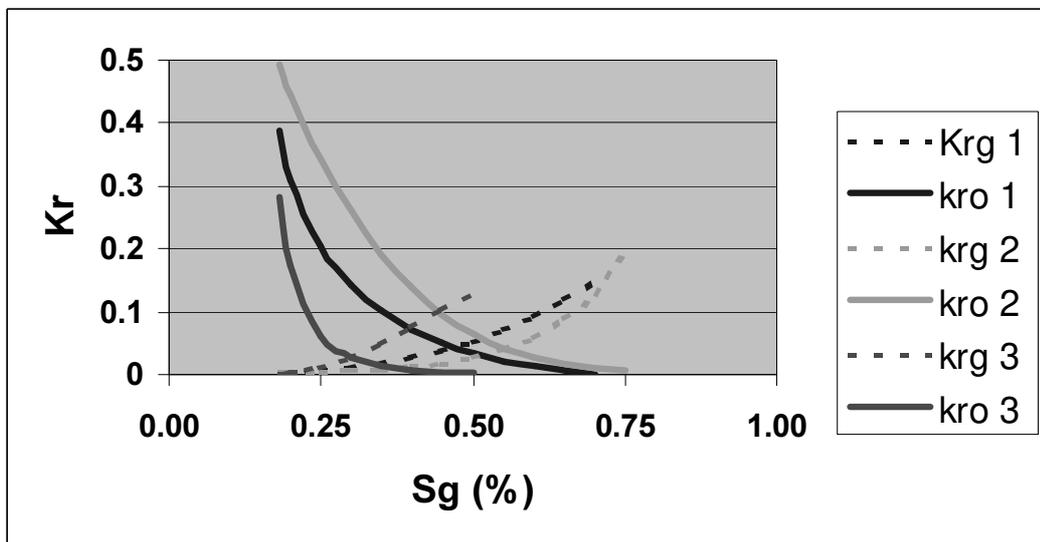


Figura 5.8: Curvas de Permeabilidade Relativa do Sistema Gás-Óleo.

Os ensaios de laboratório indicam para a compressibilidade de rocha um valor médio de 50.10^{-6} Kgf/cm².

A construção da malha de simulação obedeceu à estratigrafia, com o topo das camadas respeitando as superfícies das três subzonas estratigráficas. A malha apresenta dimensão 51x28x6 (i, j, k), com i e j de 150m, topo e espessura variáveis e 5674 células ativas.

A camada um, superior, corresponde à subzona I, e apresenta as melhores condições de porosidade, permeabilidade, continuidade dos corpos de arenito e maior proporção de rocha permoporosa.

As camadas dois e três são uma subdivisão da subzona II, com os iguais valores de porosidade, permeabilidade, e espessura de rocha porosa para células com mesmo índice i e j.

As camadas quatro, cinco e seis foram obtidas pela subdivisão da subzona III, que apresenta a maior espessura.

Este tipo de gride possibilita a utilização de redutores de transmissibilidade vertical, respeitando as características deposicionais entre as subzonas, que apresentam no seu topo maiores proporções de fácies argilosas.

5.2. Estratégia de Drenagem

O número e a sua localização dos poços utilizados foram os mesmos do plano de desenvolvimento definitivo, com trinta e três poços produtores e treze injetores de água . A Figuras 5.9 apresenta os poços produtores de óleo (em azul, zona de água e em verde zona de óleo no topo do reservatório) e a Figura 5.10 os poços injetores. A data de início de operação dos poços também foi baseada no desenvolvimento implantado, com exceção dos poços injetores que foram antecipados. A razão desta antecipação foi devida ao início da injeção ter sido condicionada ao tempo em que o modelo base atingisse a pressão de saturação do reservatório.

Para todos os poços foram utilizados os mesmos controles de produção, injeção e condições de operação.

As condições de operação dos poços produtores são:

- Completação de todos os intervalos inicialmente localizados na zona de óleo;
- razão de canhoneio de 30% com relação à espessura da camada;
- vazão máxima de produção de líquido de 1500 m³/dia;
- pressão mínima de operação no fundo do poço de 100 Kgf/cm²;
- fechamento de intervalo de produção ao atingir razão de água e líquido total maior que 80%;
- fechamento ao atingir vazão mínima de líquido de 50 m³/dia ou 80% de razão de água;
- método de elevação artificial por injeção de gás.

Para os poços injetores de água as condições são:

- Canhoneio na zona de água;
- vazão máxima de injeção de 2200 m³/dia;
- pressão máxima de fundo de 400 Kgf/cm².

A produção teve início com um projeto piloto, com apenas quatro poços produzindo sem injeção de água. Após 29 meses de produção, e com a pressão estática do reservatório atingindo a pressão de saturação entram em operação os primeiros poços injetores de água. Após quatro anos de operação, novos produtores e injetores são progressivamente abertos.

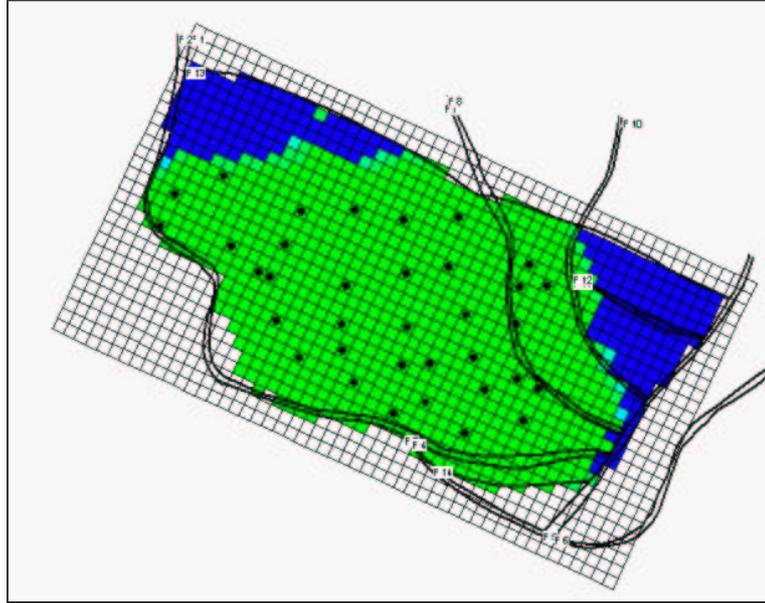


Figura 5.9 : Poços Produtores de Óleo.

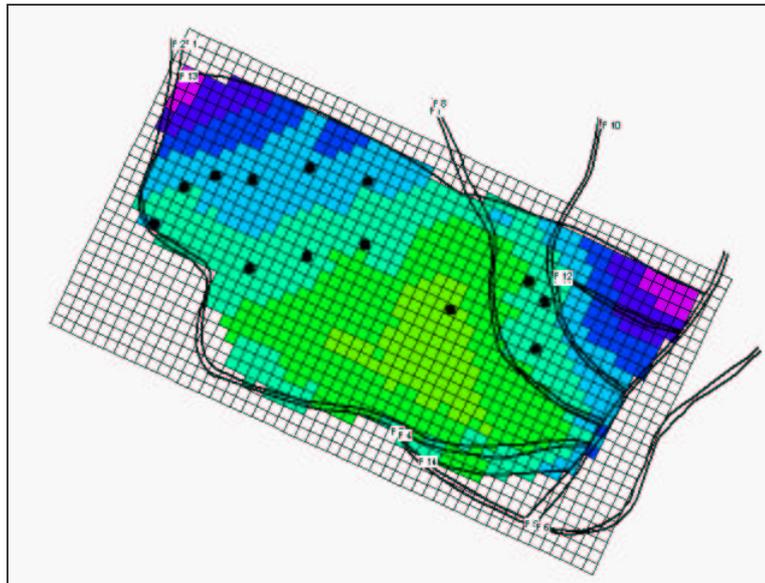


Figura 5.10: Poços Injetores de Água.

5.3. Análise de Incerteza dos Atributos

Os atributos incertos considerados como influentes nas previsões de produção foram o modelo estrutural-geometria externa, o volume poroso, a permeabilidade absoluta vertical e horizontal, a compressibilidade de rocha, as propriedades do óleo, e a permeabilidade relativa do sistema gás óleo e óleo-água.

Após a escolha dos atributos incertos, foram definidos os níveis de incerteza, as probabilidades e os valores de cada atributo para a realização da análise de sensibilidade.

Todos os atributos como volume poroso e permeabilidade absoluta são funções de distribuição contínua e os níveis alto e baixo foram definidos através de um fator multiplicador aplicado ao nível mais provável. Foi considerada uma probabilidade padronizada de 15% para a escolha dos níveis otimista e pessimista para uma comparação não tendenciosa na análise de sensibilidade. Não se conhecia a função distribuição probabilidade (pdf) destas funções e a sua discretização nestas três classes foi efetuada de acordo com o conhecimento de reservatórios análogos na Bacia e da imprecisão decorrente das técnicas de caracterização destes atributos e da baixa amostragem dos dados.

Para a incerteza estrutural foram considerados três modelos relativos aos blocos do reservatório. O primeiro modelo, assume comunicação entre o Bloco um e dois e único contato óleo-água, mas sem comunicação Bloco três, situado no bloco baixo da falha e considerado como seco. Este modelo é considerado o mais provável com uma probabilidade de ocorrência de 50%. O segundo modelo, otimista, presume comunicação entre os três blocos, também com contato único de fluidos. A probabilidade de ocorrência do modelo otimista foi atribuída como de 20%. O terceiro modelo, pessimista, considera a falha que separa o Bloco um do Bloco dois como selo hidráulico, presumindo-se a ausência de arenito com óleo no Bloco dois, posicionado estruturalmente em nível inferior ao Bloco um. Neste caso o campo se resumiria ao Bloco um, e apenas os poços localizados no Bloco dois não são considerados.

Toda a incerteza do volume poroso, resultante da imprecisão dos limites do reservatório, do volume de rocha e porosidade, por simplificação, foi agregada como sendo um único atributo, V_{por} , visando uma redução das variáveis a serem analisadas e diminuindo consideravelmente o tempo necessário para o estudo e definição de cada uma destas variáveis.

A incerteza do atributo permeabilidade horizontal levou em consideração as imprecisões decorrentes da correlação porosidade versus permeabilidade, da transferência de escala com relação ao suporte de laboratório para perfis e de perfis para campo, e de sua representatividade para todo o reservatório. A correlação entre a porosidade e permeabilidade foi utilizada apenas na modelagem do caso base, sendo desconsiderada na análise dos casos alto e baixo.

Com relação à permeabilidade absoluta vertical, sua incerteza reflete as dúvidas com relação à extensão e ao real posicionamento das intercalações descontínuas de folhelhos e margas.

A incerteza dos atributos permeabilidade relativa dos sistemas óleo-água e gás-óleo, Figuras 5.7 e 5.8, e do atributo PVT, Tabela 5.1, foram abordadas no Ítem 5.1. Nos dados de entrada para a simulação, as tabelas de permeabilidade relativa contém a pressão capilar, ocasionando uma agregação destes atributos. Para o sistema óleo-água, a pressão capilar é a mesma e para o sistema óleo-gás, cada par de curvas apresenta pressão capilar própria. As probabilidades de ocorrência dos níveis de permeabilidade relativa foram consideradas equiprováveis. Para as análises de fluido, foi atribuída uma probabilidade menor de ocorrência para a PVT 3 devido a dúvidas quanto à correta temperatura na realização da análise.

A Tabela 5.2 apresenta os atributos incertos que são de distribuição contínua e a Tabela 5.3 os atributos discretos, com os níveis de incerteza atribuídos, valores e probabilidades.

A incerteza com relação à distribuição espacial das propriedades petrofísicas do reservatório não foi realizada neste trabalho devido a dois principais motivos. O primeiro motivo deve-se ao enfoque da modelagem geológica realizada, reproduzindo uma abordagem similar a esta fase de conhecimento do reservatório, com poucos poços perfurados e dados limitados. O

segundo diz respeito ao maior tempo necessário e a maior complexidade, envolvendo técnicas de simulação estocástica dos dados de poços associados aos atributos sísmicos. Para estudos de maior detalhe, no detalhamento do plano de desenvolvimento, novas locações, projetos de recuperação avançada, a consideração das incertezas na distribuição espacial das propriedades de rocha porosidade, pode ser de fundamental importância.

Tabela 5.2: Atributos Incertos Contínuos.

Atributos Incertos Contínuos		
Atributos	Níveis	Probabilidade
Volume	Vpor (base)	0.70
Poroso	Vpor * 1.4	0.15
	Vpor * 0.7	0.15
Permeabilidade	Kh (base)	0.70
	Horizontal	K h * 1.5
	Kh * 0.67	0.15
Permeabilidade	Kv (base)	0.70
	Vertical	Kv * 2
	Kv * 0.5	0.15
Compressibilidade	Cpor (base)	0.70
	de Rocha	Cpor * 1.2
	Cpor * 0.9	0.15

Tabela 5.3: Atributos Incertos Discretos.

Atributos Incertos Discretos			
Atributos	Níveis	Probabilidade	
Modelo	Bloco 1+2 (base)	0.50	
Estrutural	Bloco 1+2+3	0.20	
	Bloco 1	0.30	
PVT	Pvt1 (base)	0.40	
	Pvt2	0.40	
	Pvt3	0.20	
Permeabilidade	Krow1 (base)	0.34	
	Relativa	Krow2	0.33
	Óleo-Água	Krow3	0.33
Permeabilidade	Krgo1 (base)	0.34	
	Relativa	Krgo2	0.33
	Gás-Oleo	Krgo3	0.33

5.4. Parâmetros de Produção e Econômicos

Os parâmetros analisados na previsão de produção foram o volume acumulado de óleo produzido, o fator de recuperação de óleo e o valor presente líquido. Os dois primeiros parâmetros são obtidos diretamente no arquivo de saída do resultado da simulação numérica de fluxo. O valor presente líquido é um índice econômico que consiste em calcular o valor atual do fluxo de caixa de todos os custos e receitas a serem obtidas no projeto utilizando a taxa de atratividade da empresa. O VPL indica qual o resultado financeiro caso o projeto seja executado e é muito utilizado na comparação de atratividade de projetos de mesmo porte. A análise econômica apresentada é simplificada, devido não ser o objetivo principal deste trabalho. Uma análise real incluiria outros indicadores econômicos e um estudo detalhado dos custos, receitas e taxação, mas não haveria a necessidade de simulações de fluxo adicionais. Os custos de implantação do desenvolvimento e de produção foram baseados em Pedroso (1999):

Os principais índices econômicos utilizados sem incerteza para o cálculo do VPL são listados abaixo:

- Preço do óleo: U\$ 18,00 / barril;
- Preço do gás: U\$ 113 / Mm³;
- Taxa de Atratividade: 15% ao ano;
- Tributação Bruta Total: 60%;
- Custo de plataforma: MM U\$ 280;
- Custo de facilidades de produção: MM U\$ 80;
- Custo médio total de perfuração e completação: MM U\$ 12 / poço;
- Custo de produção do óleo: U\$ 3,2 / bbl.
- Custo de produção da água: U\$ 0,31 / bbl
- Custo de injeção de água: U\$ 0,31 / bbl

A análise de sensibilidade e o estudo do risco nas funções de produção foram efetuados em um simulador comercial de fluxo, de formulação *Black-Oil*, e são apresentadas no próximo capítulo.

6. Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados da análise de sensibilidade, a análise de incerteza do VOIS e o risco nas previsões de NP e VPL. É proposto um critério para a escolha dos modelos de VPL com incerteza otimista, provável e pessimista. Também são mostrados os resultados de uma nova análise do risco de VPL e NP com a integração dos dados de um projeto de produção e do último poço de delimitação do campo.

6.1. Análise de Sensibilidade

A simulação de todos os modelos formados pela combinação dos oito atributos relacionados nas Tabelas 5.2 e 5.3, com três valores cada um, resultaria em 6561 (3^8) simulações, sendo inviável, na prática, a sua utilização.

Tendo sido escolhidos os atributos incertos e definidos os valores dos níveis de incerteza, foi realizada a análise de sensibilidade para a verificação daqueles atributos que poderiam ser excluídos sem prejuízos nos resultados. As funções de produção analisadas foram a produção acumulada de óleo e o valor presente líquido. O volume original de óleo no reservatório foi também analisado para um melhor conhecimento do efeito destes atributos nesta importante propriedade do reservatório.

No caso estudado o modelo base utilizado para a comparação da sensibilidade aos atributos, corresponde ao modelo determinista que é formado por todos os atributos identificados como base nas Tabelas 5.2 e 5.3.

6.1.1. Volume Original de Óleo no Reservatório

O volume de óleo original no reservatório foi obtido diretamente do resultado de saída do simulador para o tempo zero de produção, que representa as condições iniciais do reservatório.

A Figura 6.1 mostra a análise de sensibilidade para todos os atributos com relação ao volume original de óleo no reservatório, onde é observada a preponderância do atributo volume poroso.

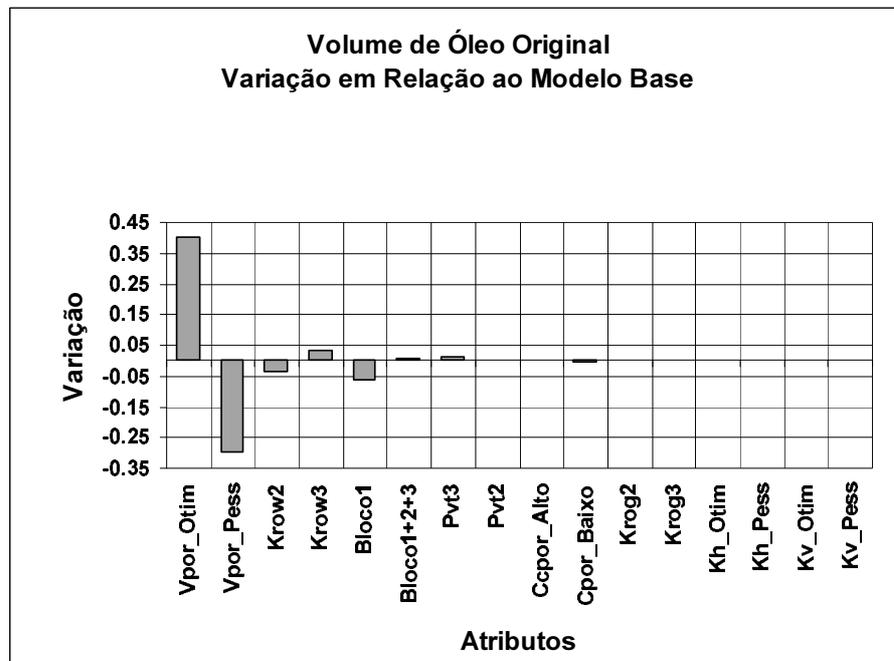


Figura 6.1: Análise de Sensibilidade de VOIS.

Esta grande sensibilidade do atributo volume poroso pode ser observada também na Figura 6.2, em um gráfico do tipo aranha, que mostra a relação entre a variação de um atributo incerto contínuo e a variação ocasionada na função de produção analisada. A correlação entre o volume poroso e o volume original de óleo é direta e na mesma proporção, enquanto que para a compressibilidade de rocha a sua sensibilidade é muito baixa. A mesma correlação do volume

poroso é válida com relação ao volume de gás original, e ao volume de água original no reservatório.

O Bloco 1 é o que apresenta maior dimensão em área, volume de rocha e volume de óleo. O Bloco 2 apresenta boa parte de seu volume abaixo do contato óleo-água, mas mesmo assim, após o atributo volume poroso, é o que apresenta maior influência no VOIS e a sua desconsideração como reservatório com óleo implica em uma redução de 6% no volume de óleo. O Bloco 3 se apresenta, em quase sua totalidade, abaixo do contato óleo-água definido no Bloco 1 e sua inclusão praticamente não altera o volume de óleo.

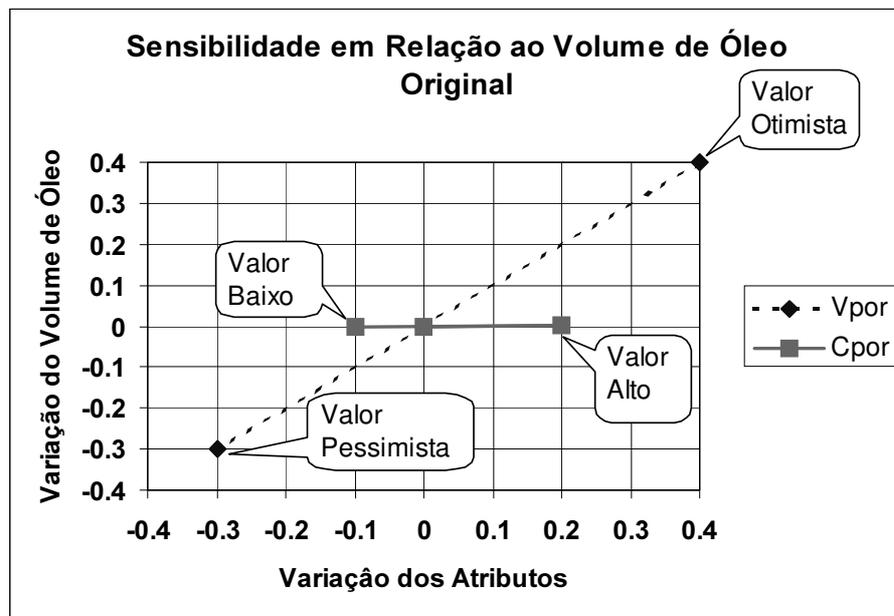


Figura 6.2: Relação entre V_{por} e C_r e o Volume de Óleo Original de Óleo.

O atributo permeabilidade relativa óleo-água poderia ser esperado como insensível ao volume de óleo por ser uma propriedade relativa ao fluxo de fluidos. Entretanto, como o ponto inicial de permeabilidade relativa ao óleo corresponde à saturação de água irreduzível e é diferente para cada uma das curvas de permeabilidade relativa ao óleo, este atributo apresenta uma pequena sensibilidade ao volume original de óleo.

O VOIS refere-se às condições padrão de pressão e temperatura à superfície e assim os dados de PVT, que englobam o fator de formação do óleo, resultam também em uma pequena sensibilidade a este parâmetro do reservatório.

Todos os outros atributos correspondentes a propriedades de fluxo não apresentam nenhuma influência ao VOIS.

Como o VOIS é uma característica do reservatório e não um parâmetro de produção ele é independente da estratégia de produção. O reservatório modelado apresenta um aquífero de dimensão que pouco contribui pra a manutenção de pressão e não apresenta inicialmente capa de gás, não tendo sido realizada análise de sensibilidade volumétrica para estes dois fluidos.

Como poderia ser esperado, o atributo crítico identificado para o VOIS é o volume poroso. De importância subordinada, aparecem em seqüência, o modelo estrutural Bloco1 e permeabilidade relativa óleo-água 2 e 3.

6.1.2. Volume Acumulado de Óleo Produzido

A sensibilidade com relação ao volume acumulado de óleo produzido é mostrada na Figura 6.3, para um período de produção inicial de dez anos, mostrando a predominância dos atributos permeabilidade absoluta horizontal e volume poroso. Na Figura 6.4 o mesmo gráfico de sensibilidade é apresentado para um período de vinte anos de produção. Observa-se que para este maior período de produção, os atributos que mais contribuem para o volume de óleo original passam a apresentar uma maior sensibilidade, com o atributo volume poroso adquirindo uma maior importância em relação à permeabilidade horizontal e o modelo estrutural Bloco1 apresentando uma maior variação negativa em relação ao modelo base. Estes gráficos mostram a dependência da sensibilidade dos atributos ao tempo de produção analisado.

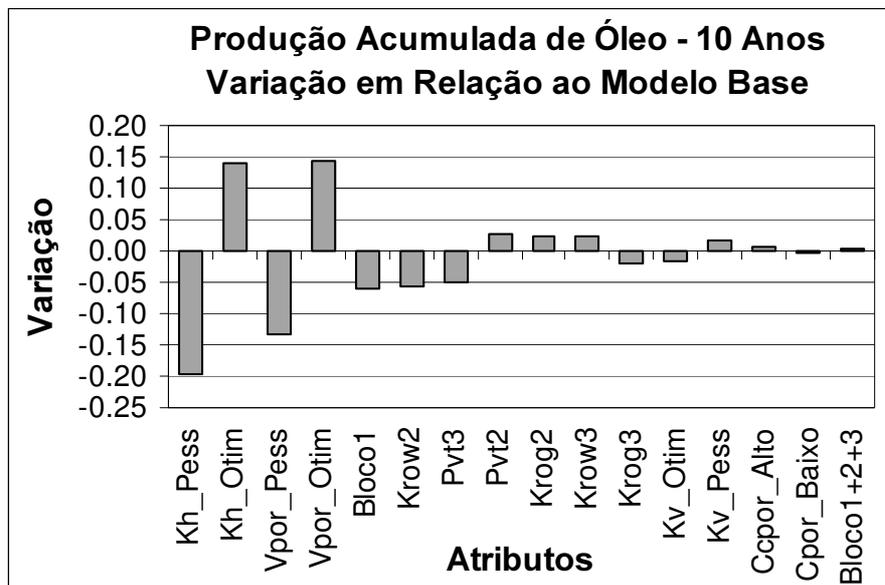


Figura 6.3: Análise de Sensibilidade para o Volume de Óleo Produzido em Dez Anos.

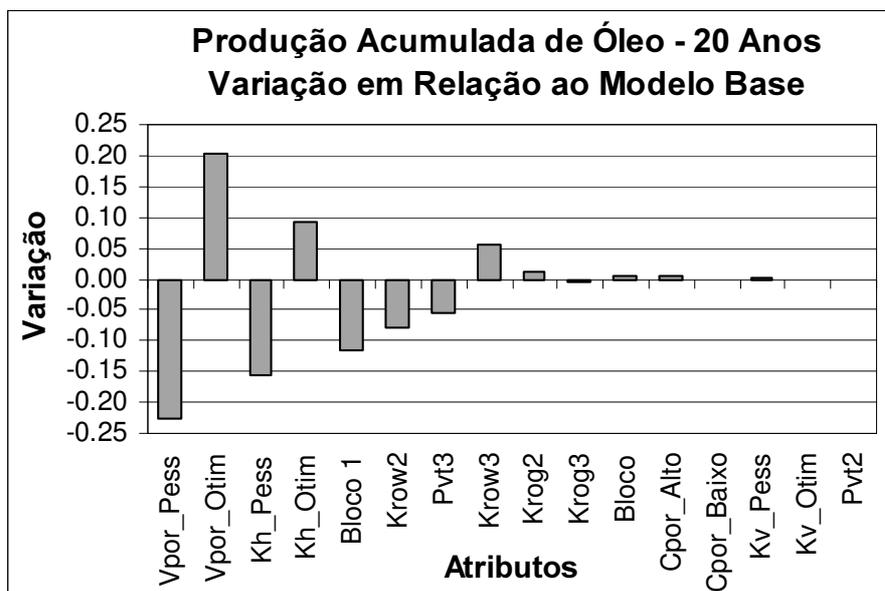


Figura 6.4: : Análise de Sensibilidade para o Volume de Óleo Produzido em Vinte Anos.

A sensibilidade dos atributos contínuos foi também analisada na Figura 6.5, onde se nota a elevada correlação direta entre os atributos volume poroso e permeabilidade horizontal, e a

baixíssima sensibilidade da compressibilidade de rocha. Uma importante observação é o comportamento da permeabilidade vertical que para o valor alto, considerado a princípio otimista por aumentar a transmissibilidade, ocasiona na simulação uma diminuição do volume de óleo produzido. Esta relação inversa pode ser explicada pela estratégia de produção, com injeção de água nas camadas inferiores, e neste caso o aumento de permeabilidade pode ter contribuído para uma irrupção de água em menor tempo nos poços produtores. A utilização de uma diferente estratégia de produção, com menores pressões e vazões de injeção pode ser tentada para se obter melhores resultados neste caso de maior permeabilidade vertical.

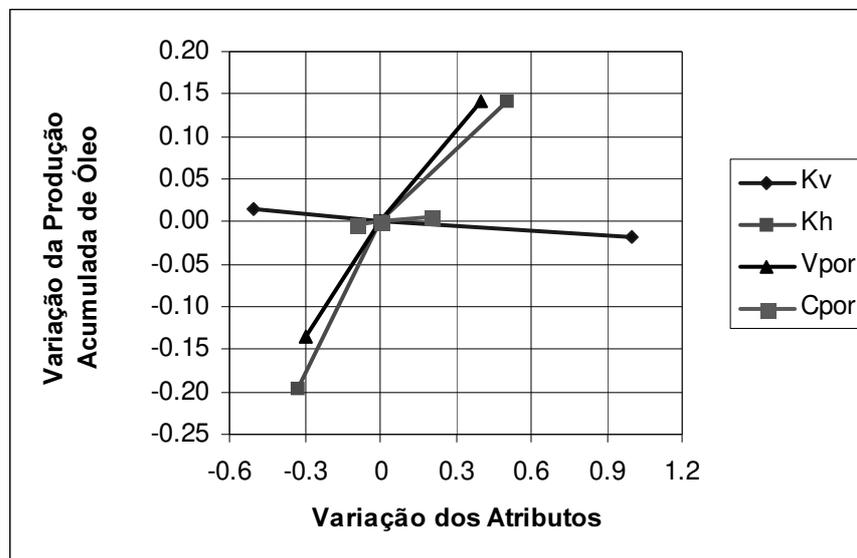


Figura 6.5: Relação entre a Variação dos Atributos Contínuos e o Volume de Óleo Produzido.

Os atributos críticos para o volume de óleo produzido aos dez anos são a permeabilidade horizontal e o volume poroso, seguido do modelo estrutural Bloco1, permeabilidade relativa óleo-água 2 e PVT 3.

6.1.3. Valor Presente Líquido

A análise de sensibilidade para o valor presente líquido de dez anos de produção é mostrada na Figura 6.6. Os indicadores econômicos utilizados para o cálculo de são os mostrados no Item 5.4. Os dois atributos mais críticos são os mesmos da produção de óleo, mas ocorre uma mudança em relação aos subseqüentes, que são o PVT 3, a permeabilidade relativa óleo-água 2 e o modelo estrutural Bloco1.

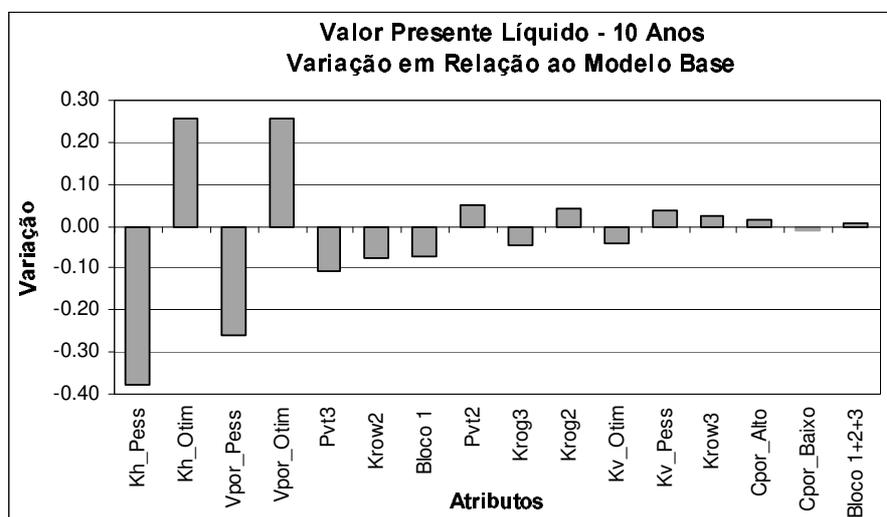


Figura 6.6: Análise de Sensibilidade do VPL para Dez Anos de Produção.

A mesma análise anterior efetuada para 20 anos de produção mostra uma pequena alteração nos atributos críticos, com um aumento na importância do atributo volumétrico Vpor em relação ao K_h e maior sensibilidade do Bloco1, mostrada na Figura 6.7.

A sensibilidade de um atributo contínuo está relacionada a quanto otimista ou pessimista estes valores foram determinados (Figura 4.5). Para a comparação deste efeito, foi efetuada uma análise de sensibilidade para os dois atributos mais críticos, utilizando-se valores otimista e pessimista mais centrais, com probabilidade de ocorrência de 33%.

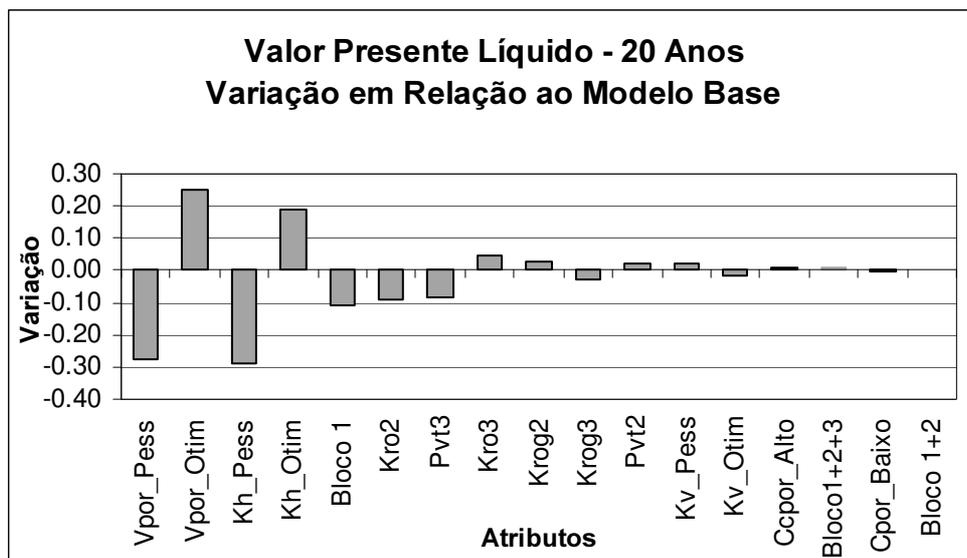


Figura 6.7: Análise de Sensibilidade do VPL para Vinte Anos de Produção.

O volume poroso e a permeabilidade horizontal foram considerados funções triangulares de distribuição de probabilidade, obtidas através dos seus valores máximo, mínimo e mais provável (Figura 4.3). A Tabela 6.1 apresenta os valores utilizados na distribuição triangular e os valores otimistas e pessimistas, com relação ao caso base, para as duas probabilidades de ocorrência consideradas. A Figura 6.8 apresenta graficamente a sensibilidade à alteração destes valores. Mesmo com os valores mais centrais os dois atributos ainda permanecem como sendo os mais críticos com relação ao VPL, não ocorrendo alteração na classificação de sensibilidade destes atributos.

Tabela 6.1: Valor Otimista e Pessimista de V_{por} e K_h com duas Probabilidades de Ocorrência.

	Prob. (%)	Percentil	Volume Poroso	Perm. Horizontal
Mínimo		P_0	0.65	0.60
Provável			1.00	1.00
Máximo		P_{100}	1.45	1.60
Pessimista	15	$P_{7.5}$	0.70	0.67
Otimista	15	$P_{92.5}$	1.40	1.50
Pessimista	33	$P_{16.5}$	0.78	0.76
Otimista	33	$P_{83.5}$	1.32	1.40

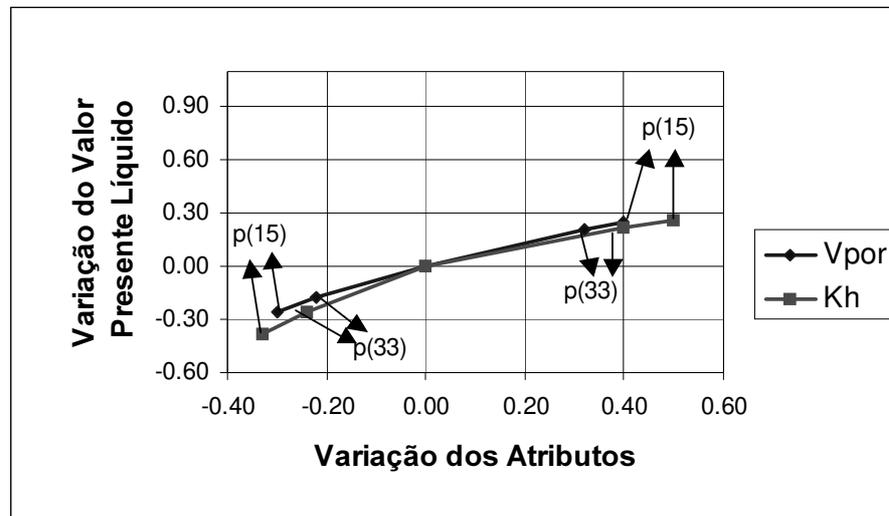


Figura 6.8: Comparação da Sensibilidade do VPL ao V_{por} e K_h com Diferentes Valores.

6.2. Incerteza no Volume Original de Óleo

Com a combinação dos atributos críticos para o VOIS, volume poroso otimista e pessimista, permeabilidade relativa óleo-água 2 e 3 e modelo estrutural Bloco1 (Figura 6.1), combinados aos atributos do modelo base obteve-se a distribuição de probabilidade do volume de óleo original do reservatório (Figura 6.9). Nota-se uma concentração de valores em torno de três classes de volume alto, médio e baixo. Cada uma dessas classes corresponde aos modelos contendo os atributos volume poroso otimista, provável e pessimista. Esta discretização dos volumes de óleo será utilizada na análise de risco de VPL.

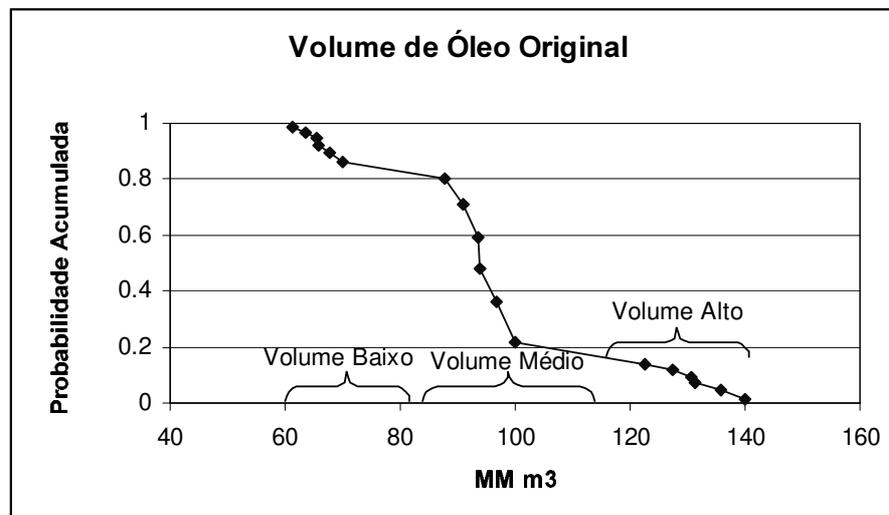


Figura 6.9: Curva de Risco do Volume Original de Óleo.

6.3 Previsões e Risco de Produção Acumulada de Óleo

A análise de produção acumulada de óleo com incerteza e risco foram efetuados para os primeiros 10 anos de produção. A escolha deste período de tempo deveu-se à priorização da função-objetivo VPL, onde a maior contribuição ao valor presente líquido ocorre nos primeiros dez anos de produção. Neste período de tempo, a vazão máxima de produção de óleo já havia sido alcançada e ao final do tempo analisada estava ocorrendo o início do declínio da produção de óleo, com um grande aumento da produção de água (Figura 6.16).

Para a comparação dos resultados a previsão de produção foi realizada para três situações:

- Com os dois atributos críticos, permeabilidade horizontal e volume poroso, ambos com os níveis otimista e pessimista, totalizando nove simulações.
- Com os dois atributos críticos, acrescidos do modelo estrutural Bloco1. Como o nível estrutural Bloco1+2+3 não foi considerado devido a sua irrelevante sensibilidade, a probabilidade do caso base Bloco1+2 foi recalculado para 60% e do Bloco1 para 40%. Neste caso são necessárias 18 simulações.

- Com quatro atributos críticos, os três anteriores e a permeabilidade relativa óleo-água 2, totalizando 36 simulações. As probabilidades da $K_{r_{ow1}}$ e $K_{r_{ow2}}$ foram redefinidas como 50%.

Os resultados destas previsões de produção, do valor médio esperado para cada combinação de atributos e o valor do modelo base são apresentados na Tabela 6.2 e na Figura 6.10. Observa-se que, o caso mais simples, com apenas dois atributos, mostra um resultado muito próximo em relação ao de quatro atributos. A adição de atributos ocasiona uma ligeira diminuição de todos os resultados. Esta constatação deve-se fato de que os atributos incluídos serem pessimistas em relação ao caso base, como pode ser observado na Figura 6.3. No caso estudado, a inclusão de mais um atributo, a PVT3, ocasionaria uma redução dos valores não significativa. Para o nível de conhecimento do reservatório e detalhamento da modelagem do reservatório não haveria ganho na inclusão de mais atributos.

Tabela 6.2: Produção de Óleo P_{10} , P_{50} e P_{90} para 2, 3 e 4 Atributos Incertos ($MM m^3$).

	2 Atributos	3 Atributos	4 Atributos
P10	27.36	27.38	27.00
P50	23.93	24.12	23.22
P90	19.62	19.30	18.16
Média	23.80	23.21	22.58

O risco de produção, também para 2, 3 e 4 atributos, é apresentada na Figura 6.11. A curva de risco com dois atributos apresenta-se muito mal definida devido as probabilidades baixas dos valores altos e baixos de ambas as variáveis e neste caso, de apenas dois atributos contínuos serem utilizados, sugere-se a utilização de probabilidades equiprováveis e a discretização em um maior número de níveis.

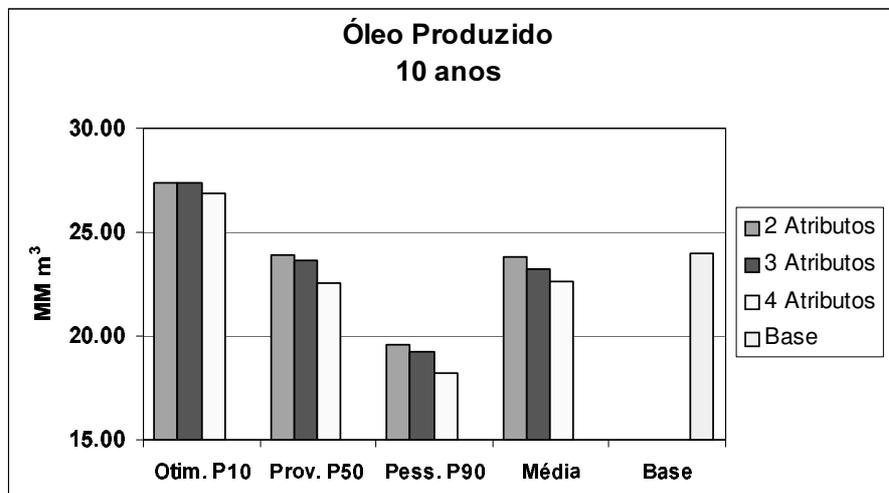


Figura 6.10: Comparação de Previsões de Produção Utilizando 2, 3, e 4 Atributos.

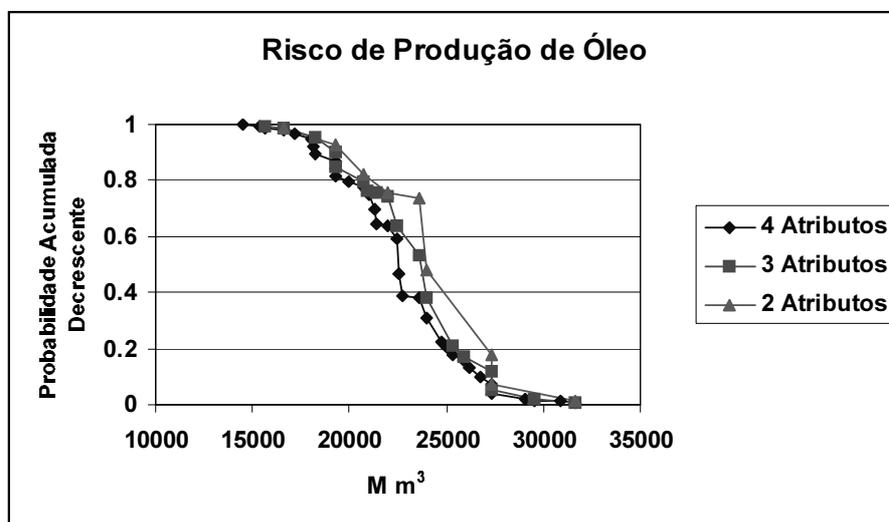


Figura 6.11: Curva de Risco da Produção Acumulada de Óleo para dez anos de Produção.

6.4. Previsões e Risco do Valor Presente Líquido

As previsões de VPL foram realizadas para dez anos de produção, com os parâmetros econômicos apresentados no Capítulo 6.4. A análise do impacto de incerteza foi efetuada progressivamente para 2, 3 e 4 atributos críticos (Figura 6.6.):

- Com os dois atributos críticos, permeabilidade horizontal e volume poroso, ambos com os níveis otimista e pessimista.
- Com os dois atributos críticos, acrescidos do atributo PVT3. Como neste caso foi eliminado o nível PVT2, a probabilidade para PVT1 foi recalculada para 0,67 e PVT3 para 0,33.
- Com quatro atributos críticos, V_{por2} e 3, K_h2 e 2, PVT3 e $K_{r_{ow}2}$.

Os resultados destas previsões de VPL, do valor médio esperado para cada combinação de atributos e o valor do modelo base são apresentados na Tabela 6.3 e na Figura 6.12.

Tabela 6.3: Valor Presente Líquido P10, P50 e P90 para 2 ,3 e 4 Atributos Incertos (MM US).

	2 Atributos	3 Atributos	4 Atributos
P10	268.05	267.63	265.26
P50	209.29	209.84	196.79
P90	138.74	133.37	123.85
Média	209.53	200.66	194.47

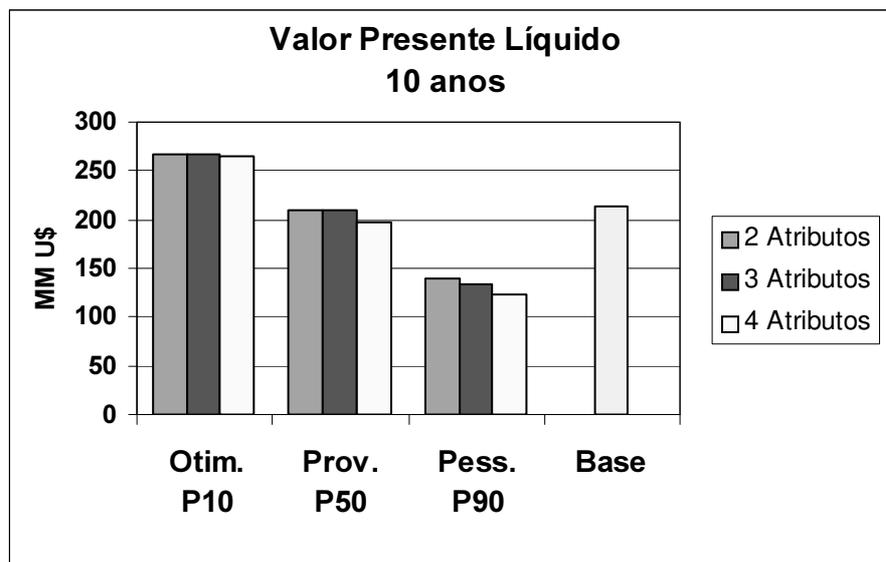


Figura 6.12: Comparação de Previsões do VPL Utilizando 2, 3, e 4 Atributos.

Da mesma maneira que para a produção acumulada de óleo, a diferença entre os resultados com dois, três e quatro atributos não é muito grande. Nota-se também que o resultado do caso base, U\$ 213,40 milhões, é um pouco superior à média dos modelos com dois, três e quatro atributos, podendo-se concluir que o modelo base apresenta um viés para um modelo otimista.

O resultado do risco para o VPL para os quatro atributos críticos é apresentado na Figura 6.13.

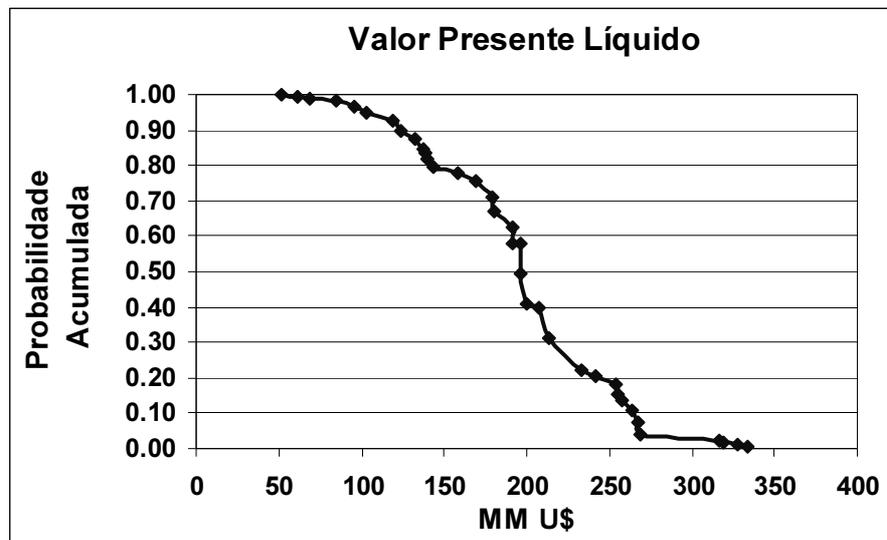


Figura 6.13: Curva de Risco de Valor Presente Líquido para dez anos de Produção.

6.4.1. Modelos Representativos

Os resultados apresentados no item anterior são muito importantes na comparação entre projetos, na tomada de decisão entre o início do desenvolvimento do campo, mas uma grande vantagem na utilização desta metodologia é o fato de todos os modelos representativos da incerteza estarem disponíveis para estudos aprofundados de simulação de fluxo.

Os valores relativos aos modelos otimistas, médios e pessimistas são importantes para o detalhamento do plano de desenvolvimento, otimização de um plano básico inicial definido para o modelo base, dimensionamento das instalações de produção, sempre considerando as variações possíveis de serem encontradas com relação ao desempenho do reservatório. Um dos objetivos desse trabalho, apresentado nesta seção, é de se verificar se existem modelos obtidos pela combinação dos atributos que possam representar estes modelos otimistas, médios e pessimistas e estudar a diferença de comportamento de produção entre eles.

Nesta metodologia mais de um modelo, próximos ao P_{10} , P_{50} e P_{90} podem ser escolhidos como otimista, médio ou pessimista.

A Figura 6.14 apresenta a variação com relação ao caso base do VPL, NP, Fr e VOIS de modelos de VPL otimista, médio e pessimista. Observa-se que o modelo escolhido como otimista, mesmo apresentando um volume de óleo semelhante em relação ao modelo médio apresenta um VPL e NP muito superior e o que o modelo pessimista apresenta um fator de recuperação de óleo quase tão bom quanto o otimista.

Modelos apresentando valores próximos de VPL podem ter comportamentos de produção diferenciados entre si, como mostra a Figura 6.15. Neste caso cada um destes modelos apresenta características distintas de fluxo de fluido e de VOIS. Estudos adicionais de otimização dos planos de desenvolvimento ou dimensionamento das facilidades de produção apresentariam resultados diferentes para cada um destes modelos.

Como existem nesta metodologia muitos modelos que podem ser representativos das incertezas do reservatório, duas indagações são levantadas:

1. Existiriam modelos representativos para os casos otimista, médio e pessimista do reservatório, definidos através de um percentil para a função-objetivo analisada e que serviria para os estudos adicionais do desenvolvimento do campo?
2. Não existindo um único modelo para cada caso, existiria algum critério para escolha dos modelos?

No caso estudado, a análise das Figuras 6.14 e 6.15 mostra que não existe um modelo único que possa representar os modelos de incerteza pessimista, médio e pessimista. Para investigar quais modelos podem ser escolhidos como representativos é apresentado um estudo para a tentativa de escolha destes modelos para a função-objetivo VPL. Neste estudo foram utilizados os mesmos resultados da simulação obtidos no Item anterior, considerando os quatro atributos mais críticos. Para a escolha do modelo otimista foram considerados os que obtiveram um resultado próximo do P_{10} , e para médio e pessimista o P_{50} e P_{90} respectivamente.

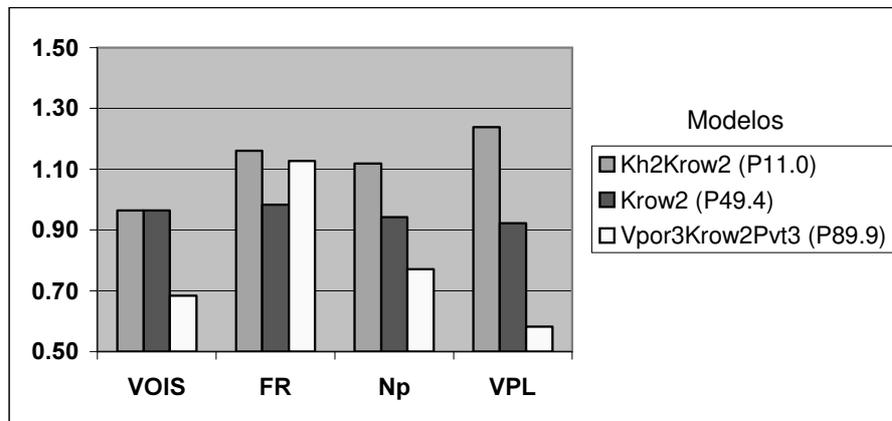


Figura 6.14: Modelos de VPL P_{10} , P_{50} e P_{90} comparados ao Modelo Base.

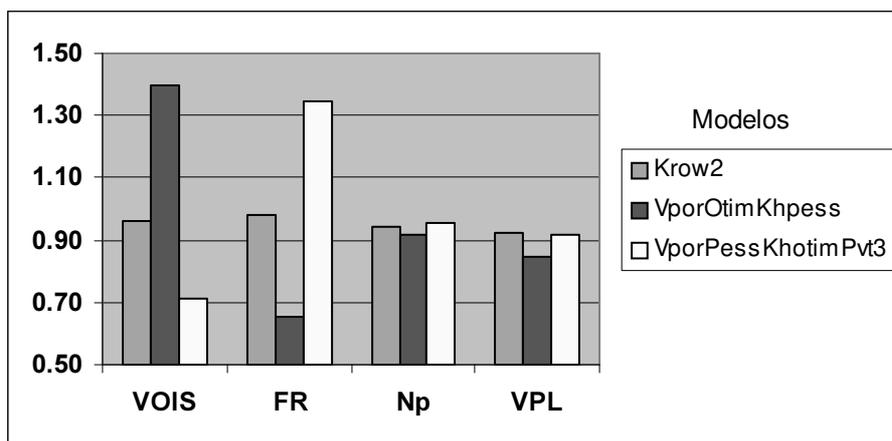


Figura 6.15: Modelos de VPL próximos ao P_{50} comparados ao Modelo Base.

A Figura 6.16 apresenta o resultados de VPL e de FR para todos os modelos, agrupados em três famílias com relação VOIS (Figura 6.9). Desta maneira pode-se realizar a análise dos modelos com relação a duas características muito importantes do reservatório e que sintetizam muitas das propriedades dos atributos, o volume de óleo original e o fator de recuperação, que expressa a eficiência da drenagem, e é decorrente das propriedades de fluxo de fluidos associado ao esquema de produção.

Algumas observações sobre a Figura 6.16:

- As famílias de VOIS formam alinhamentos distintos e o fator de recuperação para um mesmo VPL é menor para os maiores volumes de óleo. Uma adequação do esquema de produção para os maiores volumes de óleo poderia conseguir fatores de recuperação melhores e mais próximos ou iguais ao do VOIS baixo, o que permitiria quantificar os benefícios de plano de desenvolvimento flexível.
- O VPL P_{10} é obtido apenas pelos volumes de óleo alto e médio, o P_{50} pela três famílias de volume e o P_{90} pelo VOIS baixo e médio.
- Foram definidos dois modelos representativos para os P_{10} , três para P_{50} e dois para o P_{90} . Foram selecionados os modelos próximos ao cruzamento da linha dos percentis com as famílias de VOIS. Para mais de um modelo de uma mesma família com VPL próximo ao percentil, escolheu-se o modelo com maior probabilidade de ocorrência (Tabela 6.4).

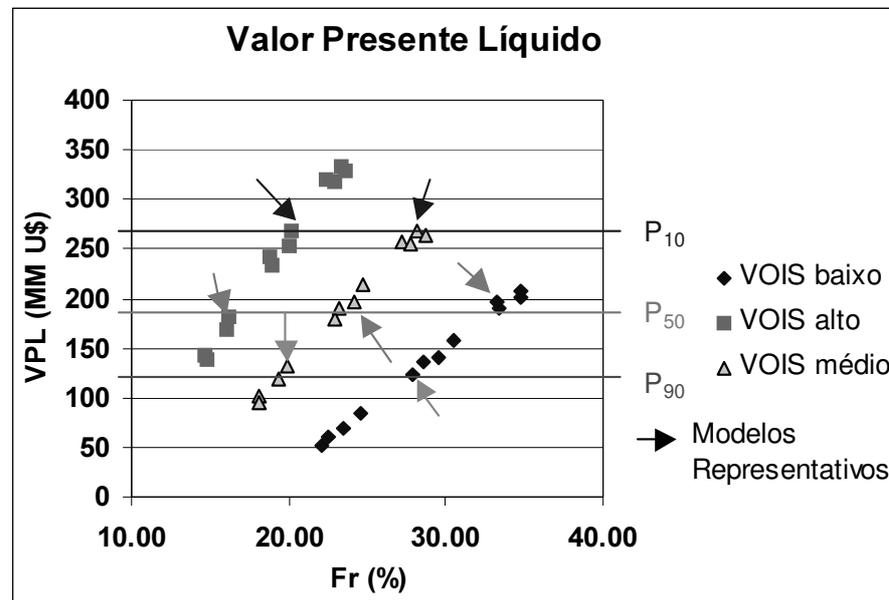


Figura 6.16: Relação entre VPL, FR e VOIS.

Tabela 6.4: Modelos Representativos Otimista, Provável e Pessimista para o VPL.

Modelos		
Otimista	Médio	Pessimista
Vpor_Otim	Krow2	Kh_Pess
Kh_Otim+Krow2	Vpor_Otim + Kh_Pess	VporPess+Krow2+Pvt3
	VporPess+KhOtim+Pvt3	

Os resultados dos perfis de produção dos modelos da Tabela 6.4 são apresentados nas Figuras 6.17 a 6.23. Pode-se observar que para um semelhante VPL os modelos selecionados apresentam variações significativas das curvas de produção de óleo, gás, água e de água injetada.

O estudo da simulação de fluxo destes modelos pode trazer muitas informações para o dimensionamento das facilidades de produção e elaboração do plano de desenvolvimento. Analisando os resultados observa-se que não só a curva de produção de óleo é importante, sendo necessário à integração de outros parâmetros de produção. Os modelos médios, por exemplo, (Figuras 6.17, 6.18 e 6.19) apresentam uma grande variação nas vazões de água de injeção e de produção de água que devem ser levados em conta no planejamento do descarte da água e na disponibilidade e capacidade de água de injeção.

Estudos de otimização da estratégia de drenagem para cada um destes modelos podem propiciar importantes subsídios para a tomada de decisão entre obter novas informações para a redução das incertezas, ou iniciar o desenvolvimento do campo prevendo uma maior ou menor flexibilidade para a adequação aos novos dados a serem obtidos. Outras metodologias de análise de incerteza não conseguem reproduzir as complexas interações entre o reservatório e a estratégia de drenagem limitando a sua utilização.

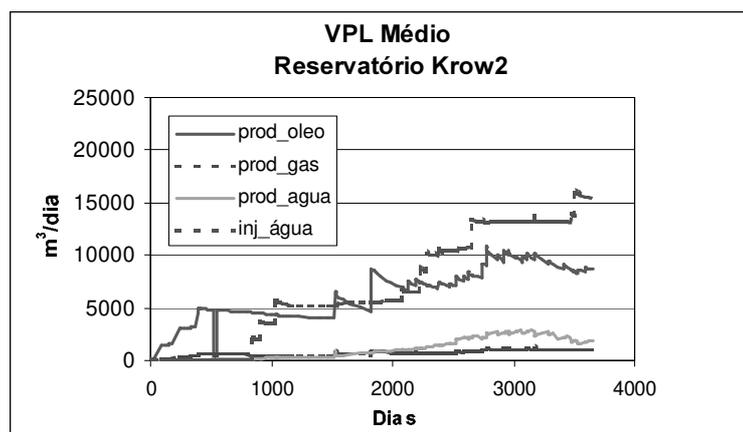


Figura 6.17: Perfis de Produção de Modelo Médio: Kr_{ow2} .

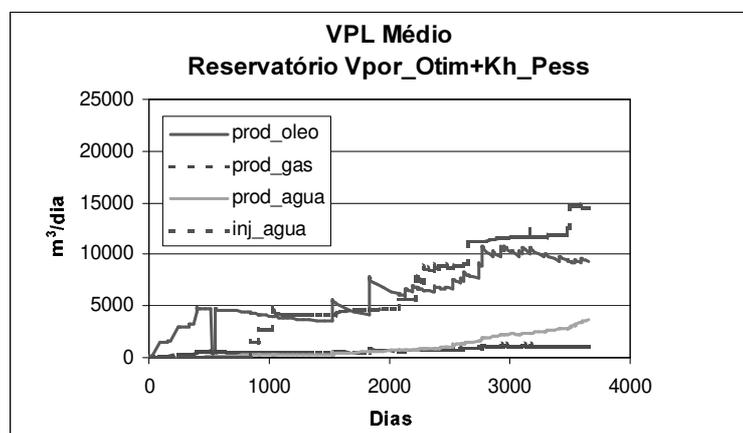


Figura 6.18: Perfis de Produção de Modelo Médio: $Vpor_Otim+K_h_Pess$.

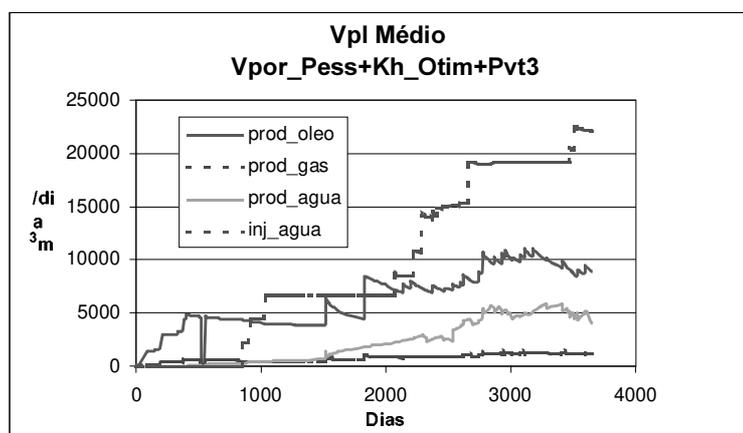


Figura 6.19: Perfis de Produção de Modelo Médio: $Vpor_Pess+K_h_Otim+Pvt3$.

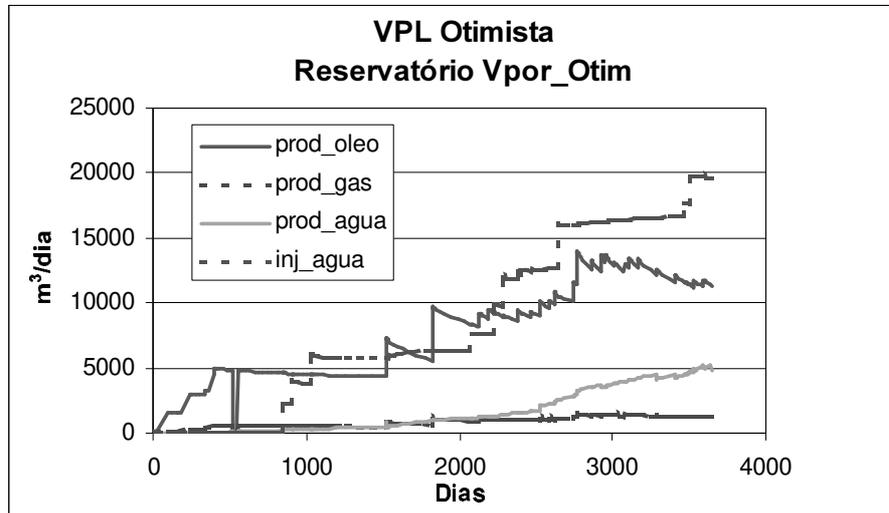


Figura 6.20: Perfis de Produção de Modelo Otimista: V_{por_Otim} .

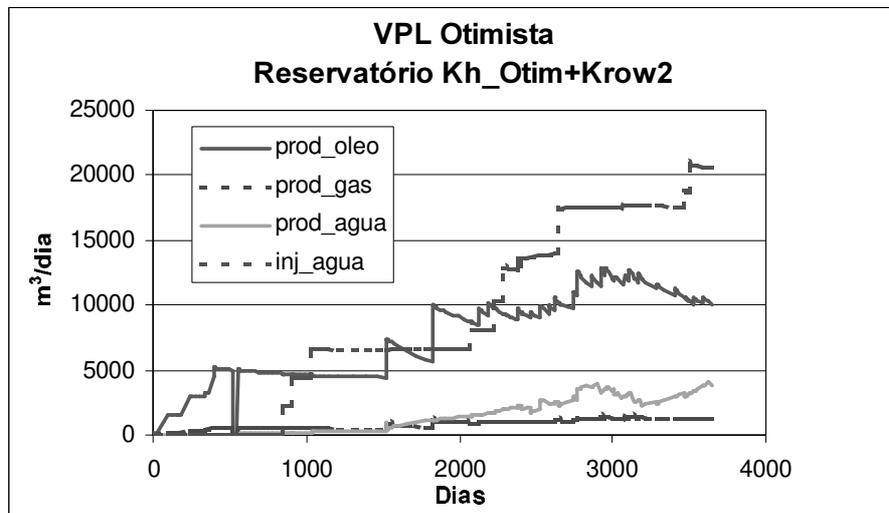


Figura 6.21: Perfis de Produção de Modelo Otimista: $K_{h_Otim} + K_{r_{ow}2}$.

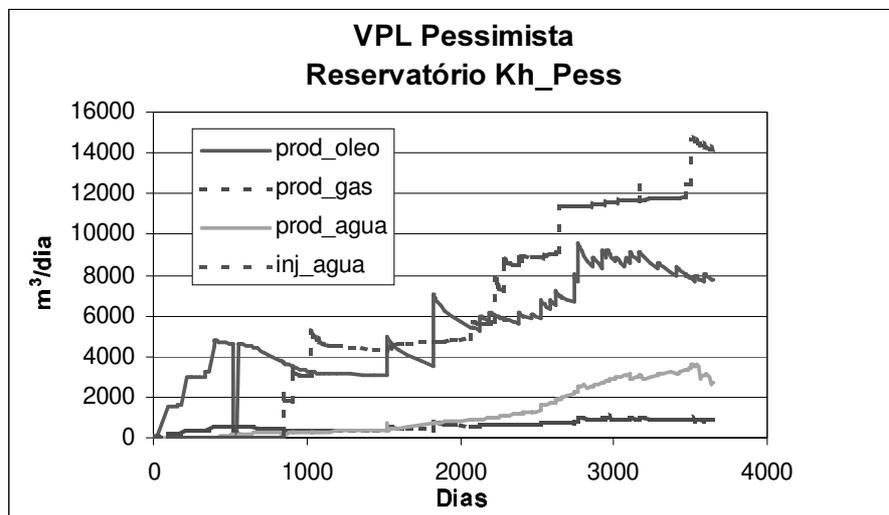


Figura 6.22: Perfis de Produção de Modelo Pessimista: K_h Pess.

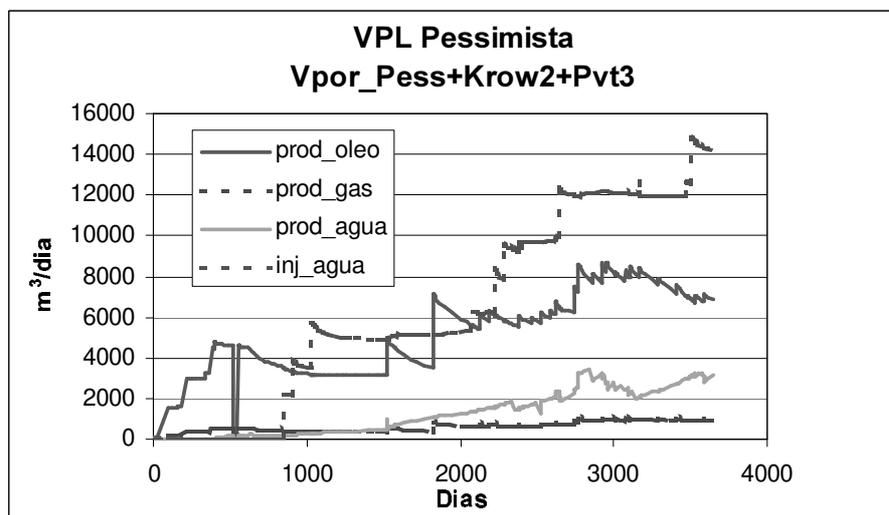


Figura 6.23: Perfis de Produção de Modelo Pessimista: Vpor_Pess+Pvt3.

6.5. Comparação com Produção Piloto

Antecedendo a implementação do plano de desenvolvimento foi realizado um projeto piloto de produção de óleo, com quatro dos poços perfurados na fase de desenvolvimento e sem injeção de água.

Para a validação da análise de risco de VPL, mostrado no Item 6.4, foi efetuado um estudo comparativo do comportamento de declínio de pressão e vazões de óleo dos modelos incertos (quatro atributos críticos) com os resultados reais do piloto de produção.

Nesta análise os modelos de simulação de fluxo, que apresentavam as vazões livres para produzirem de acordo com a capacidade de cada poço, foram alterados para produzirem as mesmas taxas do plano piloto. Esta especificação de vazão age como uma vazão limite, sendo que, no caso de um índice de produtividade insuficiente em um poço, ela não é alcançada. Outra modificação efetuada foi com relação ao início da injeção de água que foi alterado para respeitar os dados do histórico da produção piloto. Na análise de VPL anterior, como os poços estavam liberados e produzindo a maiores taxas, o início da injeção de água havia sido antecipado.

A Figura 6.24 apresenta o declínio da pressão estática de todos os modelos simulados e a depleção do histórico da produção piloto. Os modelos de fluxo são apresentados agrupados em três famílias de VOIS. Observa-se que os dados reais estão inseridos na envoltória formada pelos resultados com incerteza e que os modelos de VOIS otimista e provável são os que apresentam um resultado mais próximo da realidade.

Os dados de pressão do projeto piloto não apresentam uma tendência de depleção bem definida e ao final do tempo analisado, a pressão estática foi estimada como sendo um valor entre 233 e 218 Kgf/cm². A produção acumulada de óleo da produção piloto é de 3.313 Mm³ para 1522 dias de produção.

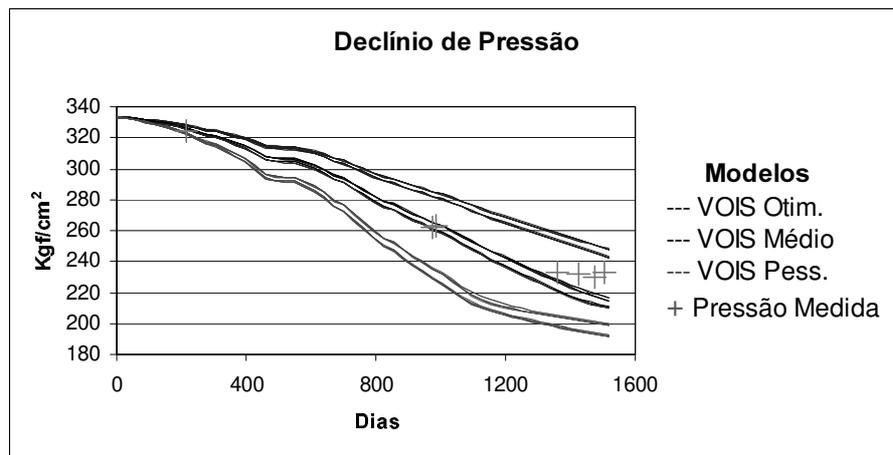


Figura 6.24: Declínio de Pressão do Projeto Piloto e dos Modelos com Incerteza.

Na Figura 6.25 são apresentados os resultados do volume de óleo produzido e da pressão estática ao final do tempo analisado da produção piloto e dos modelos representativos da incerteza selecionados e relacionados na Tabela 6.4. Os modelos de VPL pessimista não conseguem atingir a produção de óleo do histórico, indicando um problema de baixa produtividade dos poços e também apresentam uma maior depleção do que os dados do histórico. O modelo P₅₀ (volume poroso pessimista e permeabilidade horizontal otimista) produz a especificada vazão de óleo, mas apresenta excessiva depleção.

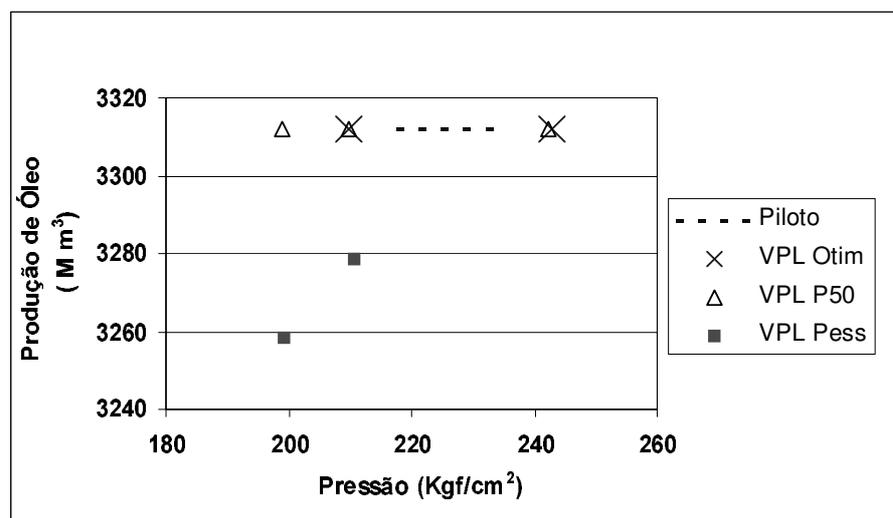


Figura 6.25: Produção Acumulada de Óleo e Pressão da Produção Piloto e dos Modelos com Incerteza.

Com estes novos dados, observa-se uma razoável redução da incerteza do VPL, com a eliminação de todos os modelos de incerteza com baixo volume de óleo (Figura 6.24). Dos sete modelos representativos de incerteza inicial, observa-se na Figura 6.25 que três podem ser eliminados, restando apenas os dois modelos de VPL otimista (V_{por_Otim} e $K_h_Otim + K_{r_{ow}2}$) e dois médios ($K_{r_{ow}2}$ e $V_{por_Otim} + K_h_Pess$) com resultados próximos ao do histórico.

A indicação de um volume de óleo do reservatório maior que o volume médio estimado anteriormente levou a perfuração do último poço de extensão visando testar o Bloco2 (Figura 5.1), que até então não havia sido perfurado. Com os resultados apenas da produção piloto, uma nova análise de risco poderia ser realizada, mas como o processo metodológico seria o mesmo, a atualização da análise do risco de VPL, apresentada a seguir, foi realizada apenas uma única vez, incorporando os dados da produção piloto e do poço de delimitação.

6.6. Atualização do Risco de VPL com Novo Poço

A perfuração do poço de extensão no Bloco2 constatou uma depleção coerente com o Bloco1 indicando um mesmo sistema hidráulico. Também foi observado um contato óleo-água 50m abaixo do Bloco1, não previsto no estudo de incerteza realizado inicialmente (Capítulo 5.3).

Estas novas informações trouxeram uma nova redução da incerteza estrutural, com a eliminação do nível pessimista Bloco1. A definição de um contato óleo-água distinto para o Bloco2 e situado em uma posição inferior, contribuiu para um acréscimo na estimativa volumétrica do VOIS, confirmando o observado com relação aos dados de pressão do projeto piloto.

Com a incorporação dos novos dados da produção piloto e do poço de extensão foi realizada nova análise do impacto das incertezas na determinação do risco do VPL.

6.6.1. Redução da Incerteza do VOIS

A nova estimativa da incerteza do VOIS foi realizada através das seguintes etapas:

- Atualização da incerteza estrutural, com eliminação do nível Bloco1 e para o Bloco1+2 atualização do contato óleo-água do Bloco2;
- simulação de fluxo dos modelos com o atributo V_{por} , de importância sobrepujante para o VOIS (Figura 6.1), para uma nova comparação com os resultados da produção piloto;
- determinação gráfica dos volumes de óleo correspondente aos dados de pressão máxima, mínima e esperada no final do projeto piloto (Figura 6.26);
- determinação do fator multiplicador para a obtenção do V_{por} Otimista, Base e Pessimista (Tabela 6.6), através da relação direta entre o volume poroso e o volume de óleo do reservatório (Figura 6.2). Na Tabela 6.6, o VOIS de referência é o volume do caso base inicial atualizado com o contato óleo-água do Bloco 2.

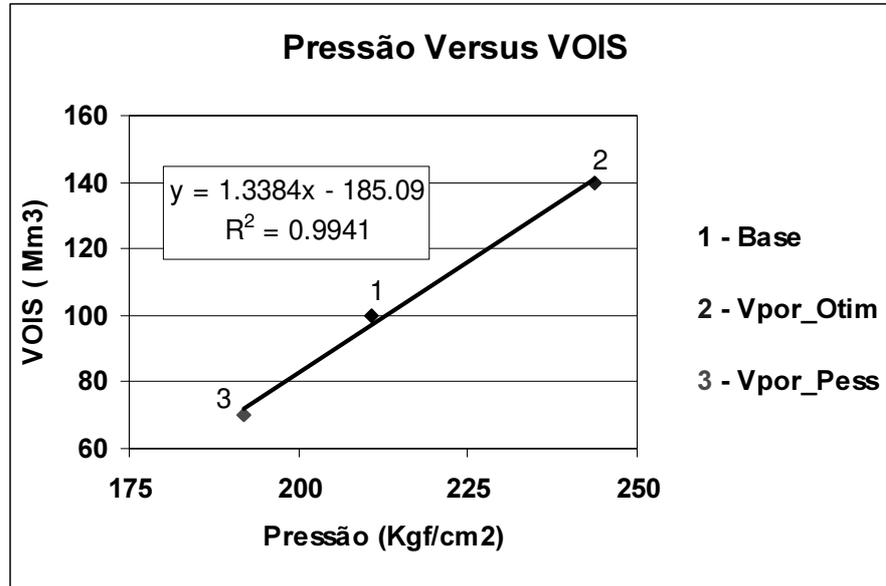


Figura 6.26: Correlação entre Pressão Estática do Reservatório e VOIS.

Tabela 6.5: Níveis de Incerteza do Atributo Vpor.

Nível	Prob.	Pressão Kgf/cm ²	VOIP Mm ³	Fator Mult.*
Otimista	p(15)	233	126.76	1.27
Base	p(70)	228	120.07	1.20
Pessimista	p(15)	218	106.68	1.07

* Ao VOIS de referência 99.99 Mm3

6.6.2. Risco de VPL com Novos Dados

Para os modelos com incerteza foram considerados os mesmos atributos críticos do Capítulo 6.4.

Para o atributo modelo estrutural Bloco1+2+3 foi feito um estudo visando a definição da necessidade de sua inclusão na nova análise do risco de VPL. Neste estudo o contato óleo-água foi estimado como sendo o mesmo do Bloco2, ocasionando um aumento do volume de óleo neste bloco, que passou a contribuir de menos de 1% (Figura 6.1) para 2,7 % do volume de óleo do campo. Este pequeno acréscimo foi considerado irrelevante para a sua inclusão como atributo crítico, o que dobraria o número de modelos a serem simulados na estimativa do risco de VPL. No caso de inclusão do Bloco3 seria necessário à determinação dos fatores multiplicativos para os níveis de V_{por} nos modelos que os utilizassem.

A análise dos resultados dos modelos com incerteza mostra que apenas um modelo com o atributo permeabilidade horizontal pessimista, associado ao V_{por_Otim} , consegue obter a produção de óleo requerida. Desta maneira considerou-se a probabilidade de ocorrência do nível pessimista da permeabilidade horizontal condicionada ao volume poroso otimista e com pequena probabilidade de ocorrência. Neste caso, foi considerada a probabilidade condicional entre estes atributos, sendo necessário que o atributo V_{por} anteceda o atributo K_h na montagem da árvore de decisão (Tabela 6.7).

Tabela 6.6: Probabilidade Condicional de Ocorrência da K_h .

	p(x)		
	Kh_Base	Kh_Otim	Kh_Pess
Vpor_Base	0.75	0.25	0.00
Vpor_Otim	0.75	0.20	0.05
Vpor_Pess	0.70	0.30	0.00

Para os outros atributos incertos, PVT 1 e 2, $K_{r_{ow1}}$ e 2, os valores e probabilidades permaneceram inalterados na análise do risco de VPL.

A Figura 6.27 apresenta o Risco de VPL inicial com risco atualizado. Nota-se que os resultados estão agrupados aos níveis de permeabilidade absoluta horizontal que passa a ser o atributo crítico preponderante. A diminuição da incerteza deste atributo através de novos estudos em muito contribuiria para a diminuição do risco de VPL nesta fase do conhecimento do campo. Observa-se uma significativa redução do risco e um deslocamento para maiores valores de VPL com relação a análise inicial.

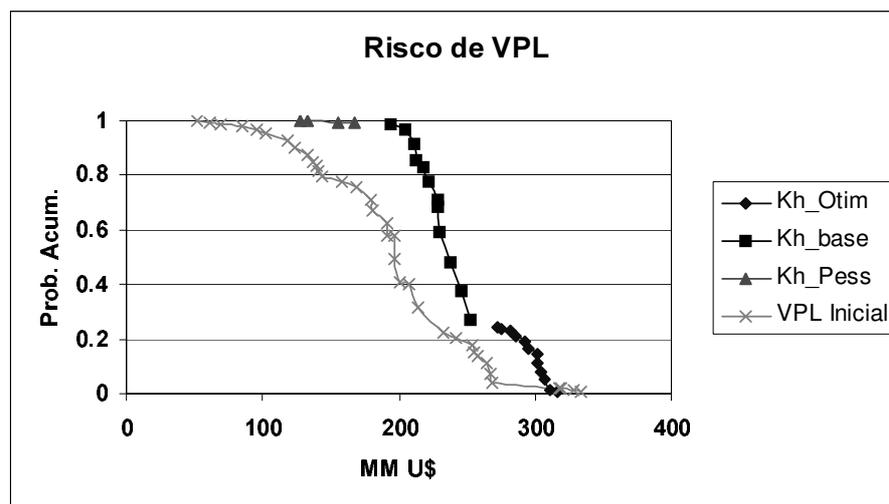


Figura 6.27: Risco de VPL Inicial e após Novos Dados.

A Figura 6.28 apresenta a comparação entre o VPL atualizado e o inicial. Observa-se uma redução da incerteza evidenciada pela menor diferença entre o P_{10} e o P_{90} , e que os valores extremos finais otimista P_0 é menor e que o pessimista P_{100} maior. Entretanto, o valor otimista P_{10} da análise atualizada de risco é superior ao do risco inicial. O esperado era que com a redução do risco, o novo valor otimista fosse igual ou inferior ao inicial. Este fato deve-se a não consideração no estudo inicial das incertezas do reservatório da possibilidade de ocorrência de contato óleo-água para os Blocos 2 e 3 abaixo do constando no Bloco 1. A hipótese assumida à priori foi que havendo comunicação hidráulica entre os blocos, o contato óleo-água seria único, o que não se confirmou. A inclusão de mais esta variável levaria a uma maior incerteza inicial e a valores

otimistas maiores, devido à possibilidade de ocorrência de um maior volume de óleo nos Blocos 2 e 3. Outra observação é que pela análise inicial da incerteza do reservatório os casos mais pessimistas possíveis com relação ao Bloco 2 e 3 foram considerados (ausência de reservatório ou óleo), mas não a hipótese mais otimista, correspondente a presença exclusiva de óleo, sem contato óleo-água, nesses blocos.

Esta nova quantificação do impacto das incertezas e risco foi realizada de uma maneira simplificada, aproveitando várias etapas e o conhecimento adquirido na análise de risco inicial. A mesma metodologia sugerida no Capítulo 6.4.1 poderia ser utilizada para a escolha dos modelos representativos de incerteza.

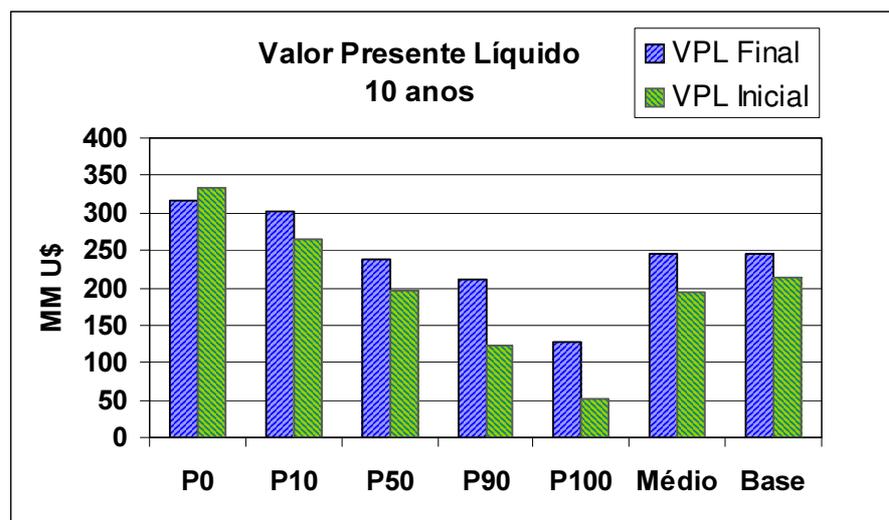


Figura 6.28: Comparação entre o VPL Inicial e Após Novos Dados.

6.6.3 Considerações Finais

Com os dados da produção piloto e do poço de extensão foi possível uma grande redução da incerteza do volume e de óleo inicial como resultado de uma nova quantificação do volume poroso e da constatação de uma realidade não prevista na análise de incerteza inicial e do contato óleo-água diferenciado para o Bloco 2. Este novo contato óleo-água ocasionou um acréscimo no

VOIS do caso base na análise final, ocasionando um deslocamento da curva de risco para valores maiores de VPL. Este fato mostra a importância da seleção e estudo inicial dos atributos incertos.

A permeabilidade horizontal, com a redução da incerteza do volume poroso, passou a ser o atributo de importância predominante e associado a um pequeno número de atributos, ocasiona uma forte relação entre os seus níveis e os valores de VPL. Neste caso, uma melhor definição do risco de VPL pode ser investigada com a utilização de um maior número de níveis do atributo crítico, de maneira que a sensibilidade entre um nível e outro seja similar à sensibilidade aos outros atributos.

7. Conclusões e Recomendações

Esta dissertação apresenta o desenvolvimento da metodologia do uso da simulação numérica de fluxo na análise do impacto das incertezas do reservatório nas previsões de produção e na análise econômica de um campo de petróleo.

Com os dados reais disponíveis de um campo antecedendo o seu desenvolvimento definitivo foi possível a obtenção do risco na previsão do volume acumulado de óleo produzido e do valor presente líquido em dois momentos distintos. O primeiro logo após o término da delimitação inicial do campo e o segundo após um projeto piloto de produção e do último poço de extensão.

7.1 Conclusões

As principais conclusões obtidas neste trabalho foram:

- É possível a realização de análises de risco nas previsões de produção utilizando simulação numérica de fluxo sem demanda excessiva de tempo.
- O número de variáveis incertas na modelagem do reservatório é muito elevado e a agregação destas variáveis em atributos, como no caso do atributo volume poroso, permite uma grande redução do número de variáveis incertas a serem estudadas.

- A análise de sensibilidade dos atributos incertos possibilitou a redução do número de modelos de simulação de mais de 6000 modelos para apenas 32 simulações, pela redução de oito atributos incertos para apenas quatro atributos críticos.
- No caso estudado o volume poroso e a permeabilidade horizontal foram os atributos que mais contribuíram para a incerteza nas previsões do VPL e do NP. Nesta fase de conhecimento do campo, é nesses atributos que deve ser priorizado o esforço para reduzir a incerteza através da obtenção de novos dados ou de uma melhor caracterização do reservatório.
- A automação da montagem dos modelos de simulação, o processamento paralelo e a análise estatística dos resultados reduzem muito o tempo necessário para as análises, tornando mais prática a utilização desta metodologia.
- A metodologia de previsão de produção com incerteza e risco através de simulação numérica de fluxo apresentada é de fácil aplicação, sendo adaptável para campos com modelagem de reservatório de simples a complexa.
- Esta metodologia apresenta flexibilidade de incorporação, retirada ou substituição dos atributos incertos, possibilitando uma rápida atualização das previsões de produção com risco.
- A confiabilidade das estimativas de risco de produção depende principalmente da qualidade das análises de incerteza na modelagem do reservatório, do número de atributos incertos e das probabilidades de ocorrência de cada atributo. A quantidade de atributos incertos considerados, o número de níveis e o detalhamento da caracterização devem ser compatibilizados com a confiabilidade requerida, tempo e recursos computacionais disponíveis.
- Os modelo de simulação com incerteza apresentam sua própria distribuição de óleo no reservatório e propriedades de fluxo, resultando em drenagem, fator de recuperação, taxas de produção e injeção singulares. Apenas com a simulação de fluxo todas as interações entre as propriedades do reservatório e a estratégia de produção são levadas em consideração.

- Com esta metodologia são obtidos todos os modelos de fluxo que fornecem o risco nas previsões. Através da análise gráfica destes modelos com relação aos resultados da função-objetivo, do volume de óleo original e seus fatores de recuperação de óleo é possível a seleção de modelos representativos P_{10} , P_{50} e P_{90} .
- A análise de risco nas previsões de produção envolve conhecimentos específicos nas áreas de geologia, engenharia de reservatórios, de produção e econômica, o que requer uma equipe multidisciplinar trabalhando de modo integrado.
- Variáveis que não implicam em alterações na modelagem do reservatório não resultam em aumento significativo de tempo, devido a não serem necessárias simulações adicionais. Este é o caso dos parâmetros para análise econômica ou mudança na probabilidade dos atributos.
- O uso de simulação numérica de fluxo no processo de previsão de produção melhora a qualidade da análise de risco, especialmente em reservatórios complexos, onde o fator de recuperação é muito dependente dos parâmetros geológicos e da estratégia de produção.
- Com os dados da produção piloto e do último poço de delimitação do campo foi possível reduzir a probabilidade de ocorrência da permeabilidade horizontal pessimista e diminuir a incerteza do volume poroso, ocasionando uma grande redução do risco do valor presente líquido.

As contribuições desta dissertação foram o enfoque metodológico integrando parâmetros da modelagem geológica, de fluidos e de rocha fluido, a consideração de atributos discretos e contínuos, a atualização do risco com a incorporação de dados de produção e a proposta de seleção de modelos representativos da incerteza do reservatório.

7.2 Recomendações

No decorrer deste estudo vários temas para continuação desta pesquisa surgiram. As recomendações de temas a serem abordados em futuras teses sobre o tema de análise de risco com simulação numérica de fluxo são apresentadas a seguir:

- A utilização do uso de simulação estocástica condicional com a utilização de dados de poços e dados de atributos sísmico na caracterização do reservatório.
- A otimização da estratégia de produção dos modelos de incerteza selecionados como representativos e uma comparação do risco de produção dos modelos otimizados com os não otimizados.
- A inclusão de mais de uma estratégia de produção como atributo incerto e a integração do impacto das incertezas do reservatório com as incertezas econômicas, principalmente preço do petróleo.

Referências Bibliográficas

Alexander, J.A. *Risk Analysis: Lessons Learned*. In: Annual Technical Conference and Exhibitions, New Orleans, EUA, SPE 49030, September. 1998

Ballin, P.R., Aziz, K., Journel, A.G. *Quantifying the Impact of Geological Uncertainty on Reservoir Performing Forecast*. In: Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Louisiana, SPE 25238, Feb. 1993.

Berteig, V., Halvorsen, K.B., Omre, H., Holf, A.K., Jorde, K., Steilaein, O.A. *Prediction of Hydrocarbon Pore Volume with Uncertainties*. In: Annual Technical Conference and Exhibitions, Houston, Texas, SPE 18325, October 1988.

Bruhn, C.H.L. *Deep Water Reservoirs from the Eastern Brazilian Rift and Passive Margin Basins*. In: AAPG International Conference & Exhibition, Curso n.6, 2º parte, Rio de Janeiro, 1998.

Campozana, F.P., Ballin, P.R. *Incerteza na Produção de Petróleo – Uma Proposta Simplificada*. PETROBRAS, Documento Interno, 1998.

Campozana, F.P. *Incorporating Dynamic Data into Geostatistics Reservoir Modeling*. Austin, EUA: The University of Texas, 1997, 281p., Dissertação (Doutorado).

- Cruz, P.S. *Reservoir Management decision-Making in the Presence of Geological Uncertainty*. Stanford, EUA: Stanford University, 217 p., 2000, Dissertação (Doutorado).
- Dejean, J.P. *Managing Uncertainty on Production Predictions Using Integrated Statistics*. In: Annual Technical Conference and Exhibitions, Houston, EUA, SPE 56696, October 1999.
- 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.
- Garb, F. A. *Assessing Risk in Estimating Hydrocarbon Reserves and in Evaluating Hydrocarbon – Producing Properties*. Journal of Petroleum Technology, p.765-778, Junho 1988.
- Gotway, C.A., Rutherford, B.M. *Stochastic Simulation for Imaging Spatial Uncertainty: Comparison and Evaluation of Available Algorithms*. In: Geostatistical Simulations, 1-21, Kluwer Academic Publishers, Netherlands, 1994.
- Guedes, S.S., Pinto, A.C.C., Cora, C.A.G., Pizarro, J.O.S., e Bittencourt, A.F. *Aplicação de Análise de Incertezas no Desenvolvimento de Acumulações Petrolíferas Marginais em Águas Profundas*. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Outubro 2000.
- Jensen, T. B. *Estimation of Production Forecast Uncertainty for a Mature Production Licence*. In: Annual Technical Conference and Exhibitions, New Orleans, EUA, SPE 49091, September 1998.
- Johann, P., Fournier, F. *3-D Stochastic Reservoir Modeling Constrained by Well and Seismic Data on a Turbidite Field*. Annual Technical Conference and Exhibitions, Denver, EUA, SPE 36501, October.1996.

- Journel, A.G. *Fundamentals in Geoestatics in Five Lessons*. In: Short Course in Geology, Vol. 8, American Geophysical Union, Washington D.C., 1989.
- Lake, L.W. *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall, Englewood Cliff, NJ, EUA, 1989.
- Lia, O., Omre, H., Thelmeland, H., Holden, L., Egeland, T. *Uncertainty in reservoir production forecasts*. In: AAPG Bulletin Vol. 81, No. 5, 1997.
- Loschiavo, R. *Estimativa de Incertezas na Previsão de Comportamento de Reservatórios*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1999. 86 p. Dissertação (Mestrado).
- Loschiavo, R., Schiozer, D.J., Steagall, D.E. *Estudo do Impacto de Incertezas no Desempenho de Reservatórios de Petróleo*. In: ENCIT, Outubro de 2000, Porto Alegre.
- Mezzomo, C., Pedroso, C.Jr., Schiozer, D.J. *Optimization of a Production System for a Petroleum Reservoir*. In: ENCIT, Outubro de 2000, Porto Alegre.
- Newendorp, P. D. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*. Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1975.
- Øvreberg, O., Damsleth, E., Haldorsen, H.H. *Putting Error-Bars on Reservoir Engineering Forecast*. In: Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Louisiana SPE 20512, September 1990.
- Pedroso, Jr.C. *Otimização de Locações de Poços usando Simulação Numérica de Reservatórios*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1999. 122 p. Dissertação (Mestrado).

Samson, P., Euler, N. *Quantifying the Impact of Structural Uncertainties on Gross-Rock Volume Estimates*. In: European 3-D Reservoir Modeling Conference, SPE 35535, Stavanger, Norway, April 1996.

Standing, M.B. *Notes on Relative Permeability Relationships*. Stanford University, CA, 1975.