

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

Valor da Flexibilização e Informação em Desenvolvimento de Campo por Módulos

Autor: Suzana Hisako Deguchi Hayashi

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Suzana Hisako
Deguchi Hayashi e aprovada
pela comissão julgadora em 20 / 04 / 06

ABRIL DE 2006


Orientador

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

Valor da Flexibilização e Informação em Desenvolvimento de Campo por Módulos

Autor: Suzana Hisako Deguchi Hayashi

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do Título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

**Campinas, 2006.
S.P. - Brasil**

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

Dissertação de Mestrado

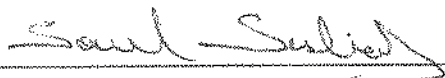
**Valor da Flexibilização e Informação em
Desenvolvimento de Campo por Módulos**

Autor: Suzana Hisako Deguchi Hayashi

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer



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



Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick
Instituto de Geociências - UNICAMP



Dr.ª. Anelise Quintão Lara
Petrobras SA

Campinas, 20 de abril de 2006.

BO BC/ 85992
36.134.10
0 0
BO BC/ 1100
25-05-10
7478756

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

H323v

Hayashi, Suzana Hisako Deguchi

Valor da flexibilização e informação em desenvolvimento de campo por módulos / Suzana Hisako Deguchi Hayashi. --Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Denis José Schiozer

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Incerteza (Teoria da informação). 2. Sistemas de suporte de decisão. 3. Árvores de decisão. 4. Processo decisório. 5. Incerteza. 6. Risco. 7. Engenharia do petróleo. 8. Campos petrolíferos. 9. Geologia econômica. 10. Petróleo. 11. Campos petrolíferos – Simulação por computador. 12. Engenharia de reservatório de óleo. I. Schiozer, Denis. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: Value of information in development of oil filed by modules

Palavras-chave em Inglês: Value of information, Value of flexibility, Decision analysis, Risk analysis, Uncertainty analysis, petroleum reservoir simulation

Área de concentração: Engenharia do Petróleo

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Saul Barisnik Suslick e Anelise Quintão Lara

Data da defesa: 20/04/2006

Dedicatória

Ao meu marido Mauro Yuji Hayashi, meu companheiro e melhor amigo, que com o seu amor, me incentivou e me apoiou mais uma vez em mais uma etapa da minha vida.

Aos meus filhos Felipe Yuji e Tinae Luisa, meus amores incondicionais, a quem desejo deixar bons exemplos.

Aos meus pais Ryoichi e Tamiko Deguchi, que com exemplos de coragem e perseverança ímpares, são a minha inspiração para seguir os meus sonhos.

Agradecimentos

Expresso os meus sinceros agradecimentos:

Ao Professor Denis José Schiozer, pela competência e versatilidade, pela disposição e disponibilidade, pela generosidade, ...

À Alice, pela grandiosidade e simplicidade de sua alma, ...

Aos meus colegas e amigos do projeto UNISIM: Célio Maschio, Eliana Ligerio, Rogério Martini, Fernanda Yara, Paulo Drumond, Daniel, Sérgio Guerra, ...

À competente Giselle e sua equipe, ...

Às secretárias Beth, Yoshiko, Karina e Fátima pelo apoio ao longo destes anos, ...

Aos meus colegas e amigos Luiz Mauricio, Clarissa Okabe, Débora Ferreira, Carol, Marquinhos, Zé Sérgio, Estela, Gilmar, Juan Matteo, Juan Montoya, ...

Aos professores do Departamento de Petróleo, pelo conhecimento que adquiri nestes últimos anos, ...

Aos gerentes do Campo de Roncador da UN-RIO, especialmente Ronaldo Dias e Mauro Koji Mihaguti, pelo apoio formal para a realização deste mestrado.

As verdadeiras riquezas estão na mente e no coração.

(Ryoichi Deguchi)

Resumo

HAYASHI, Suzana Hisako Deguchi, *Valor da Informação e Flexibilização em Desenvolvimento de Campo por Módulos*. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, 138pp. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2006.

O risco é inerente às várias fases da vida de um campo de petróleo, devido às incertezas geológicas, econômicas e tecnológicas que influenciam o valor de um projeto.

A aquisição de informações e a adição de flexibilidade na implantação de um projeto são os principais processos que permitem a mitigação dos riscos associados. O conceito de Valor da Informação (VDI) permite medir quantitativamente os benefícios resultantes da aquisição adicional de dados, que permite definir o projeto de desenvolvimento com mais precisão, podendo trazer modificações significativas em relação à concepção inicial (projeto conceitual). O conceito de Valor de Flexibilização (VDF) permite medir os benefícios de adicionar flexibilidade, por exemplo, no cronograma de implantação de um projeto, com o objetivo de possibilitar um melhor gerenciamento de reservatórios frente aos possíveis cenários.

Os conceitos de VDI e VDF são usados neste trabalho para determinar o valor de adquirir novas informações para o projeto, considerando um atraso no cronograma causado pela flexibilização do momento de definição e aprovação do projeto básico. Uma técnica baseada nos Modelos Geológicos Representativos (MGR) e nas árvores de decisão é aplicada no processo de análise de decisão.

Os resultados deste trabalho mostram que a metodologia proposta neste trabalho é aplicável em modelos de grande porte. Outras conclusões são que a relevância da aquisição de informações aumenta em cenários de preço de óleo mais baixo e que é importante analisar a redução de risco como variável adicional ao retorno financeiro no processo de decisão como o analisado neste trabalho.

Palavras-chave: Valor da Informação, Valor da Flexibilização, Análise de Decisão, Análise de Risco, Análise de Incertezas, Simulação de Reservatórios de Petróleo.

Abstract

HAYASHI, Suzana Hisako Deguchi, *Value of Information in Development of Oil Field by Modules*. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, 138pp. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2006.

The risk is inherent to several phases of a petroleum field development, due to geological, economic and technological uncertainties, which influence the value of a project.

The acquisition of additional information and flexibility in the implementation of a project are the main processes, which permit risk mitigation. The concept of Value of Information (VoI) permits to measure quantitatively the benefits of the new information that yield more accuracy in the definition of the development project and it can bring important modifications in comparison with the initial conception of the project. The concept of Value of Flexibility (VoF) allows measuring the benefits of flexibility in the implementation of a project yielding better reservoir management.

The concepts of VoI and VoF are used in this work to determine the value of new information in a project, considering a delay in the schedule caused by the flexibility in the moment of definition and approval of the final project. A decision tree technique, associated to Geological Representative Models (GRM), is applied in the process of the quantification of the value of information and flexibility.

Based on the results of this work, it is possible to conclude that: the methodology is useful for large fields; the relevance of information acquisition increases in low prices scenarios and; it is important to analyze risk mitigation in addition to financial gain in decision making processes like the one studied in this work.

Key words: Value of Information, Value of Flexibility, Decision Analysis, Risk Analysis, Uncertainty Analysis, Petroleum Reservoir Simulation.

Índice

Dedicatória	iv
Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vii
Abstract	viii
Índice.....	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas.....	xviii
Nomenclatura	xix
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 Motivação.....	3
1.2 Objetivos	4
1.3 Estruturação da dissertação	5
Capítulo 2	6
Fundamentação Teórica	6
2.1 Valor presente líquido (VPL).....	6
2.2 Valor monetário esperado (VME).....	7
2.3 Incerteza	9
2.3.1 Tratamento de atributos.....	10
2.4 Risco.....	12
2.4.1 Escolha de atributos críticos.....	13
2.4.2 Combinação de atributos críticos através da árvore de derivação	14

2.4.3	Curva de risco.....	17
2.4.4	Cálculo do risco.....	21
2.4.5	Modelos geológicos representativos (MGR).....	23
2.5	Otimização de estratégia de produção.....	25
2.6	Análise de decisão.....	27
2.6.1	Método do Valor Monetário Esperado (VME).....	30
2.6.2	Análise de carteira de projetos.....	31
2.6.3	Teoria da Utilidade Multi-Atributos (TUMA).....	32
2.7	Implantação de projetos.....	34
Capítulo 3		37
Revisão Bibliográfica		37
3.1	Análise de incertezas e risco.....	37
3.2	Análise de decisão.....	41
3.3	Valor da informação (VDI) e valor da flexibilização (VDF).....	43
3.4	Técnica da árvore de decisão.....	44
3.5	Tipos de informação.....	44
3.5.1	Informação completa e perfeita.....	45
3.5.2	Informação incompleta e/ou imperfeita.....	47
3.6	Formação de grupos.....	48
3.6.1	Cenário sem aquisição de informações.....	48
3.6.2	Cenário com aquisição de informações adicionais.....	50
3.7	Cálculo do valor da informação (VDI).....	53
3.8	Valor da flexibilização (VDF).....	59
Capítulo 4		62
Metodologia		62
4.1	Etapas da metodologia.....	62
	Etapa 1. Definição das incertezas do modelo geológico e de fluxo.....	63
	Etapa 2. Montagem do modelo geológico e de fluxo.....	63
	Etapa 3. Otimização da estratégia de produção do caso base.....	63
	Etapa 4. Seleção de atributos críticos.....	64
	Etapa 5. Montagem da árvore de derivação e simulação dos modelos.....	64
	Etapa 6. Seleção dos modelos geológicos representativos (MGR).....	64
	Etapa 7. Otimização das estratégias dos modelos escolhidos.....	65
	Etapa 8. Simulação dos modelos da árvore de derivação com as estratégias otimizadas de cada MGR.....	65
	Etapa 9. Definição dos cenários de aquisição de informações.....	65
	Etapa 10. Montagem das árvores de decisão.....	65
	Etapa 11. Montagem das curvas de risco.....	66
	Etapa 12. Cálculo dos VME e risco de cada árvore de decisão.....	66
	Etapa 13. Escolha do método de análise de decisão.....	66
4.2	Fluxograma simplificado.....	66
4.3	Análise de decisão.....	68

4.3.1	Método do VME.....	68
4.3.2	Método do Risco vs Retorno	68
4.4	Análise de sensibilidade econômica.....	69
Capítulo 5		70
Aplicação		70
5.1	Modelo de reservatório.....	72
5.2	Premissas do desenvolvimento do campo.....	73
5.3	Incertezas analisadas	76
5.4	Etapas da otimização.....	77
5.5	Modelo econômico.....	78
Capítulo 6		81
Resultados		81
6.1	Modelo base	81
6.2	Análise de sensibilidade.....	82
6.2.1	Cenários possíveis com a estratégia do modelo base.....	86
6.3	Escolha dos modelos geológicos representativos (MGR).....	88
6.4	Otimização dos modelos geológicos representativos (MGR).....	90
6.5	Montagem dos grupos para cada árvore de decisão.....	91
6.5.1	Grupos da árvore de derivação (sem aquisição de informações).....	91
6.5.2	Grupos da árvore de decisão (com aquisição de informações).....	91
6.6	Montagem das curvas de risco dos cenários	94
6.6.1	Curvas de risco dos cenários sem informações adicionais.....	94
6.6.2	Curvas de risco dos cenários com informações adicionais.....	95
6.7	Cálculos dos VME e risco dos cenários.....	98
6.8	Análise de decisão.....	99
6.8.1	Método do VME.....	99
6.8.2	Método do Risco vs Retorno.....	100
6.9	Análise de sensibilidade econômica.....	102
6.10	Discussão dos resultados.....	104
Capítulo 7		108
Conclusões		108
Capítulo 8		110
Recomendações		110
Referências Bibliográficas		111
Anexo I		115
Tabelas PVT		115

Anexo II.....	118
Tabelas de Permeabilidade Relativa	118

Lista de Figuras

Figura 1.1: Incertezas envolvidas em projetos de desenvolvimento (Schiozer <i>et al.</i> , 2004).	2
Figura 2.1: Árvore de derivação para o cálculo do VME.	8
Figura 2.2: Exemplo de função densidade de probabilidade discretizada em três níveis (adaptado de Xavier, 2004).	11
Figura 2.3: Exemplo de função densidade de probabilidade discretizada em vários níveis (adaptado de Xavier, 2004).	11
Figura 2.4: Exemplo de diagrama do tipo Tornado.	14
Figura 2.5: Exemplo de árvore de derivação.	15
Figura 2.6: Curvas hipotéticas de distribuição normal, de mesmo VE, menor desvio padrão (vermelha), maior desvio padrão (azul) (adaptado de Xavier, 2004).	18
Figura 2.7: Curvas de risco correspondentes à Figura 2.6, menor risco (vermelha), maior risco (azul) (adaptado de Xavier, 2004).	18
Figura 2.8: Curvas hipotéticas de distribuição normal, maior VE (vermelha), menor VE (azul) (adaptado de Xavier, 2004).	19
Figura 2.9: Curvas de risco correspondentes à Figura 2.8, menor risco (vermelha), maior risco (azul) (adaptado de Xavier, 2004).	19
Figura 2.10: Exemplo de representação de perfis probabilísticos (Loschiavo, 1999).	20
Figura 2.11: Distribuição de probabilidades de dois projetos de investimento (adaptado de Newendorp, 1975).	20

Figura 2.12: Seleção de modelos representativos no gráfico de VPL vs FRO (Schiozer <i>et al.</i> , 2004).....	24
Figura 2.13: Modelos representativos no gráfico de VPL vs Np (Schiozer <i>et al.</i> , 2004).....	25
Figura 2.14: Modelos representativos no gráfico de VPL vs Wp (Schiozer <i>et al.</i> , 2004).....	25
Figura 2.15: Conjunto de carteiras compostas por combinações de vários ativos financeiros (adaptado de Ross <i>et al.</i> , 1999).	31
Figura 2.16: Esquema de cronograma de implantação de projetos.	36
Figura 2.17: Duração média das etapas de implantação de um grande projeto.	36
Figura 3.1: Exemplo de curva de risco-retorno para análise de carteira de projetos (Mezzomo, 2005).....	43
Figura 3.2: Função densidade de probabilidade de um parâmetro (x) em 3 níveis, antes e após a obtenção da informação completa (Xavier, 2004).	45
Figura 3.3: Transformação da árvore de derivação em árvore de decisão com a obtenção da informação completa (adaptado de Xavier, 2004).	46
Figura 3.4: Função densidade de probabilidade de um parâmetro (x) em 3 níveis, antes e após a obtenção da informação incompleta (Xavier, 2004).	47
Figura 3.5: Transformação da árvore de derivação em árvore de decisão com a obtenção da informação incompleta (adaptado de Xavier, 2004).	48
Figura 3.6: Exemplo de árvore de derivação para 3 atributos críticos.	49
Figura 3.7: Exemplo de árvore de decisão – informação completa para 1 atributo.....	51
Figura 3.8: Exemplo de árvore de decisão – informação completa para 3 atributos.	51
Figura 3.9: Exemplo de árvore de decisão – informação completa para 2 atributos e incompleta para 1 atributo.....	52
Figura 3.10: Exemplo de cálculo de VME com informação completa para 1 atributo.....	53
Figura 3.11: Árvore de decisão de Valor da Informação (adaptado de Lohrenz, 2002).	55
Figura 3.12: VME sem informação adicional (adaptado de Coopersmith e Cunningham, 2002).	56

Figura 3.13: VME com informação perfeita (adaptado de Coopersmith e Cunningham, 2002). ..	56
Figura 3.14: VME sem informação adicional (adaptado de Coopersmith e Cunningham, 2002). 57	
Figura 3.15: VME com informação perfeita (adaptado de Coopersmith e Cunningham, 2002). ..	57
Figura 3.16: VME sem informação adicional (adaptado de Coopersmith e Cunningham, 2002). 58	
Figura 3.17: VME com informação perfeita (adaptado de Coopersmith e Cunningham, 2002). ..	58
Figura 3.18: Árvore de decisão de Valor da Informação (adaptado de Begg e Bratvold, 2002). ..	60
Figura 4.1: Fluxograma da metodologia para o cálculo do VDF.....	67
Figura 5.1: Mapa de PVT (camada 1).....	71
Figura 5.2: Mapa 3D da porosidade do modelo de fluxo.....	72
Figura 5.3: Seção Transversal J (NTG).....	73
Figura 5.4: Seção Transversal I – (Permeabilidade).	73
Figura 5.5: Mapa de transmissibilidade (camada 3).	75
Figura 5.6: Área vermelha do Bloco B: atributos incertos coa e pvt.	75
Figura 5.7: Parâmetros econômicos usados para análise de sensibilidade econômica.	80
Figura 6.1: Curvas de produção dos Blocos A, B e C.....	81
Figura 6.2: Análise de sensibilidade das transmissibilidades (variação em VPL).	82
Figura 6.3: Análise de sensibilidade das transmissibilidades (variação em NP).	83
Figura 6.4: Análise de sensibilidade dos atributos de incerteza (variação em VPL).	84
Figura 6.5: Análise de sensibilidade dos atributos de incerteza (variação em NP).	85
Figura 6.6: Cenários possíveis para o Bloco A, com a estratégia do modelo base.	86
Figura 6.7: Cenários possíveis para o Bloco B, com a estratégia do modelo base.	87
Figura 6.8: Cenários possíveis para o Bloco C, com a estratégia do modelo base.	87
Figura 6.9: Gráfico de VPL x FRO dos 108 modelos simulados com a estratégia do modelo base.	88

Figura 6.10: Gráfico de VPL x Np dos 108 modelos simulados com a estratégia do modelo base.	89
Figura 6.11: Gráfico de VPL x Wp dos 108 modelos simulados com a estratégia do modelo base.	89
Figura 6.12: Árvore de derivação para cálculo do VME sem informação adicional.	91
Figura 6.13: Árvore de decisão para cálculo do VME com informação completa para dois atributos.	92
Figura 6.14: Árvore de decisão para cálculo do VME com informação completa para três atributos.	93
Figura 6.15: Árvore de decisão para cálculo do VME com informação completa para quatro atributos e incompleta para um atributo.	93
Figura 6.16: Gráfico com as curvas de risco dos cenários sem informação adicional, com a estratégia otimizada para cada MGR escolhido.	95
Figura 6.17: Exemplo de montagem da curva de risco de um cenário com aquisição de informações, comparado a de um cenário sem informação adicional.	96
Figura 6.18: Gráfico com as curvas de risco dos cenários com informação.	96
Figura 6.19: Evolução do VME com o aumento das estratégias e aumento dos atributos com informação.	97
Figura 6.20: Evolução do risco com o aumento das estratégias e aumento dos atributos com informação.	98
Figura 6.21: Análise de decisão do tipo RISCO vs RETORNO – risco calculado por desvio-padrão.	101
Figura 6.22: Análise de decisão do tipo RISCO vs RETORNO – risco calculado por coeficiente de variação.	101
Figura 6.23: Análise de sensibilidade dos parâmetros econômicos – risco calculado pelo desvio-padrão.	103

Figura 6.24: Análise de sensibilidade dos parâmetros econômicos – risco calculado pelo coeficiente de variação.	104
---	-----

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Cálculo de VME para exemplo de prospecto de perfuração (Fonte: Newendorp e Schuyler, 2000).	9
Tabela 5.1: Características dos 3 blocos do modelo base.	72
Tabela 5.2: Relação dos atributos incertos e seus valores.....	77
Tabela 5.3: Relação dos valores de transmissibilidade analisados.	77
Tabela 5.4: Probabilidades de ocorrência dos níveis dos atributos.....	77
Tabela 5.5: Probabilidades de ocorrência dos níveis de transmissibilidade.	77
Tabela 5.6: Parâmetros econômicos.....	78
Tabela 5.7: Preços de plataforma.	79
Tabela 5.8: Ações investigativas para eliminação e/ ou diminuição das incertezas.	79
Tabela 6.1: Valores dos atributos dos níveis dos atributos críticos.	85
Tabela 6.2: Probabilidades de ocorrência dos níveis dos atributos críticos.	85
Tabela 6.3: Probabilidades para a informação incompleta do Cenário 3.....	94
Tabela 6.4: Valores de VME efetivo e desvio-padrão para todos os cenários.....	99

Nomenclatura

BSW	teor de água e de sedimentos presentes no fluido
coa	Contato óleo/água
cpor	Compressibilidade da rocha
E&P	Exploração e produção
FRO	Fator de recuperação do óleo
GRM	<i>Geological representative model</i>
k_h	Permeabilidade absoluta horizontal
k_z/k_h	Permeabilidade absoluta vertical
LDA	Lâmina de água
MGR	Modelo geológico representativo
PMO	<i>Project Management Office</i>
ntg	Espessura efetiva
N_p	Produção acumulada de óleo
por	Porosidade
pvt	Análise PVT
Q_{liq}	Vazão de produção de líquidos
Q_{inj}	Vazão de injeção de água
RAO	razão água óleo
RG0	razão gás óleo

Capítulo 1

Introdução

A indústria de exploração e produção de petróleo (E&P) é fortemente relacionada ao risco devido à grande quantidade de incertezas envolvidas. As incertezas que mais influenciam os resultados dos projetos de E&P são inerentes às premissas econômicas, ao modelo geológico e de fluxo e ao desenvolvimento tecnológico (Figura 1.1). Por sua vez, os parâmetros econômicos são dependentes do dinamismo dos cenários político, financeiro e econômico da empresa, indústria de E&P, do país e do mercado internacional. Parâmetros como a taxa de mínima atratividade (TMA) e o preço do barril de óleo – insumos da avaliação econômica de um projeto que causam grande impacto no seu resultado – são incertezas que não podem ser mitigadas e devem ser atualizadas no projeto a cada variação significativa destes parâmetros. As incertezas geológicas e de fluxo são passíveis de mitigação através de informações adicionais adquiridas mediante algum investimento. As incertezas tecnológicas diminuem conforme a evolução das ferramentas de modelagem e simulação de reservatórios e da própria evolução técnica de tratamento de dados.

Em todas as fases de um projeto de E&P – exploração, avaliação, desenvolvimento, e mesmo após a implantação - o risco, gerado principalmente pelas incertezas críticas, sempre está presente, ou seja, o risco, em maior ou menor grau, sempre é inerente à exploração e à produção de petróleo. Em momentos importantes no processo de tomadas de decisão, como na definição do projeto básico a ser submetido à aprovação, dominar ferramentas de análise que possibilitem a visualização de cenários de diminuição de risco, melhora a qualidade da decisão a ser tomada.

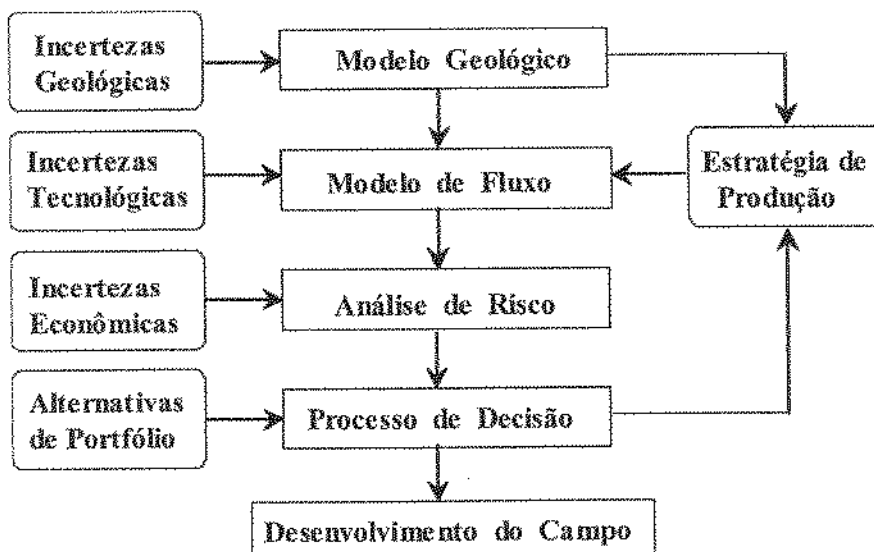


Figura 1.1: Incertezas envolvidas em projetos de desenvolvimento (Schiozer *et al.*, 2004).

As várias incertezas relacionadas ao modelo geológico e de fluxo têm forte impacto nos resultados econômicos de projetos. Nos campos marítimos, os investimentos são bastante altos, a flexibilidade é baixa e o custo da informação é alto; por isso, é imprescindível a abordagem probabilística nas análises de decisão, principalmente na época da escolha da estratégia de produção. Entretanto, metodologias probabilísticas para esta fase necessitam de simplificações, devido (1) à complexidade do processo e infinitas possibilidades de decisão existentes e (2) ao alto custo computacional da simulação de fluxo que é a ferramenta usada para avaliar alternativas de forma mais confiável.

A análise de decisão deste trabalho considera uma análise de incertezas e risco de parâmetros geológicos e de fluxo que influenciam no desenvolvimento de um campo de petróleo marítimo por módulos. Alguns dos motivos para o desenvolvimento de produção de campos gigantes marítimos em módulos são:

- Limitação orçamentária:

O investimento para o desenvolvimento de produção de um campo gigante é muito elevado para ser desembolsado em um curto período de tempo. Adicionalmente, um

projeto de um campo concorre com os outros projetos da empresa, ou seja, faz parte de uma única carteira de projetos. Por isso, as implantações de projetos de um mesmo campo são geralmente defasadas umas das outras, porque podem possuir atratividades econômicas diferentes e permitem um melhor cronograma de desembolsos monetários.

- **Estratégia de redução de risco técnico:**

No início do desenvolvimento de um campo, as incertezas são normalmente elevadas. Desta forma, a modulação pode ser utilizada para a própria redução de risco técnico, ao permitir que informações adicionais possam ser incorporadas nos desenvolvimentos subseqüentes.

- **Limitação física:**

Capacidade limitada de gerar o projeto (engenharia) e/ou de implantar (infra-estrutura logística).

- **Características intrínsecas do campo:**

Alguns aspectos de reservatório sugerem a necessidade de desenvolvimento em módulos, tais como a presença de diferentes tipos de petróleo e/ou água de formação em cada bloco. Existem exemplos reais, tais como a presença de CO₂ com teores críticos em apenas alguns dos blocos de um campo, o que implica em utilização de equipamentos de superfície (plataforma) especiais; °API bem maior em um dos blocos, o que implica em não misturar a produção com óleos mais pesados para não perder o valor de venda; água de formação com teores diferentes de sulfato, bário e estrôncio, o que implica em tratamentos diferentes da água de injeção – ou seja, fatores naturais que sugerem o desenvolvimento de um campo em módulos.

1.1 Motivação

No desenvolvimento de um campo marítimo por módulos, em geral, há defasagens entre as implantações dos projetos, pelos motivos discutidos acima. O período inicial da produção do 1º módulo pode trazer dados importantes para a implantação dos módulos subseqüentes. Pode-se descobrir, por exemplo, que existe comunicação entre os blocos que originalmente eram

considerados isolados, através da depleção causada pela produção e da medição de pressões nos blocos. A transmissibilidade entre blocos pode trazer impactos físicos e financeiros significativos para os projetos dos módulos – em implantação e a implantar.

Simultaneamente ao período de implantação do 1º módulo, os módulos que serão desenvolvidos na sequência também podem ser estudados, com modelos geológicos e de fluxo montados com os dados disponíveis até aquele momento. Geralmente são dados sísmicos ajustados com os dados de poços perfurados naquele(s) bloco(s) durante as fases de exploração e extensão do campo. Neste ponto, há incertezas comuns a todos os módulos do campo, como os dados petrofísicos e a transmissibilidade entre blocos, e outras inerentes apenas aos módulos não implantados - a existência ou não de um óleo diferente, de contatos óleo/água acima ou abaixo do previsto, a existência de sub-blocos isolados.

Em resumo, desenvolver um campo por módulos pode diminuir o risco envolvido na fase de desenvolvimento dos módulos ainda não implantados tanto pela diminuição e/ou eliminação de incertezas, proporcionada tanto pela espera da produção do bloco vizinho, quanto por investimentos para aquisição de informações adicionais - um projeto piloto de produção, aquisições sísmicas, novos processamentos sísmicos, testes de pressão, perfuração de mais poços, testemunhagens e análises de laboratório etc.

A principal motivação deste trabalho é desenvolver uma metodologia para quantificar o valor do desenvolvimento de um campo por módulos e a minimização de riscos associada.

1.2 Objetivos

As principais metas deste trabalho são:

- 1) Usar os conceitos de Valor da Informação e Valor da Flexibilização no processo de análise de decisão no desenvolvimento de campos de petróleo;
- 2) Aplicar a análise de risco no desenvolvimento por módulos de um campo marítimo de grandes dimensões;

- 3) Avaliar a importância relativa das incertezas de reservatório (transmissibilidade entre blocos, volume de óleo *in situ*, contato óleo/água, parâmetros petrofísicos regionais) na mitigação de risco do caso estudado; e
- 4) Propor uma metodologia para quantificar os riscos inerentes à estratégia de implantação modular no desenvolvimento de campos gigantes.

1.3 Estruturação da dissertação

Este trabalho está estruturado em 8 capítulos. O Capítulo 1 traz a motivação, os objetivos e a estruturação da dissertação. O Capítulo 2 apresenta os conceitos que servirão de base para a fundamentação teórica deste trabalho. O Capítulo 3 apresenta a revisão bibliográfica com os principais trabalhos relacionados com os assuntos abordados. O Capítulo 4 apresenta a metodologia do trabalho proposto. O Capítulo 5 descreve a aplicação da metodologia. O Capítulo 6 apresenta os resultados da aplicação da metodologia. E, finalmente, o Capítulo 7 apresenta as conclusões e o Capítulo 8 traz as recomendações.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

Este capítulo tem por objetivo introduzir os conceitos necessários para a fundamentação teórica desta dissertação.

2.1 Valor presente líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL) caracteriza-se pela somatória dos valores do fluxo de caixa trazidos ao instante zero através de uma taxa de desconto, ou seja, é a soma algébrica de todos os valores monetários V envolvidos nos n períodos de tempo, trazidos ao instante zero com taxa de desconto i (Equação 2.1).

$$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{V_j}{(1+i)^j} \quad (2.1)$$

onde:

V_j = valor monetário ocorrido no período j

i = taxa de desconto

j = período ordinal qualquer 0, 1, 2, ...

n = número total de períodos (período final)

A taxa de desconto a ser considerada pode ser diferente para cada empresa, que calcula a taxa mínima de atratividade (TMA) a ser aplicada em seus projetos de investimentos, a qual

depende de vários parâmetros financeiros, entre outros, o próprio perfil da carteira de projetos e a origem do capital a ser investido (se próprio ou captado no mercado).

2.2 Valor monetário esperado (VME)

De acordo com Newendorp e Schuyler (2000), a pedra fundamental da análise de decisão é o conceito de valor esperado – um método que combina estimativas de lucratividade com estimativas quantitativas de risco para produzir um critério de decisão “ajustado ao risco”. O conceito não é uma substituição do julgamento gerencial e/ou profissional, mas um método de análise pelo qual as várias consequências de cada opção de decisão podem ser avaliadas e comparadas. Virtualmente todas as estratégias formais para tomada de decisões sob incerteza se baseiam no conceito de valor esperado.

O valor condicional de um resultado, caso este ocorra, é geralmente expresso em valor presente (VP) do valor de utilidade (ou preferência), baseado em perdas e ganhos associados. O produto da probabilidade e do valor condicional de um resultado possível torna-se o valor esperado (VE) daquele resultado. Quando este VE é expresso como valor presente líquido de um fluxo de caixa ($VPL = \text{receitas menos desembolsos}$), o valor esperado é chamado de valor monetário esperado (VME). O VME de um projeto é a soma do montante de capital ganho ou perdido, resultante dos valores dos cenários possíveis multiplicados pelas suas respectivas probabilidades de ocorrência (Equação 2.2 e Figura 2.1). Em notação matemática:

$$VME = \sum_{i=1}^n (P_i \times VPL_i) \quad (2.2)$$

onde:

VME = valor monetário esperado de uma alternativa ou projeto

P_i = probabilidade de ocorrência de um cenário possível i

VPL_i = valor presente líquido de um cenário possível i

n = número de cenários possíveis

i = índice que varia de 1 a n

$$\sum_{i=1}^n P_i = 1$$

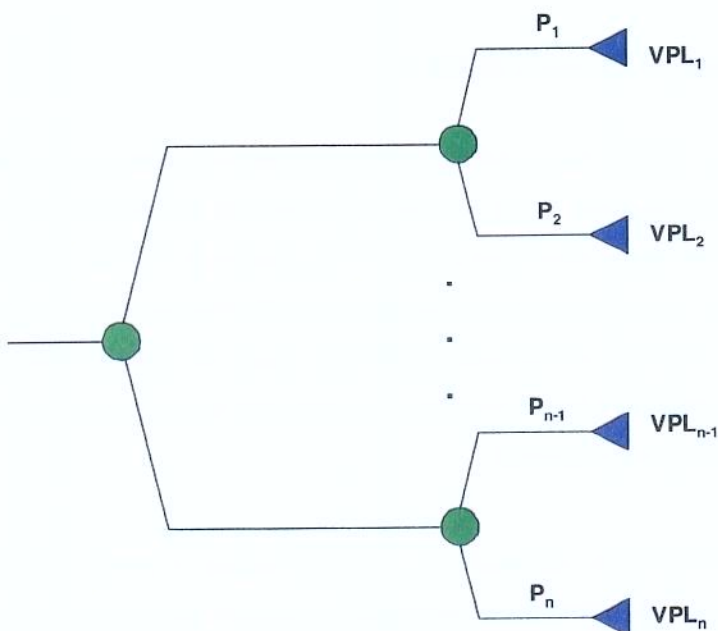


Figura 2.1: Árvore de derivação para o cálculo do VME.

A regra da decisão pela teoria do VME é escolher dentre várias alternativas mutuamente exclusivas, aquela que tem o maior valor monetário esperado. Em regra de decisão, mutuamente exclusiva significa que a aceitação de uma alternativa impede a aceitação de qualquer outra.

A Tabela 2.1 traz um exemplo simples de cálculo de VME. Têm-se duas alternativas: (1) perfurar o poço sozinho; (2) perfurar o poço em parceria com outra empresa, que irá arcar com o custo da perfuração e terá a maior parte dos lucros em compensação. Cada alternativa tem o seu valor monetário condicional, ou seja, o VPL de cada resultado possível. A probabilidade de sucesso é de 0,6 e a de poço seco é de 0,4. A alternativa de maior VME resultante (\$ 280.000) é a da empresa perfurar o poço sem parceria.

Tabela 2.1: Cálculo de VME para exemplo de prospecto de perfuração (Fonte: Newendorp e Schuyler, 2000).

		Alternativas de Decisão			
		Perfurar sem Parceria		Perfurar com Parceria	
		Valor Monetário Condicional	VME do Resultado	Valor Monetário Condicional	VME do Resultado
Resultados	Probabilidade de Ocorrência do Resultado				
Poço Seco	0,4	(200.000)	(80.000)	-	-
Poço Produtor	0,6	600.000	360.000	50.000	30.000
			280.000		30.000

O VME de uma alternativa é interpretado como sendo a média dos VPL de todos os resultados possíveis para aquela alternativa. Supondo como exemplo, que 100 prospectos, todos aparentemente idênticos e independentes, tenham sido aprovados para “perfuração sem parceria”, utilizando o exemplo da Tabela 2.1. As perdas em 40 poços secos seriam $40 \times \$200.000 = \$8.000.000$ e a receita dos 60 poços produtores seria de $60 \times \$600.000 = \$36.000.000$. Portanto a receita líquida seria de $\$28.000.000$ e a receita média para cada resultado possível seria de $\$28.000.000 / 100 = \280.000 .

2.3 Incerteza

Os conceitos de incerteza e risco são muitas vezes utilizados no processo de análise de decisão de projetos. Muitos consideram equivocadamente as palavras “risco” e “incerteza” quase como sendo sinônimos. Há diversas definições para risco e incerteza, mas as definições de Newendorp e Schuyler (2000) podem ser consideradas bem representativas nas análises de engenharia de petróleo. A incerteza refere-se ao valor de um parâmetro poder estar contido numa faixa de possibilidades, devido ao desconhecimento. Como exemplos típicos, há o preço do barril de petróleo e a distribuição da permeabilidade da rocha. Por risco entende-se o potencial que os resultados têm de serem bastante diferentes entre si.

Não é factível medir exatamente os valores de espessura, porosidade e permeabilidade, e mesmo tendo os valores nos poços, não sabemos exatamente como estes parâmetros se distribuem na área presumida do reservatório. Similarmente, não se pode conhecer os custos exatos de uma perfuração (se haverá algum contratempo operacional), a exata quantidade de reservas que cada poço irá produzir. As incertezas sobre eventos futuros (flutuações do preço do barril de óleo, futuras taxas governamentais etc.) também contribuem para o risco do projeto. Todas estas incertezas tomadas em combinações implicam que pode haver mais de uma resultante para qualquer alternativa escolhida. Um exemplo simples disso: a decisão de perfurar pode resultar em um poço seco, ou uma descoberta marginal, ou uma descoberta gigante. Portanto, tomada de decisões sob incertezas sempre envolve pelo menos dois resultados possíveis para pelo menos uma alternativa de decisão.

Se os valores exatos de todos os parâmetros fossem conhecidos, poder-se-ia calcular o valor exato da lucratividade do projeto. Este cálculo poderia ser chamado de valor “determinístico” da lucratividade. Se não são conhecidos os valores exatos para cada parâmetro e diferentes cenários são considerados, o cálculo da lucratividade é chamado de “estocástico”. A abordagem determinística também pode ser usada na presença de risco quando se considera apenas um modelo (por exemplo, o mais provável) mas isso não é recomendado pois limita as informações para uma análise de decisão.

2.3.1 Tratamento de atributos

A identificação dos atributos incertos e a definição das respectivas curvas de probabilidade de ocorrência são tarefas dos especialistas envolvidos na avaliação do reservatório (geólogos, geofísicos e engenheiros). Para a análise através da árvore de decisão, cada atributo contínuo é discretizado em níveis de incerteza associados às probabilidades de ocorrência. Autores como Jensen (1998) e Santos (2002) sugerem a utilização de 3 níveis de incerteza, tal como na Figura 2.2, que representem valores otimista, pessimista e provável do atributo incerto. Um grande número de níveis, conforme a Figura 2.3, poderia demandar um elevado esforço computacional desnecessário. Na falta de dados suficientes para construir uma análise mais completa, os valores

dos atributos nos diferentes níveis podem ser definidos de maneira simplificada, pela multiplicação, divisão ou translação do valor mais provável.

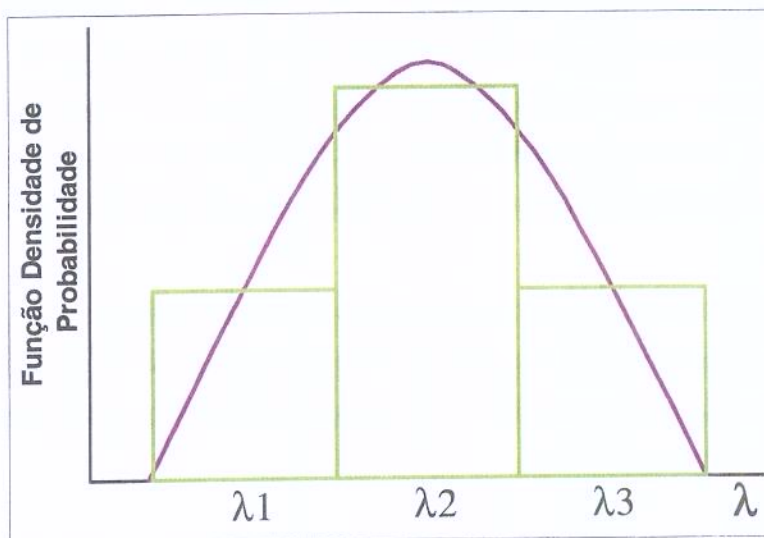


Figura 2.2: Exemplo de função densidade de probabilidade discretizada em três níveis (adaptado de Xavier, 2004).

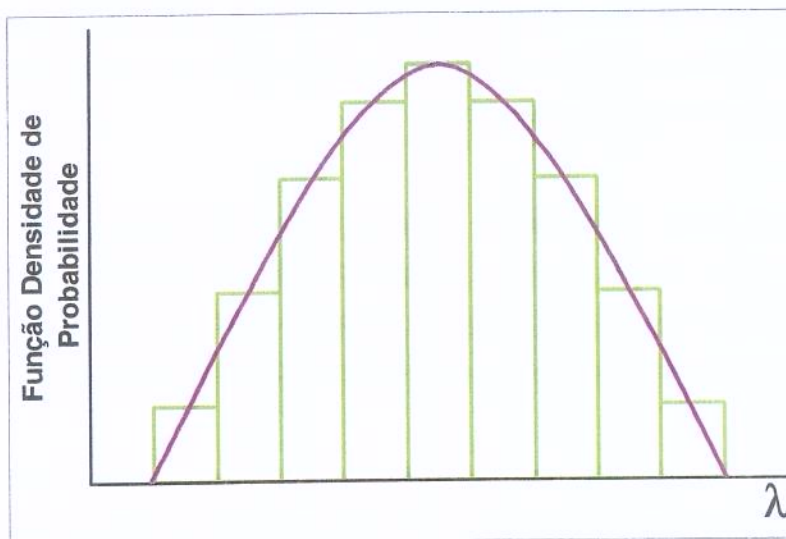


Figura 2.3: Exemplo de função densidade de probabilidade discretizada em vários níveis (adaptado de Xavier, 2004).

Para a estimativa das probabilidades de ocorrência dos 3 modelos estruturais utilizados na análise, Loschiavo (1999) utilizou a simulação Monte Carlo (1000 iterações para os 3 prospectos) para montar um histograma triangular, obtendo as probabilidades de 18, 54 e 28%, respectivamente para as classes pessimista, provável e otimista. Para estimar as probabilidades para os modelos sedimentares, gerou 20 simulações de fluxo a partir de 20 imagens estocásticas do modelo sedimentar, e a partir da função-objetivo escolhida, ordenou os resultados, e separou-os em 3 classes, obtendo as probabilidades 25, 40 e 35%. Para os outros atributos críticos, assumiu as probabilidades de 25, 50 e 25%, admitindo uma avaliação subjetiva.

Alguns atributos têm uma distribuição discreta de probabilidades, tais como análise PVT e transmissibilidade de falhas. Há situações em que não é possível definir apenas analisando os dados disponíveis, quais são os níveis otimista e pessimista. Neste caso, tal informação somente será obtida após a simulação de fluxo.

2.4 Risco

Muitos profissionais consideram o risco como potencial negativo, mas nos anos recentes, especialistas em gerenciamento de risco em projetos salientam que o potencial pode trazer tanto um impacto bom quanto um impacto ruim. Assim, risco refere-se a uma contingência que pode ser tanto má (ameaça) ou boa (oportunidade).

Há diversas formas de quantificar o risco a partir de incertezas nos parâmetros de um determinado projeto. Nesse processo de quantificação, é necessário combinar cenários probabilísticos e, para isso, simplificações sempre serão necessárias devido ao grande número de simulações. Dependendo da finalidade da análise de risco é preciso definir o quê simplificar.

Os métodos de análise de risco mais utilizados são: Monte Carlo e Árvore de Derivação. No método de Monte Carlo, a simplificação é feita no simulador: para viabilizar milhares de simulações, resultantes do sorteio aleatório do espaço amostral das variáveis, a técnica de planejamento de experimentos é utilizada para gerar um polinômio (metamodelo) que substitui o simulador. Para cada resolução da equação, as variáveis do polinômio são os atributos críticos

combinados em seus níveis de incerteza. Este método considera uma estratégia de produção única em todas as simulações.

Neste trabalho, os métodos de Árvore de Derivação e Curva de Risco são usados para o cálculo do VDI/VDF, que em geral apresentam valores relativamente baixos e sofrem impacto significativo devido a mudanças na estratégia de produção. Por essa razão, considera-se a importância de preservar a diversidade das estratégias de produção. Então, foi utilizada a técnica dos modelos geológicos representativos (MGR) que é a escolha de alguns modelos que representem a diversidade dos modelos geológicos e a conseqüente diversidade de suas estratégias de produção. Considerar apenas algumas estratégias e não todas as possíveis é a simplificação deste método.

2.4.1 Escolha de atributos críticos

A utilização de todos os atributos incertos inviabiliza a análise de risco e, por isso, geralmente, deve-se limitar o número de atributos no processo. Os atributos escolhidos são normalmente chamados de críticos. Em geral, a utilização de atributos não críticos aumenta muito o tempo de análise e o esforço computacional do processo.

Para este trabalho, a escolha dos atributos críticos é feita através da análise de sensibilidade que é feita comparando-se a função-objetivo do modelo base (medida em um determinado tempo) com as dos modelos compostos pela variação de cada nível de cada atributo. Os resultados podem ser representados pelo diagrama do tipo Tornado (Figura 2.4), para identificar as variáveis que são mais críticas para a previsão de produção e que devem ser incluídas na árvore de derivação.

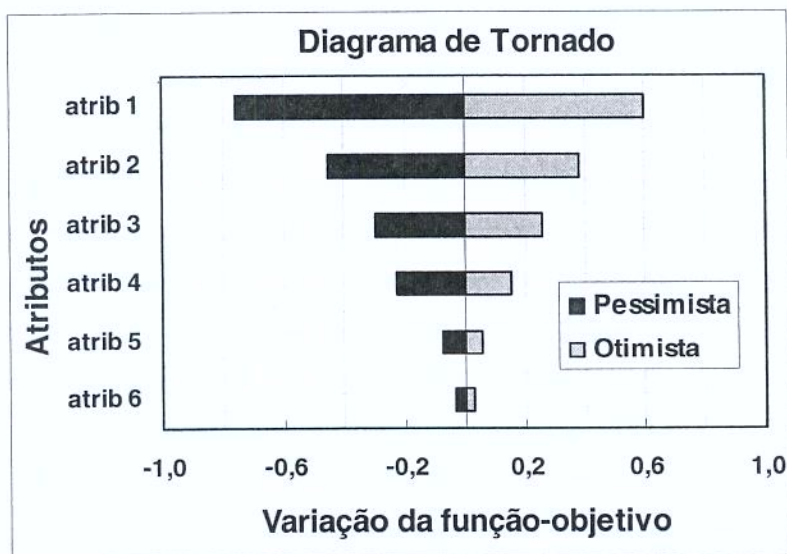


Figura 2.4: Exemplo de diagrama do tipo Tornado.

Os diagramas mostram que a ordem de importância dos atributos críticos depende da função-objetivo escolhida e do tempo. Da mesma forma que Jensen (1998), Loschiavo (1999) realizou análises de sensibilidade para 3 tempos diferentes, encontrando inversão de ordem de grau de sensibilidade de alguns parâmetros ao longo do tempo. Por este motivo, é importante que a função-objetivo seja escolhida de forma adequada para atender aos objetivos dos projetos.

A escolha dos atributos críticos pode ser feita de forma dinâmica através da observação do comportamento da função-objetivo com a adição de mais atributos no processo (Costa, 2003).

2.4.2 Combinação de atributos críticos através da árvore de derivação

O próximo passo para a análise de risco é a combinação de cenários compostos pela variação dos atributos críticos. As técnicas mais utilizadas para esse passo são: árvore de derivação e Monte Carlo que em geral apresentam resultados semelhantes (Madeira, 2005). Neste trabalho a técnica utilizada foi a árvore de derivação que apresenta vantagens para o caso da utilização da curva de risco para o cálculo de valor de informação (Xavier, 2004) e flexibilização.

A árvore de derivação é construída com os atributos críticos (z atributos) detectados na análise de sensibilidade, apenas nos níveis relevantes (y níveis). O número de ramificações da árvore de derivação é representado pelo produto de todos os diferentes níveis, elevados ao número de atributos (y^z). Como exemplo (Figura 2.5), se houver 2 atributos com 2 níveis e 1 atributo com 3 níveis, o total de ramos na árvore de derivação será de 12 modelos ($2^2 \times 3^1$).

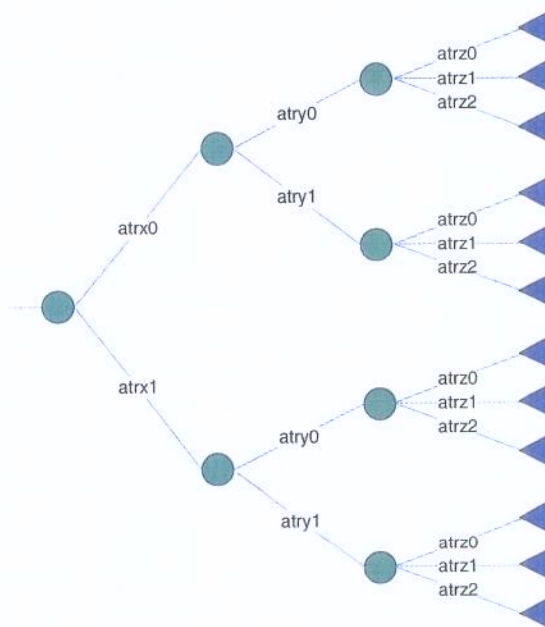


Figura 2.5: Exemplo de árvore de derivação.

O modelo de reservatório definido em cada ramo da árvore de derivação é composto por diferentes combinações de variáveis, com uma probabilidade associada equivalente ao produto das probabilidades condicionais das variáveis que o compõem (Equação 2.3). O somatório das probabilidades de ocorrência de todos os modelos deve ser igual à unidade.

$$P_i = P_{nível1} \times P_{nível2} \times \dots \times P_{níveln} \quad (2.3)$$

onde:

P_i = probabilidade de cada modelo i

n = número de níveis

$i =$ índice que varia de 1 a n

e:

$$\sum P_i = 1$$

Costa e Schiozer (2002) quantificam o impacto das simplificações assumidas na metodologia de análise de incertezas e risco, acrescentando ao processo, as análises de influência da combinação gradual dos atributos menos críticos, do número de níveis do atributo mais crítico e da variação das probabilidades associadas aos níveis do atributo mais crítico. O número de atributos que deve ser considerado pode ser definido pela influência da adição de cada atributo no processo.

A árvore de derivação é montada com os atributos críticos identificados na análise de sensibilidade. Os atributos que sofrem eliminação de níveis, ou seja, que não apresentam significância na análise de sensibilidade, devem ter as probabilidades de seus valores remanescentes redistribuídas (Costa, 2003). O agrupamento de atributos críticos faz diminuir o esforço computacional, pela redução de modelos da árvore de derivação (Costa, 2003).

Salienta-se a necessidade de verificar o nível de dependência entre os atributos críticos que fazem parte da árvore de derivação. Por exemplo, se o volume de óleo *in situ* (VOIS) é dependente da porosidade, deve-se considerar apenas um destes parâmetros na análise.

Tendo como dados de entrada, o modelo-base otimizado, os atributos críticos com as suas probabilidades e o modelo econômico, o módulo MAI do programa UNIPAR¹ gera os modelos e aciona a computação paralela. Além das curvas de previsão - produção, pressão, saturação etc. – o módulo MAI disponibiliza um arquivo de saída com as curvas de risco do projeto. Com o uso da computação paralela, o tempo total de processamento pode ser reduzido significativamente (Steagall e Schiozer, 2001).

¹ Programa desenvolvido pelo grupo de Pesquisa em Simulação de Reservatórios (UNISIM) do Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp, em parceria com a Petrobras, que auxilia na tomada de decisões e é útil na automatização de tarefas que utilizam simulação numérica de reservatórios.

2.4.3 Curva de risco

Um parâmetro muito utilizado na análise de decisão em projetos de E&P é o VME (valor monetário esperado), que considera o lucro de cada cenário associado à respectiva probabilidade de ocorrência. Entretanto, o conceito de VME é limitado e pode não ser suficiente para boas decisões.

Uma ferramenta importante e complementar ao VME é a curva de risco que se baseia nos percentis de parâmetros de desempenho, gerados a partir de simulações de desempenho do reservatório (no caso deste trabalho, usando simulações de fluxo). No tratamento estatístico dos resultados obtidos, a curva de risco é obtida pela classificação dos valores da função objetivo, resultantes das simulações, em ordem decrescente e colocando-os no gráfico com suas probabilidades acumuladas. A curva de risco é construída para um determinado período de tempo de produção. Os percentis tradicionalmente utilizados são P10 (otimista), P50 (provável) e P90 (pessimista), mas a princípio, pode-se trabalhar com quaisquer valores, dependendo das diretrizes estipuladas para a análise. O índice indica a probabilidade de que o valor real de um parâmetro venha a ser superior àquela estimativa. Por exemplo, se a estimativa P10 do VOIS de um projeto é de 50 milhões de m³, há 10% de chance do volume de óleo *in situ* ser maior que aquele valor (50 milhões de m³). O percentil P50 é o mais provável; percentis acima de 50 são mais pessimistas (ex.: P75, P90) e os percentis abaixo de 50 (ex.: P25, P10) são mais otimistas.

Na Figura 2.6, são apresentadas duas curvas hipotéticas de distribuição de probabilidades que apresentam a mesma média (μ), porém a curva vermelha tem um desvio padrão menor (σ). Isto significa que ambas têm o mesmo VE (valor esperado), mas a curva vermelha apresenta um risco menor (curva vermelha mais vertical da Figura 2.7).

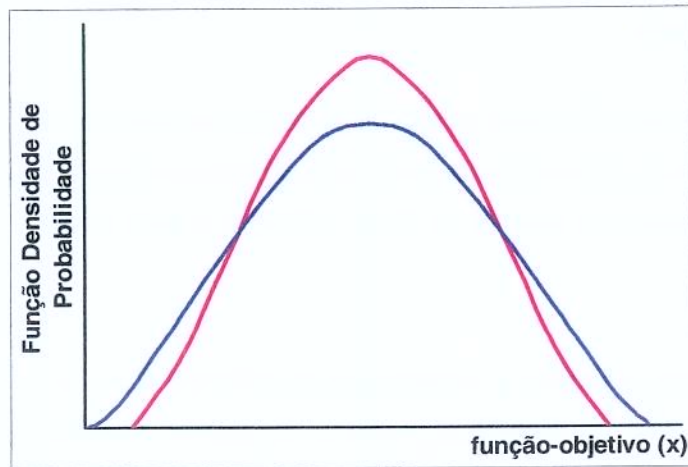


Figura 2.6: Curvas hipotéticas de distribuição normal, de mesmo VE, menor desvio padrão (vermelha), maior desvio padrão (azul) (adaptado de Xavier, 2004).

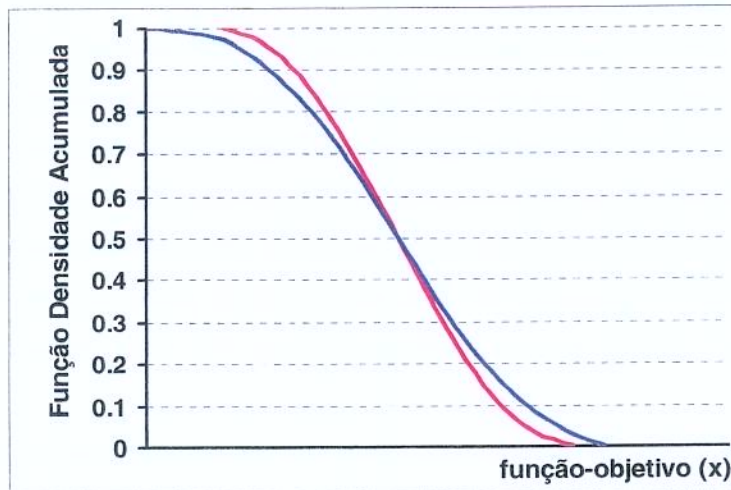


Figura 2.7: Curvas de risco correspondentes à Figura 2.6, menor risco (vermelha), maior risco (azul) (adaptado de Xavier, 2004).

No exemplo hipotético da Figura 2.8, a curva vermelha apresenta a maior média (μ), portanto o maior VE. Apesar de ambas aparentemente apresentarem o mesmo desvio padrão (σ), pode-se considerar que a curva vermelha tem o menor risco, pois os valores da função-objetivo são maiores (curva vermelha à direita, na Figura 2.9). Isso indica que a quantificação do risco deve considerar também o VME da curva.

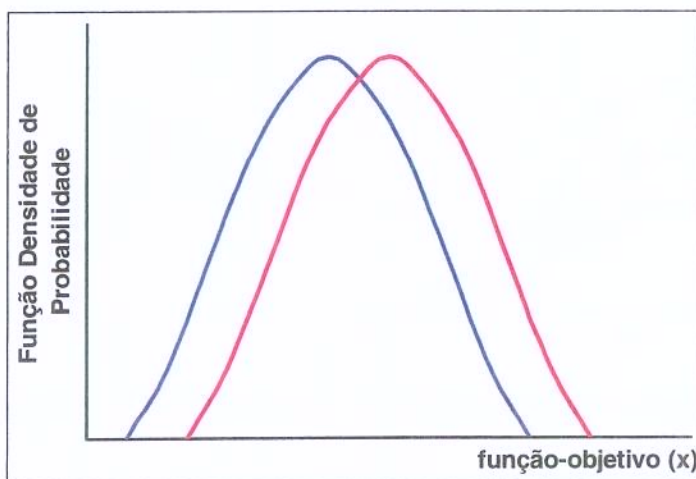


Figura 2.8: Curvas hipotéticas de distribuição normal, maior VE (vermelha), menor VE (azul) (adaptado de Xavier, 2004).

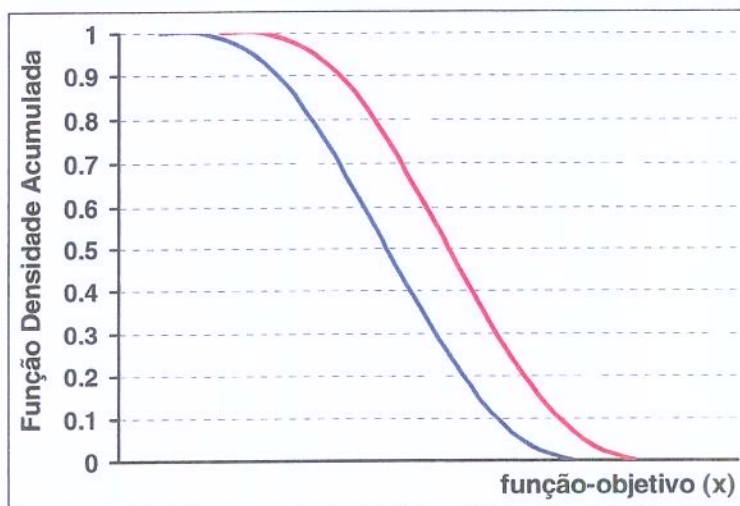


Figura 2.9: Curvas de risco correspondentes à Figura 2.8, menor risco (vermelha), maior risco (azul) (adaptado de Xavier, 2004).

De acordo com o exemplo da Figura 2.10, o distanciamento dos perfis P10, P50 e P90 reflete a interação das diversas incertezas consideradas na análise. O exemplo (a) implica em maior risco ou incerteza do que o exemplo (b).

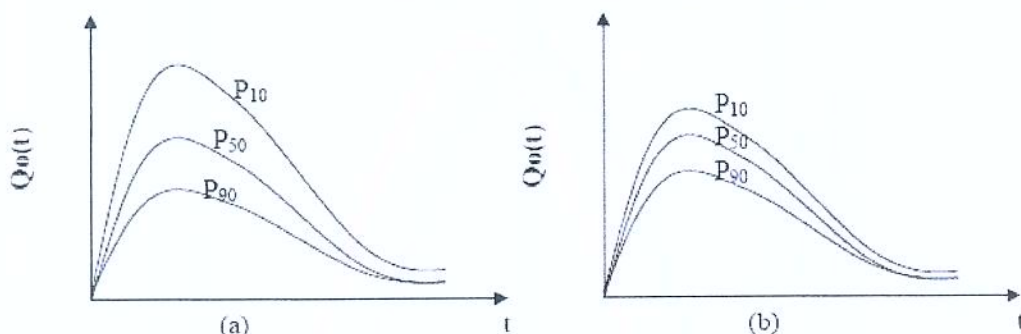


Figura 2.10: Exemplo de representação de perfis probabilísticos (Loschiavo, 1999).

Uma das importantes aplicações dos perfis probabilísticos é a estimativa da distribuição do VPL (valor presente líquido) para avaliação de riscos econômicos. Tais distribuições permitem computar o valor monetário esperado e a perda condicional média de um projeto (média dos valores situados à esquerda do eixo vertical na Figura 2.11 – B). O Projeto B, apesar de fornecer o maior VME, apresenta maior quantidade de valores negativos.

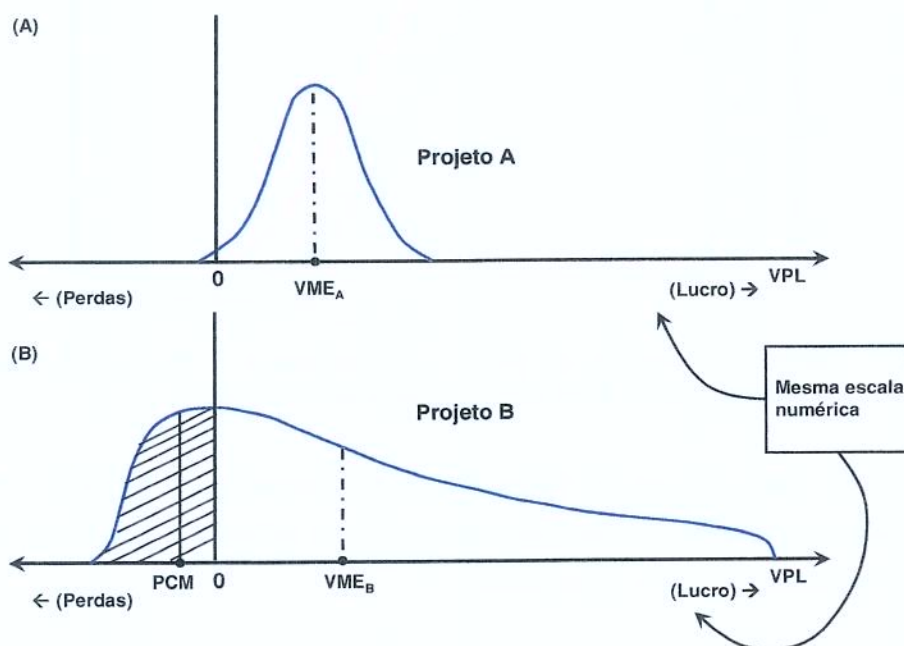


Figura 2.11: Distribuição de probabilidades de dois projetos de investimento (adaptado de Newendorp, 1975).

2.4.4 Cálculo do risco

As medidas de dispersão das curvas de distribuição de probabilidades (ou de frequências) podem ser usadas como medidas de risco em projetos. Zentgraf (2001) apresenta algumas medidas de dispersão:

- Amplitude:
Corresponde à diferença entre o maior e o menor valor da função-objetivo.
- Amplitude Interquartilica:
Diferença entre o terceiro e primeiro quartis.
- Amplitude entre percentis:
Amplitude entre percentis 10-90 ou entre percentis 5-95 etc.
- Desvio Médio ou Desvio Absoluto Médio:
Média aritmética das distâncias (em módulo) dos valores em relação a um ponto central (a média), ponderadas pelas respectivas frequências (Equação 2.4).

$$DM = \frac{\sum_{i=1}^n |X_i - \mu| \times f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \quad (2.4)$$

onde:

X_i = resultado possível i

μ = média de todos os resultados possíveis

f_i = frequência de um resultado possível i

n = número de resultados possíveis

i = índice que varia de 1 a n

- Variância e Desvio-Padrão:

A Equação 2.5 expressa a variância, uma medida de dispersão que não é muito clara quanto à unidade em que está expressa. Para contornar este problema o desvio-padrão (Equação 2.6) é expresso na mesma unidade da função-objetivo.

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n |X_i - \mu|^2 \times f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \quad (2.5)$$

$$DP = \sigma = +\sqrt{\sigma^2} \quad (2.6)$$

- Coeficiente de Variação:

O desvio-padrão é uma medida de dispersão (ou de risco no caso de Finanças) absoluta, que pode levar a distorções quando compara dois conjuntos de dados de unidades distintas ou quando as médias estiverem muito afastadas. Para estes casos, o mais indicado é o emprego de uma medida de dispersão relativa, como exemplificado pela Equação 2.7. Zentgraf (2001) comenta que apesar de pouco usual, é possível utilizar outras medidas relativas de dispersão através da divisão de uma das medidas de dispersão absoluta por uma das medidas de tendência central.

$$CV = \frac{\sigma}{\mu} \quad (2.7)$$

Brealey e Myers (1998) utilizam a variância e o desvio-padrão como medidas de risco para análises de risco, retorno e custo de oportunidade do capital. Ross *et al.* (1999) usam o desvio-padrão como medida de risco na análise de carteira de ativos financeiros.

Para este trabalho, foi usada a medida do desvio-padrão da curva de distribuição de probabilidades para quantificar o risco de cada alternativa analisada, que contém os n possíveis cenários da árvore de derivação.

Se substituir a frequência da Equação 2.5 pela probabilidade, e adequá-la para a nomenclatura utilizada neste trabalho, pode-se simplificar para as Equações 2.8 e 2.9.

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^n |VPL_i - VME|^2 \times P_i \quad (2.8)$$

onde:

VPL_i = valor presente líquido do cenário possível i

VME = valor monetário esperado da alternativa

P_i = probabilidade de ocorrência do cenário possível i

e:

$$Risco = +\sqrt{\sigma^2} \quad (2.9)$$

2.4.5 Modelos geológicos representativos (MGR)

Santos e Schiozer (2003) quantificam o impacto da estratégia de produção na análise de risco. Lembram que o mais correto em uma análise seria otimizar a estratégia de produção de cada modelo gerado pela combinação dos atributos críticos em seus níveis de incerteza, pois não há garantia de que a estratégia inicialmente estabelecida continue sendo a melhor para os modelos gerados. Isto não é feito devido ao grande esforço humano e/ou computacional requerido. Para investigar a importância do tratamento de estratégia de produção no processo, os autores comparam uma análise de risco com estratégia fixa, com uma análise de risco onde o modelo base e os modelos geológicos representativos têm suas estratégias otimizadas. Os resultados mostraram pequenos incrementos de VPL devido às otimizações de estratégia, o que sugere que simplificações no tratamento de estratégia de produção podem ser adotadas. Sugerem que o procedimento de otimização deve ser aplicado pelo menos ao modelo base e, dependendo dos objetivos do estudo e do tempo disponível, o procedimento de otimização pode ser aplicado também aos modelos representativos.

Os modelos geológicos representativos (MGR) foram utilizados por Xavier (2004) em duas aplicações distintas: (1) para representar a variabilidade de cenários com poucos modelos para viabilizar processos que demandam otimização de estratégia de produção e (2) em processo de simplificação da árvore de derivação quando o número de parâmetros é muito grande; nesse caso, Xavier usou os MGR como representantes de grupos de modelos. Foi observado que para o segundo caso, há um erro envolvido que pode ser pequeno (como no caso do cálculo do VME) ou grande (como no cálculo do valor da informação). No segundo caso, a quantidade de modelos escolhidos deve ser maior, para minimizar os erros.

O processo de escolha dos modelos representativos (MGR), tanto o número ideal quanto quais modelos devem ser escolhidos, ainda é subjetivo e está sendo objeto de estudos mas o procedimento utilizado neste trabalho é semelhante ao utilizado no trabalho de Schiozer et al. (2004).

De acordo com Schiozer *et al.* (2004), o critério de seleção dos MGR é escolher modelos com diferenças significantes em FRO (Figura 2.12) que estejam próximos aos percentis P10, P50 e P90, e que garantam também, significantes variações em produção acumulada de óleo (Np) e produção acumulada de água (Wp) exemplificadas na Figura 2.13 e na Figura 2.14.

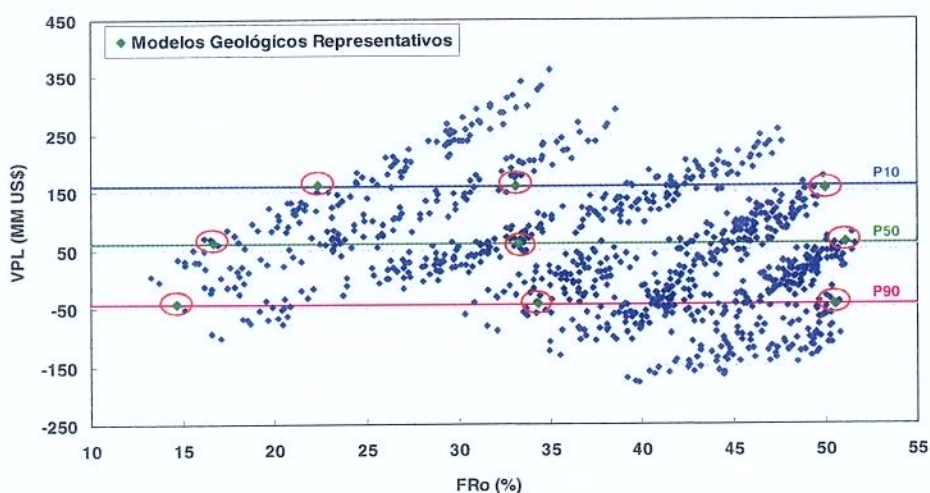


Figura 2.12: Seleção de modelos representativos no gráfico de VPL vs FRO (Schiozer *et al.*, 2004).

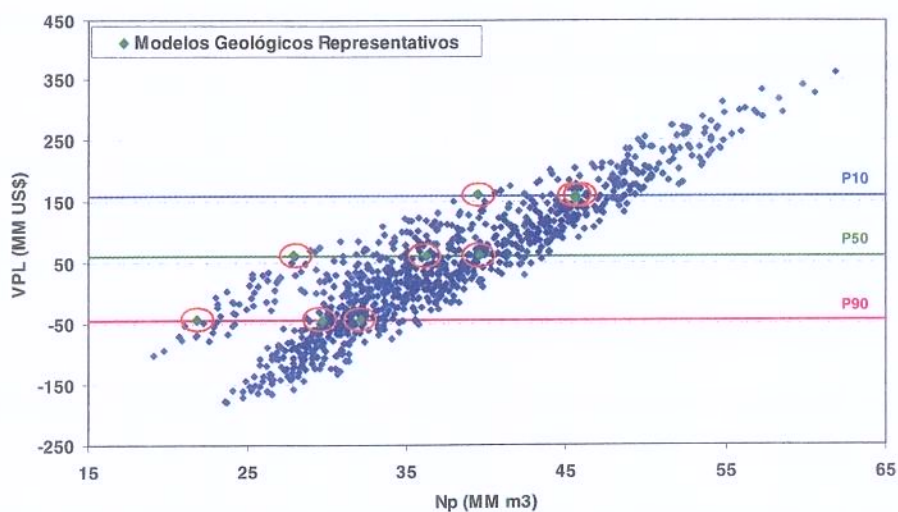


Figura 2.13: Modelos representativos no gráfico de VPL vs Np (Schiozer *et al.*, 2004).

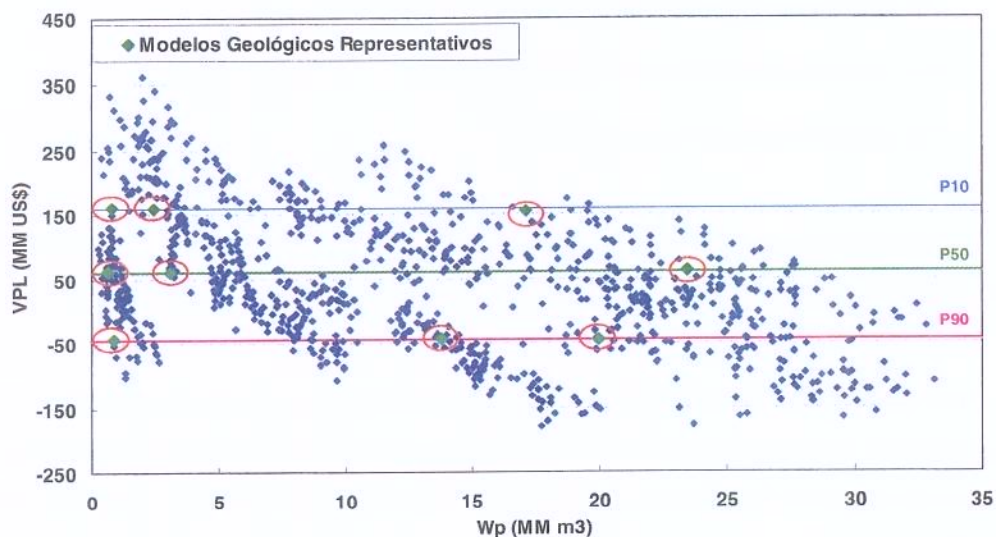


Figura 2.14: Modelos representativos no gráfico de VPL vs Wp (Schiozer *et al.*, 2004).

2.5 Otimização de estratégia de produção

Encontrar o melhor desempenho de um campo em termos de produção, ritmo de produção e resultados econômicos é o objetivo de qualquer projeto de desenvolvimento. Para este trabalho,

após a escolha de alguns MGR, em cada um deles é realizado um processo de otimização para a escolha da melhor alternativa de estratégia (maior VPL).

Existem vários processos de otimização, desde processos manuais até aqueles auxiliados por programas comerciais. Santos (2002) segue um procedimento manual que abrange as seguintes etapas:

- 1) Remover poços produtores que apresentem VPL negativo;
- 2) Reordenar cronograma de entrada em operação a partir do VPL individual dos poços;
- 3) Avaliar a possibilidade de realocação de poços produtores e/ou injetores;
- 4) Remover os injetores menos importantes;
- 5) Desativar canhoneiros com produção desprezível;
- 6) Remover produtores de menor expressão;
- 7) Converter produtores em injetores.

A cada etapa, a estratégia é modificada se a ação trouxer benefícios em termos da função-objetivo escolhida. Caso contrário o modelo é mantido e a etapa seguinte é executada.

Para casos reais, o processo de otimização da estratégia é muito importante para a melhoria da qualidade do processo de cálculo do VDI e VDF pois quanto maior a capacidade de agregação de valor na utilização da informação ou flexibilidade de projeto, maior o benefício possível. Nessa fase dos projetos de desenvolvimentos dos campos, isso é feito através da otimização de estratégia de produção. Entretanto, um processo de otimização pode levar a um esforço computacional e humano relativamente grande, principalmente, quando vários modelos devem ser otimizados como no caso deste trabalho. Por isso, é importante achar um bom equilíbrio entre o processo de otimização e as demais partes do processo, procurando usar os recursos de forma a melhorar o desempenho de todo o projeto.

Schiozer *et al.* (2004) apresentam uma metodologia que integra análise de risco e definição de estratégia de produção. Consideram um tratamento especial de atributos e utilizam modelos representativos que são selecionados para caracterizar as incertezas geológicas. A idéia dos modelos representativos é que, alguns modelos com diferentes características de função-objetivo podem ser usados para representar as incertezas geológicas. As otimizações das estratégias de produção seriam feitas apenas nestes modelos representativos, economizando tempo e esforço computacional e humano (Santos e Schiozer, 2003).

2.6 Análise de decisão

A análise de decisão de projetos de investimentos na indústria do petróleo foi inicialmente abordada para a área de exploração. O livro de Newendorp (1975) traz os principais conceitos e metodologias para a análise de risco na exploração. Este livro foi revisado e complementado por Newendorp e Schuyler (2000), que apresentam nesta nova versão, aplicações também na área de exploração, operações de produção, e outras áreas de decisões sob incertezas.

Newendorp e Schuyler (2000) comentam que Fermat e Pascal, matemáticos franceses, formularam os conceitos fundamentais usados em análise de decisão em 1654. Porém, a aplicação destes conceitos em negócios só se iniciou nos anos 50. E sua aplicação em exploração de petróleo só apareceu nos anos 60.

Todas as importantes decisões de negócios são feitas sob condições de incerteza. Os métodos antigos de “escolha” de decisão geralmente envolviam apenas considerações de fluxo de caixa, tais como taxa média de retorno do capital investido. Na área de exploração de petróleo, o indivíduo que decidia baseava-se muitas vezes em experiência e intuição.

Análise de decisão traz uma nova dimensão ao considerar quantitativamente, risco e incerteza e como estes fatores podem ser usados na formulação das estratégias de investimento. É uma matéria multidisciplinar que envolve matemática, psicologia, pesquisa operacional e teoria moderna de decisão. Isto envolve aspectos de muitas áreas tradicionais de aprendizado, como

economia, negócios, finanças, probabilidade, estatística, ciência da computação, engenharia e psicologia.

Segundo os autores, as etapas da metodologia de análise de decisão são:

- Identificar quais escolhas, ou alternativas, estão disponíveis;
- Identificar os possíveis resultados que poderiam ocorrer para cada alternativa (de decisão);
- Projetar o lucro ou perda para cada resultado possível;
- Julgar a probabilidade de cada resultado possível;
- Calcular o ganho médio ponderado (ou medida do valor) para cada escolha de decisão, onde os fatores de ponderação são as respectivas probabilidades resultantes. Este valor médio ponderado é chamado de *valor esperado* de cada alternativa de decisão, e é o critério comparativo usado para aceitar ou rejeitar a alternativa.

A metodologia de análise de decisão requer a associação de probabilidades específicas para os possíveis resultados. A determinação quantitativa destas probabilidades é freqüentemente chamada de *análise de risco*.

Algumas vantagens da metodologia da análise de decisão, em comparação aos procedimentos formais usados no passado são defendidas pelos autores:

- 1) Reconhece explicitamente os possíveis resultados;
- 2) Análise de decisão força olhar mais explicitamente, os possíveis resultados que poderiam ocorrer se o indivíduo decisor aceitasse o dado prospecto;
- 3) Além de dizer se o poço encontraria petróleo ou não, o exploracionista deve também considerar quanto óleo será encontrado, e quais as probabilidades de ocorrência de cada nível de óleo encontrado. Análise de decisão força o decisor a

olhar mais detalhadamente as partes e como eles se relacionam no todo, ao invés de só olhar o todo e tentar decidir se o prospecto é factível;

- 4) Destaca os fatores-chave;
- 5) As técnicas de análise de decisão fornecem excelentes meios para avaliar a sensibilidade dos vários fatores inerentes ao projeto;
- 6) Compara projetos com características de risco diferentes;
- 7) Análise de decisão fornece a possibilidade de comparar relativamente, os diferentes prospectos que têm variações nos graus de risco e incerteza. Os métodos incorporam risco e incerteza para um valor comum medido com o propósito de comparar. O indivíduo decisor é capaz de comparar relativos méritos de um prospecto marítimo com um prospecto terrestre usando análise de decisão. Ou pode comparar um prospecto de campo de gás com um prospecto de campo de óleo etc;
- 8) Comunica claramente julgamentos sobre risco;
- 9) Análise de decisão é um meio conveniente e não ambíguo de comunicar julgamentos sobre risco e incerteza. Há somente dois meios de expressar a probabilidade de um evento acontecer: numericamente ou descrevendo em palavras. A desvantagem do uso de palavras é óbvia;
- 10) Concilia decisões complexas de investimento;
- 11) Opções de investimentos excessivamente complexas podem ser analisadas usando a técnica de análise de decisão. Por exemplo, decidir explorar em uma nova área marítima envolve muitos fatores críticos e subseqüentes contingências e opções gerenciais. Estas e outras decisões muito complexas podem ser avaliadas usando a lógica sistemática e técnicas de análise de decisão.

Enquanto é importante notar as vantagens da análise de decisão, é necessário estar atento aos vários conceitos falsos e mal entendidos relacionados ao seu uso nas decisões de exploração de petróleo.

A análise de decisão não elimina o risco e a incerteza na tomada de decisões. As ferramentas da metodologia servem para avaliar, quantificar e entender o risco. O que se tem é um processo lógico e consistente que possibilita minimizar a exposição ao risco e à incerteza.

Outro falso conceito é que estes métodos substituem a experiência do profissional. Tais métodos são mais um suplemento à necessária experiência dos geocientistas, engenheiros e gerentes. A linguagem da análise econômica e de risco são números, e o profissional de petróleo precisa expressar seu sentimento (palpite, julgamento, experiência, tendência etc.) para o prospecto em termos numéricos, o que não é um simples desafio. Se ele não o fizer, outra pessoa menos qualificada providenciará os números necessários para dar respostas aos gerentes.

2.6.1 Método do Valor Monetário Esperado (VME)

De acordo com Nepomuceno e Suslick (2000), os métodos tradicionais de alocação de capital, tais como a análise do valor presente líquido (VPL), da taxa interna de retorno (TIR) e do valor monetário esperado (VME), freqüentemente conduzem a escolhas não apropriadas de investimentos que apresentam diferentes riscos. Esses métodos também fornecem pouca ou nenhuma visão sobre o valor e as alternativas para compartilhar riscos e diversificar os investimentos.

Os autores comentam que muitos exploracionistas dizem que o conceito de VME² inclui uma ponderação da consequência financeira pela sua probabilidade de sucesso. Porém, lembram que risco não é função apenas da distribuição probabilística de resultados de reservas a alcançar, mas também da magnitude do capital sendo exposto à chance de perda.

O VME não especifica o nível ótimo de participação no projeto e é indiferente ao risco de grandes perdas financeiras e assume que o capital da empresa é ilimitado. Se o investimento representar uma pequena fração do orçamento da empresa, o decisor poderá manter seu critério baseado no VME. Porém se o cenário de perda tem a possibilidade de abalar as finanças da empresa, seus critérios de decisão deverão ser revistos. A noção de risco varia de uma empresa

² Ver item 2.2.

para outra, em função de sua capacidade de absorver perdas. Um mesmo projeto pode ser considerado arriscado para uma empresa e atrativo para outra.

2.6.2 Análise de carteira de projetos

De acordo com Brealey e Myers (1996), Harry Markowitz desenvolveu os princípios básicos da formação de uma carteira de ativos financeiros. Tais princípios constituem a base da relação entre risco e retorno.

A Figura 2.15 mostra um exemplo de análise de otimização de carteira de ativos financeiros, onde a curva azul é chamada de conjunto eficiente ou fronteira eficiente (Ross *et al.*, 1999), onde estão as melhores combinações de ativos.

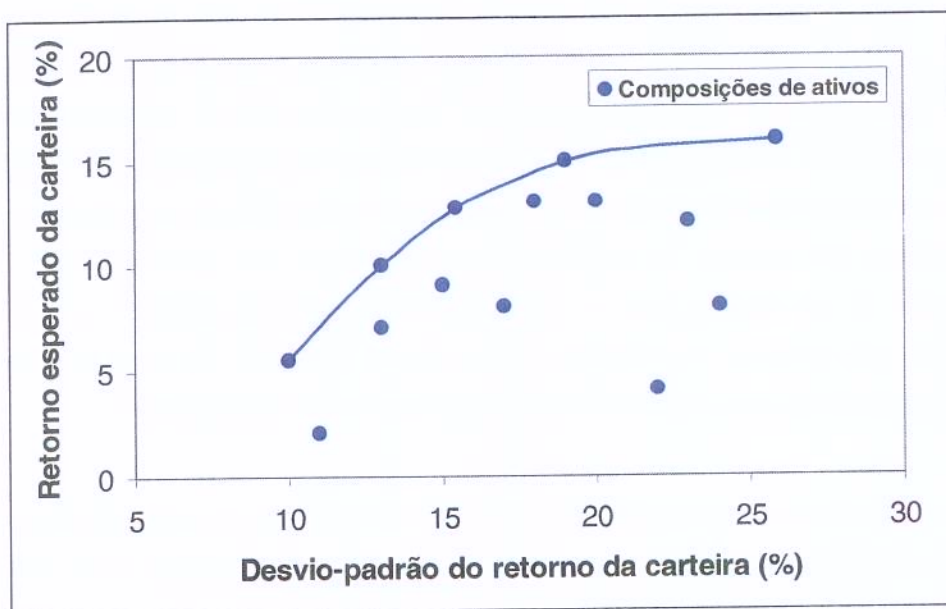


Figura 2.15: Conjunto de carteiras compostas por combinações de vários ativos financeiros (adaptado de Ross *et al.*, 1999).

Originalmente utilizada na determinação da participação ótima de cada ativo financeiro que compõe uma carteira, a metodologia econômica de Markowitz pode ser adaptada para análises de

estratégias de produção sob incertezas (Mezzomo, 2005). Neste caso, cada projeto é considerado como se fosse um ativo. O eixo x é substituído por uma medida de risco dos projetos. A fronteira eficiente representa nesse caso o lugar geométrico dos melhores projetos (maiores retornos para um determinado risco e menores riscos para um determinado retorno).

Neste trabalho é feita uma análise do tipo risco-retorno, considerando que as diferentes opções de nível de informação e flexibilização é um ativo financeiro. A análise proposta por Markowitz, originalmente para carteira de projetos, é usada apenas como uma forma gráfica de analisar 2 funções-objetivo simultaneamente (risco e retorno). Uma forma semelhante de análise que permite a inclusão de mais funções-objetivo é a teoria da utilidade citada a seguir.

2.6.3 Teoria da Utilidade Multi-Atributos (TUMA)

A teoria da utilidade multi-atributos (TUMA) proporciona uma lógica de decisão para objetivos conflitantes (Suslick e Furtado, 2001). A primeira etapa da aplicação da teoria é a definição dos pesos dos objetivos, quando as funções de utilidade individuais podem ser definidas. O decisor atua para maximizar a função utilidade, que depende tanto dos objetivos da empresa quanto da importância relativa de cada objetivo. Os pesos de um modelo de utilidade multi-atributos são medidas de importância do aumento do pior para o melhor nível de desempenho de um objetivo frente a outro objetivo. A teoria da utilidade abrange a teoria matemática para modelos de utilidade e uma extensa quantidade de técnicas de avaliação práticas, que juntas ajudam o decisor a classificar alternativas e a atribuir pesos.

A abordagem da teoria da utilidade multi-atributos é baseada na construção de funções de utilidade individuais para cada indicador estabelecido para o projeto; estas funções de “preferência” quantificam e classificam preferências para resultados de alternativas sob condições de incerteza. Em análise de decisão, uma função de utilidade é simbolicamente escrita como $u(x)$ - utilidade da consequência x , que indica o desejo de x relativo a todas as outras consequências do range de interesse. A função utilidade é considerada sobre um range de interesses (piores e melhores níveis) e normalizada de 0 a 1. O valor zero é atribuído ao pior cenário e o valor 1 é atribuído ao melhor cenário, por definição.

A etapa seguinte do processo é o agrupamento das funções utilidades individuais. A forma aditiva e a forma multiplicativa são comumente usadas para os modelos de utilidade multi-atributos. A forma geral do modelo aditivo (Equação 2.10) é:

$$u(x) = \sum_{i=1}^n k_i u_i(x_i) \quad (2.10)$$

onde i é o atributo selecionado, x_i é o valor obtido para este atributo, u_i é a preferência do decisor para x , e k é a importância relativa do atributo i considerando os n atributos, tal que $\sum_{i=1}^n k_i = 1$.

Quanto maior $u(x)$, mais desejável é a alternativa. O modelo aditivo é apropriado apenas se a preferência do decisor satisfaz a independência aditiva. Outra condição menos estrita de independência de preferência, tal com a forma multiplicativa, pode ser usada. O modelo multiplicativo pode ser representado como segue:

$$1 + ku(x) = \prod_{i=1}^n [1 + k k_i u_i(x_i)] \quad (2.11)$$

onde $0 \leq k_i \leq 1$ é o peso para cada um dos n atributos, onde $\sum_{i=1}^n k_i \neq 1$, e a constante k na Equação 2.11 é chamada de *k comum*.

Conforme Mezzomo (2005), os pesos atribuídos a cada função utilidade individual devem ser determinados com base em análises pertinentes, de acordo com as preferências. Em muitos casos observa-se uma interação entre as funções utilidade individuais consideradas. A teoria da utilidade multi-atributos é uma ferramenta apropriada para a tomada de decisões que permite a conciliação de diversos objetivos. Tal ferramenta complementa a análise de risco e a análise de sensibilidade econômica incorporando o comportamento em relação ao risco do tomador de decisões.

2.7 Implantação de projetos

As empresas de petróleo têm procedimentos próprios no que se refere à implantação de projetos de desenvolvimento, por exemplo, baseados na sistemática do *Project Management Office (PMO)*³.

Como exemplo, a PETROBRAS segue o Programa de Desenvolvimento e Execução de Projetos de E&P – PRODEP (Petrobras, 2005) – cuja sistemática visa estabelecer de forma clara, organizada e seqüencial, os procedimentos e atividades a serem desenvolvidos no processo de planejamento e implantação dos projetos de Desenvolvimento de Produção. O programa também é baseado no *PMO* e pode ser aplicado em projetos de desenvolvimento de produção de qualquer porte (grande, médio e pequeno porte).

A dimensão de projeto abordada pela sistemática do programa engloba todas as disciplinas inerentes ao processo de desenvolvimento da produção de petróleo: reservatórios, poços, elevação e escoamento, instalações de superfície, sistemas submarinos, entre outras. Ao selecionar bem as oportunidades e executá-las apropriadamente a probabilidade de sucesso do negócio aumenta acentuadamente.

A sistemática é constituída de um conjunto de diretrizes e requisitos que permite um gerenciamento de projetos mais eficiente. As principais diretrizes de programas deste tipo são: (1) incorporar valor pela oportunidade; (2) utilizar equipes de projeto multifuncionais e integradas; (3) promover a comunicação entre as equipes, decisores e acionistas; (4) realizar o trabalho necessário para dar suporte à próxima decisão, isto é, ser orientado à decisão e não à atividade e; (5) usar de forma consistente as melhores práticas, ferramentas e técnicas (exemplo: Análise de Decisão, Análise de Referência da Melhor Prática, Práticas de Melhoria de Valor).

O principal desafio desse tipo de sistemática é concluir o projeto com sucesso, isto é, o projeto certo executado da forma correta no tempo apropriado. Busca-se, portanto, “escolher o

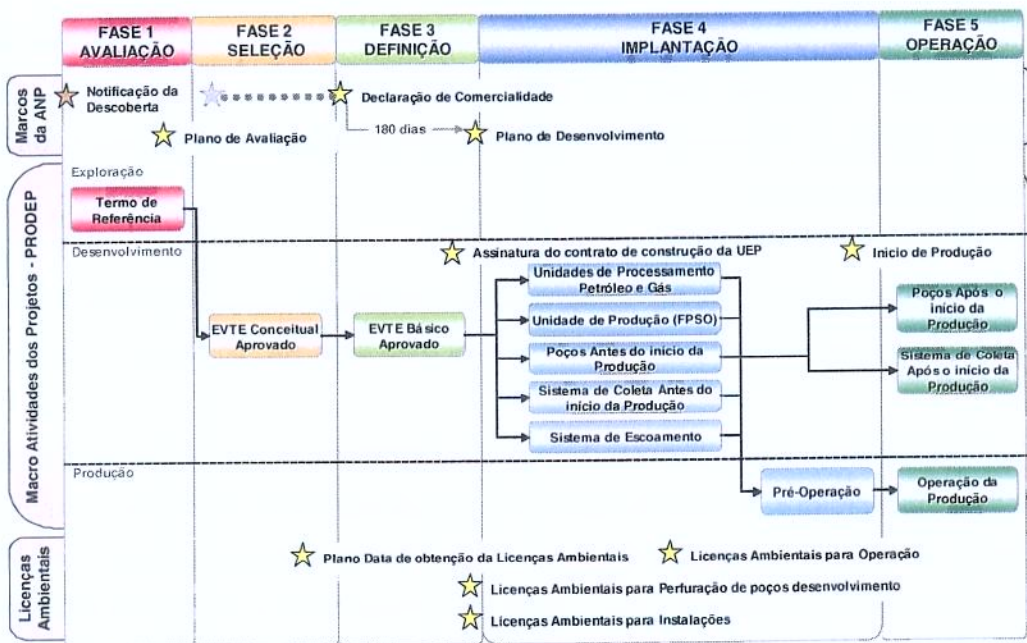
³ Modelo de Gerenciamento de Projeto apresentado pelo *Project Management Book of Knowledge (PMBok)* do *Project Management Institute (PMI)*.

projeto certo (Fases de Avaliação, Identificação da Oportunidade e Seleção), desenvolver apropriadamente o projeto (Fase de Definição), entregar bem o projeto (Fases de Execução / Implantação e Operação)”. A excelência no gerenciamento de projetos é crítica nas fases de definição e execução.

A sistemática de gerenciamento desses projetos é um processo cíclico vinculado à cadeia de valor para projetos, sendo composta por diversas fases conectadas por “portões de decisão”.

A Figura 2.16 mostra um exemplo de esquema simplificado de cronograma de implantação típico de grandes projetos. Ao final da Fase 3, o projeto básico é definido, e após sua aprovação, o processo de compra e montagem da plataforma é lançado no mercado. Inicia-se também a perfuração dos poços de desenvolvimento, incluindo a completção e os testes de produção dos mesmos. A partir deste momento, apenas pequenas modificações no projeto são possíveis, tais como mudar o tipo das linhas de produção (rígido ou flexível), modificar a locação e/ou completção de alguns poços etc.

A Figura 2.17 mostra as durações típicas das fases de implantação de um projeto de petróleo.



Fonte: Petrobras (2005)

Figura 2.16: Esquema de cronograma de implantação de projetos.



Fonte: Petrobras (2005)

Figura 2.17: Duração média das etapas de implantação de um grande projeto.

A decisão por adquirir novas informações antes de definir o projeto básico pode ou não causar atraso no cronograma de implantação do projeto: (1) se o tempo total requerido para todo o processo - aquisição, tratamento de dados e atualização do projeto - é menor ou igual à flexibilidade natural intrínseca ao projeto, ou seja, se há possibilidade de realização dentro das durações normais das Fases 2 e 3 do cronograma, não haverá atraso e será calculado o Valor da Informação; (2) se o tempo requerido para o processo completo exceder a flexibilidade intrínseca do projeto, haverá atraso no cronograma e este deverá ser considerado em toda a análise de cálculo do Valor da Flexibilização (VDF); neste caso existe a flexibilização do cronograma de implantação. Em qualquer das situações, os benefícios sempre serão diretamente proporcionais à relevância dos atributos de incerteza e dos parâmetros econômicos vigentes.

Capítulo 3

Revisão Bibliográfica

O capítulo da revisão bibliográfica tem por objetivo, mostrar a evolução dos trabalhos relacionados aos assuntos diretamente ligados ao tema da dissertação.

3.1 Análise de incertezas e risco

De acordo com Santos e Schiozer (2003), a análise de risco pode ser aplicada a várias fases do processo de desenvolvimento de um campo de petróleo. Dependendo da fase, as ferramentas e a metodologia requeridas são diferentes porque os níveis de incerteza e os tipos de decisões são diferentes.

Schiozer *et al.* (2004) lembram que nas fases exploratória e de avaliação, incertezas relacionadas ao volume de óleo *in situ* (VOIS) têm grande impacto no processo de decisão, quando usualmente as opções de decisão são: abandonar, produzir, continuar avaliando ou adiar a produção esperando por um cenário melhor. Metodologias de análise de incerteza e risco já foram bem definidas para esta fase (Newendorp, 1975), e são de uso corrente. Porém, na transição da fase de avaliação para a fase de desenvolvimento, a importância do risco associado ao fator de recuperação de óleo (FRO) pode crescer significativamente. Nesta fase, várias decisões relacionadas à definição da estratégia de produção são muito críticas, devido a: (1) altos investimentos; (2) grande número de incertezas; (3) forte dependência dos resultados associados à definição da estratégia de produção; e (4) necessidade de precisão na previsão de produção.

Em geral, o impacto das incertezas é quantificado em termos de volume de óleo *in situ* (VOIS), fator de recuperação de óleo (FRO) e indicadores econômicos (Ligero *et al.*, 2003).

Segundo Newendorp e Schuyler (2000), risco e incerteza são expressos como probabilidades numéricas, ou probabilidades de ocorrência. São frações decimais entre zero e 1.0. Um evento ou resultado que é certo de ocorrer tem a probabilidade de 1.0. Se a probabilidade se aproxima de zero, o resultado tem pouquíssima chance de ocorrer. Um resultado que não tem chance nenhuma de ocorrer tem probabilidade de zero. Um exemplo clássico: a probabilidade de tirar cara ou coroa jogando uma moeda no ar é de 0.5.

Atribuir probabilidades para os vários resultados possíveis é geralmente chamado de análise de risco. O aspecto mais crítico de uma análise de risco é exatamente atribuir as probabilidades para cada alternativa e para cada resultado possível. Neste momento crítico, a experiência e o conhecimento do profissional são muito importantes.

O procedimento de análise de risco apresentado por Jensen *et al.* (1996) compreende as etapas:

- 1) Determinar as funções-objetivo;
- 2) Determinar as variáveis de risco e associar as suas probabilidades;
- 3) Montar a árvore de decisão;
- 4) Desenvolver o modelo-base de simulação;
- 5) Determinar as alternativas de perfuração, comprimentos de poços e custos;
- 6) Gerar a previsão de produção para cada ramo da árvore de decisão, ou seja, executar as simulações;
- 7) Compilar e analisar as previsões e determinar os perfis de risco de produção;
- 8) Efetuar a avaliação econômica.

Jensen (1998) apresenta uma extensão do seu trabalho anterior, uma outra aplicação de estimativa de produção sob incertezas utilizando a técnica da árvore de decisão, para os campos maduros - Ekofisk, Eldfisk, Embla e Tor – localizados no Mar do Norte. O exemplo mostra que, mesmo para campos com 25 anos de produção, há significantes discrepâncias entre previsão e realização. Dos onze parâmetros de incerteza inicialmente levantados, cinco foram escolhidos como mais críticos, para tornar factível o número de simulações. Portanto, foram realizadas $3^5 = 243$ simulações, correspondentes à árvore de decisão de 5 atributos críticos e 3 níveis de incerteza para cada atributo. Análises de sensibilidade para os 3 níveis dos 5 atributos escolhidos foram realizadas para diferentes pontos no tempo. Os diagramas de Tornado resultantes mostram que alguns parâmetros podem ter grande influência no início da produção enquanto outros afetam apenas no final da vida produtiva do campo. Ao final, a simulação Monte Carlo foi usada para agregar todas as previsões probabilísticas dos campos para uma única previsão conjunta de produção. Isto era importante, porque os quatro campos produziam para um sistema comum de produção.

Um dos trabalhos aplicados na fase de desenvolvimento de um campo, a dissertação de mestrado de Loschiavo (1999) trata da estimativa de incertezas na previsão de produção de reservatórios, que é o subsídio mais importante para a avaliação econômica de projetos e o dimensionamento de facilidades de exploração de petróleo. O autor aprimora a aplicação da árvore de decisão, técnica também utilizada anteriormente por Jensen et al. (1996) e Jensen (1998).

Apesar de haver mais dados disponíveis nesta fase do que na fase exploratória, há ainda muitas incertezas na estimativa dos vários parâmetros envolvidos em um modelo de fluxo, que envolve desde o modelo geológico até as limitações operacionais de produção. Loschiavo (1999) procura desenvolver uma metodologia que permite estimar perfis probabilísticos de parâmetros de desempenho de reservatórios (vazões, produções acumuladas etc.) para fins de análise de risco de projetos. A base da metodologia é a aplicação da árvore de decisão (ou derivação), construída a partir das possíveis combinações de modelos estruturais, simulações estocásticas do modelo sedimentar e demais parâmetros críticos.

Steagall e Schiozer (2001) mostram uma aplicação da metodologia de análise de incertezas, em previsão de produção durante as fases de avaliação e piloto de produção, utilizando um processo de automação que torna a análise de incertezas e risco mais prática e rápida. O programa monta os modelos de simulação, aciona o processo de simulação paralela e faz a análise estatística dos resultados. Esta metodologia apresenta flexibilidade para incorporar e substituir os atributos de incerteza, possibilitando a fácil atualização dos resultados, além de implementar análise de sensibilidade para parâmetros econômicos (preço do barril de óleo, custos operacionais etc.). No tratamento estatístico dos resultados obtidos, a curva de risco é obtida pela classificação dos resultados das simulações em ordem decrescente e colocando-os no gráfico com suas probabilidades acumuladas. Modelos representativos para cada classe probabilística podem ser escolhidos.

Ligero e Schiozer (2002) mostram que o processo de análise de risco pode ser simplificado, com a automação do processo e a computação paralela. Como exemplo, a metodologia é aplicada a um modelo de reservatório sintético. Ligero *et al.* (2003) mostram que, em alguns casos, a utilização de modelos mais simples, como exemplo, modelos de linhas de fluxo ou modelos com malha mais grosseira, são simplificações que podem minimizar o esforço computacional requerido e o tempo total do processo de análise de risco, sem perda significativa da precisão.

Ligero *et al.* (2003) incrementam a metodologia de análise de risco, acrescentando análise de sensibilidade das incertezas econômicas, aplicados a três projetos de desenvolvimentos de campos de petróleo. Mostram que uma simplificação pode ser usada para incorporar as incertezas econômicas (preço de óleo, investimento e custo, e taxa mínima de atratividade), usando-se apenas os modelos representativos das incertezas geológicas. A comparação entre as curvas de risco geológico e de risco econômico (considerando-se apenas o parâmetro mais influente – o preço de óleo) mostra que o range de incerteza obtido na curva de risco econômico é maior do que da curva de risco geológico.

No presente trabalho, a metodologia adotada de análise de incertezas e risco segue o trabalho de Santos e Schiozer (2003), que por sua vez é uma evolução dos trabalhos de Jensen *et*

al. (1996), Loschiavo (1999), Steagall e Schiozer (2001). As etapas da análise de incertezas e risco se resumem em:

- 1) Definição e tratamento dos atributos incertos;
- 2) Seleção de uma estratégia de produção inicial, para o modelo base (montado com os valores mais prováveis dos atributos incertos);
- 3) Aplicação de um procedimento de otimização para maximizar uma função-objetivo como uma função da estratégia de produção; as funções-objetivo podem ser o valor presente líquido (VPL), o FRO ou a produção acumulada (N_p) do projeto;
- 4) Realização da análise de sensibilidade a fim de selecionar os atributos críticos;
- 5) Árvore de derivação – montagem e simulação dos modelos (cada ramo da árvore representa um modelo de simulação);
- 6) Elaboração da curva de risco;
- 7) Seleção dos modelos geológicos representativos (MGR);
- 8) Aplicação do mesmo procedimento de otimização de estratégia em cada modelo representativo;
- 9) Checagem da validade de manter a estratégia inicial para o modelo base, comparando-a com a estratégia otimizada de cada modelo representativo escolhido; caso alguma das estratégias for melhor que a inicial, recomeçar o procedimento a partir da etapa 3;
- 10) Análise dos resultados.

3.2 Análise de decisão

O artigo de Nepomuceno e Suslick (2000) descreve um sistema teórico e prático de suporte à tomada de decisão baseada na teoria da utilidade e da análise de decisão, com o objetivo de estimar a melhor alocação de capital em uma bacia sedimentar. O sistema também possibilita estimar o melhor nível de participação financeira de uma empresa em um projeto de exploração de petróleo realizado em parceria.

Suslick e Furtado (2001) usam a teoria da utilidade multi-atributos na proposta de uma metodologia para melhorar a qualidade da decisão de investimento em exploração de petróleo. O modelo proposto permite ao decisor considerar explicitamente três maiores objetivos na avaliação de novos empreendimentos de petróleo – ganhos financeiros, ambientais e tecnológicos. Propõem ainda um estudo de caso, aplicando a metodologia em projetos exploratórios localizados em cinco diferentes blocos marítimos da plataforma continental brasileira. A teoria da utilidade multi-atributos demonstra que, em algumas áreas maduras, as vantagens da exploração são restritas apenas ao ganho financeiro. Por outro lado, outras áreas similarmente pouco atrativas, tais como reservatórios profundos em lâmina de água (LDA) profunda, podem representar alvos atrativos para nova exploração como um resultado da interação de avanço tecnológico e fatores financeiros e de mercado.

No trabalho de Mezzomo (2005) a teoria da utilidade multi-atributos é integrada a uma análise risco-retorno, que permite tomar a decisão que concilie o cumprimento do objetivo estabelecido para o projeto e o risco tolerável. A Figura 3.1 apresenta um exemplo de gráfico utilizado para análise de alternativas. Os pontos em azul representam o retorno e o risco associados a cada alternativa. A curva em preto é chamada de fronteira eficiente, que representa a relação ideal risco-retorno, a curva em vermelho é uma curva de iso-utilidade (os pontos desta curva têm a mesma preferência) e representa o compromisso estabelecido pelo tomador entre o risco a ser tomado e o cumprimento do objetivo. A melhor alternativa seria aquela que se encontra na junção das duas curvas.

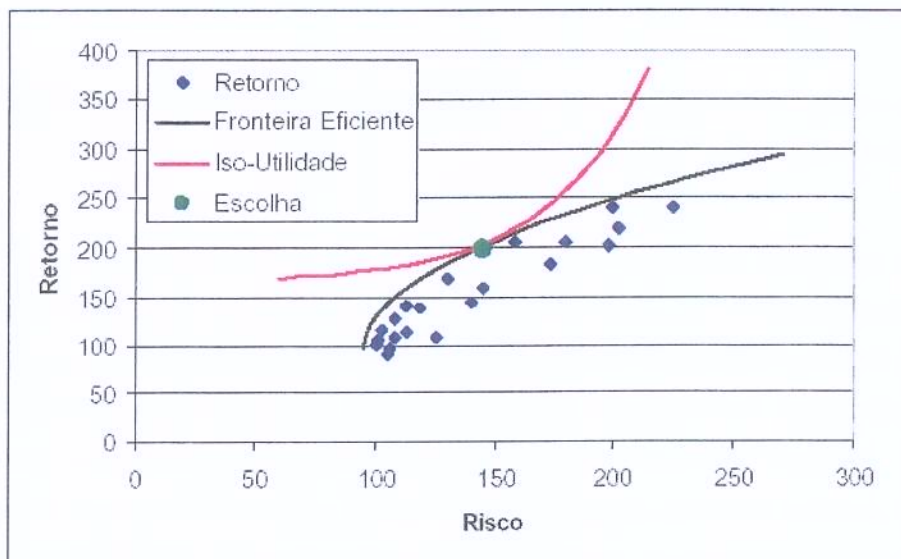


Figura 3.1: Exemplo de curva de risco-retorno para análise de carteira de projetos (Mezzomo, 2005).

3.3 Valor da informação (VDI) e valor da flexibilização (VDF)

O risco envolvido na fase de desenvolvimento dos módulos ainda não implantados pode ser reduzido pela obtenção de informações adicionais que podem diminuir ou até mesmo eliminar algumas incertezas. Porém, investir na coleta e análise de informações adicionais demanda custo e/ou atraso na implementação do projeto. Portanto, é necessário quantificar a relevância econômica de se obter novas informações.

O VDI mede quantitativamente os benefícios resultantes da nova informação. O VDF é quantificado quando a nova informação implica na necessidade de flexibilização, seja no cronograma de implantação, na modificação da estratégia de produção, no redimensionamento da capacidade da plataforma, entre outros exemplos.

3.4 Técnica da árvore de decisão

Para o cálculo do valor da informação (VDI) ou do valor da flexibilização (VDF) é comum a utilização da técnica da árvore de decisão.

Esta técnica, de acordo com Newendorp (1975) e Newendorp e Schuyler (2000), é quase sempre usada quando o problema envolve decisões subseqüentes. Prospectos de perfuração envolvem decisões simples, que são tomadas geralmente no tempo zero, como exemplo, decisões como “perfurar” ou “fazer parceria”. Para estes projetos, basta uma ferramenta simples como a Tabela 2.1, para se ter uma visão clara do cálculo do VME. Porém, existem certas alternativas de decisão de natureza bem mais complexa, que não podem ser analisadas por essa ótica simples e requerem uma modificação no conceito inicial de valor esperado (VE). A lógica, filosofia e regras de decisão permanecem as mesmas, porém, a estrutura dos cálculos é ligeiramente diferente. A análise pela técnica de árvore de decisão envolve a construção de um diagrama, que mostra todas as opções de decisão e suas probabilidades de ocorrência.

Jensen *et al.* (1996) mostram uma aplicação desta técnica em um dos primeiros estudos de análise de risco em previsões de produção. A análise investiga o potencial econômico da implantação de poços horizontais na Formação Ekofisk EA, do campo de gás condensado de Albuskjell. As variáveis de incerteza consideradas foram: comprimento do poço horizontal, espessura, porosidade, saturação de água inicial e permeabilidade absoluta. Foram montados e simulados 189 modelos de fluxo. A metodologia permite a geração de previsões probabilísticas P10, P50 e P90 e os perfis de valor esperado (VE).

3.5 Tipos de informação

O resultado da aquisição da informação adicional pode ser favorável (otimista) ou desfavorável (pessimista). Em ambos os casos, a informação ainda tem a opção de ser completa ou incompleta, perfeita ou imperfeita. A informação completa elimina totalmente uma determinada incerteza. A informação perfeita é totalmente confiável.

Coopersmith e Cunningham (2002) definem como “Informação Perfeita” aquela que possibilita a remoção total da incerteza, e representa o máximo valor que aquela informação pode valer. O valor da “Informação Imperfeita” depende da confiabilidade da informação, e varia entre zero e o valor da “Informação Perfeita”.

3.5.1 Informação completa e perfeita⁴

É aquela que, ao ser adquirida, elimina toda a incerteza sobre o atributo e é totalmente confiável. Na prática este conceito pode ser usado quando a incerteza é reduzida a um nível que não influencia mais o risco e o VME do projeto (Xavier, 2004). Um exemplo hipotético de obtenção de informação completa para um parâmetro com 3 níveis de incerteza é ilustrado na Figura 3.2. Após a aquisição da informação, a função densidade de probabilidade resultante é expressa por três possibilidades excludentes: ou a informação é 100% otimista, ou 100% provável ou 100% pessimista. Ou seja, a informação vai determinar qual é o valor real, dentre os três esperados.

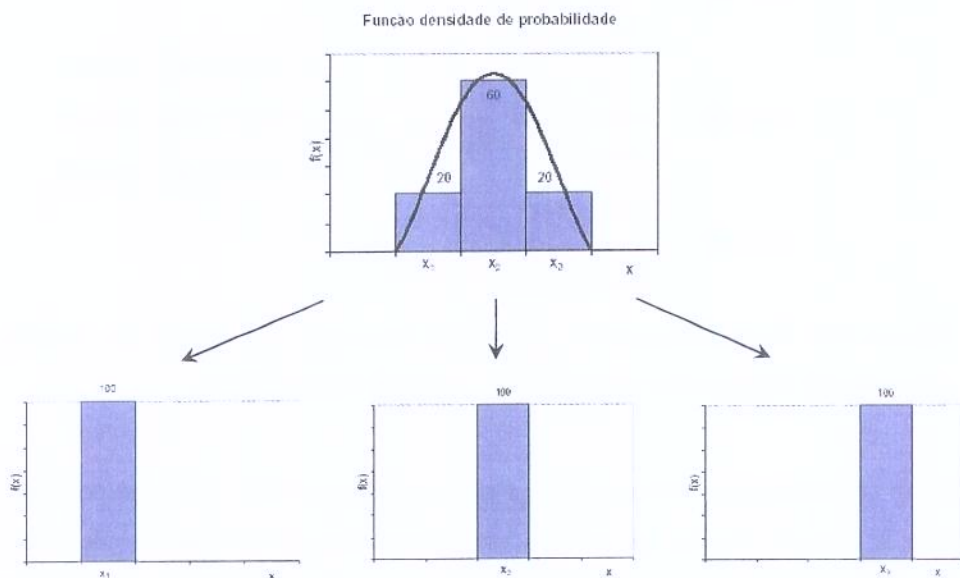


Figura 3.2: Função densidade de probabilidade de um parâmetro (x) em 3 níveis, antes e após a obtenção da informação completa (Xavier, 2004).

⁴ Neste trabalho, o termo simplificado “informação completa” é usado para referir-se a informação completa e perfeita, aquela que tira toda a dúvida sobre a incerteza, com total confiabilidade.

Como ilustrado na Figura 3.3 a informação visa transformar o nó da árvore, que antes era de derivação com o símbolo de evento (círculo), em um nó de decisão com o símbolo de tomada de decisão (quadrado). As probabilidades não se alteram já que a informação ainda não existe. Na prática, o que se modifica é a quantidade de grupos⁵.

Um grupo é contado a partir de cada círculo ou símbolo de evento. Na Figura 3.3, antes da transformação havia um grupo pois existia apenas um evento com três probabilidades; com a aquisição da informação completa cada probabilidade transforma-se em um evento, criando-se três grupos.

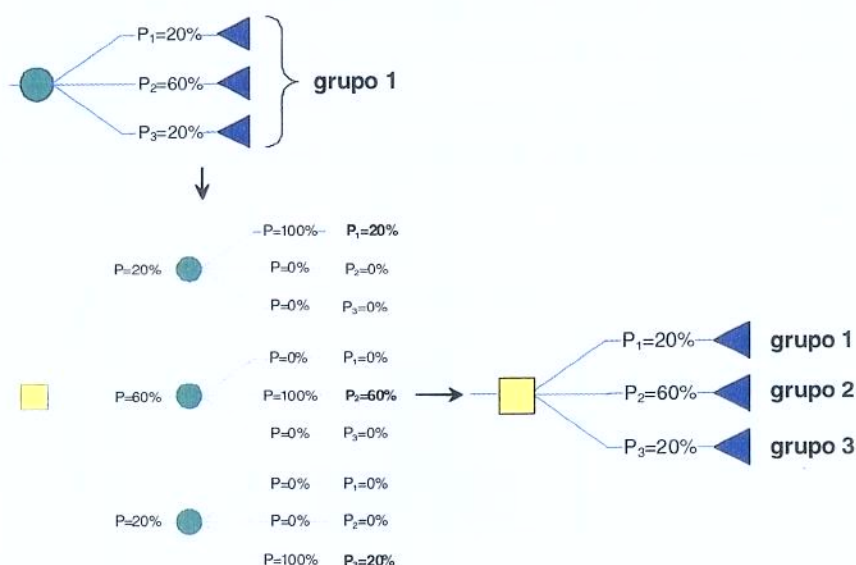


Figura 3.3: Transformação da árvore de derivação em árvore de decisão com a obtenção da informação completa (adaptado de Xavier, 2004).

Dentre as estratégias possíveis, há uma que maximiza o VME de um grupo. O cálculo do VME de cada árvore é a soma dos maiores VME parciais por grupo. No caso de existir apenas um grupo, que é o caso quando a incerteza existe, apenas uma estratégia pode ser aplicada. No caso em que há vários grupos, que é o caso quando a incerteza é eliminada, pressupõe-se que para cada grupo pode-se escolher uma estratégia diferente, mais adequada.

⁵ Neste trabalho, o termo “grupo” é usado para designar um ramo derivado da decisão.

3.5.2 Informação incompleta e/ou imperfeita⁶

Quando se negligencia a possibilidade da informação ser incompleta e/ou imperfeita, a tendência é gerar uma projeção otimista (Lohrenz, 1988). A informação incompleta não elimina toda a incerteza do atributo, mas a diminui. A informação imperfeita não é totalmente confiável. Este cenário é exemplificado na Figura 3.4, onde a função densidade de probabilidade do atributo (x) resulta em duas possibilidades: uma com tendência otimista e outra com tendência pessimista.

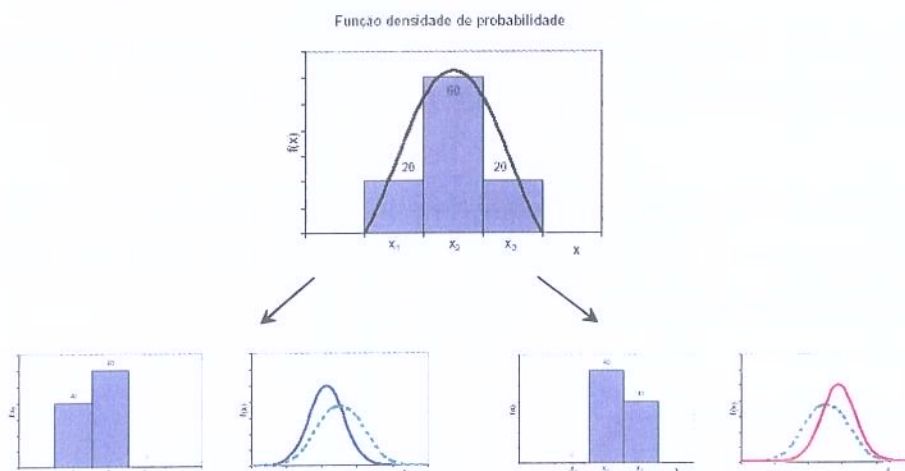


Figura 3.4: Função densidade de probabilidade de um parâmetro (x) em 3 níveis, antes e após a obtenção da informação incompleta (Xavier, 2004).

No exemplo de Xavier (2004), abrem-se dois ramos para o atributo incompleto: um otimista e outro pessimista cujas probabilidades somam 100%. Ao final, os valores das probabilidades P_1 , P_2 e P_3 devem permanecer com os mesmos valores (Figura 3.5).

⁶ Neste trabalho, o termo simplificado “informação incompleta” é usado para referir-se a redução parcial da incerteza.

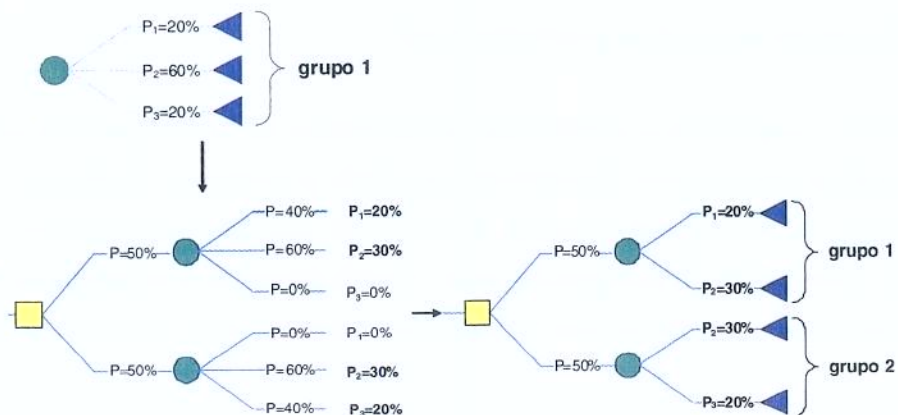


Figura 3.5: Transformação da árvore de derivação em árvore de decisão com a obtenção da informação incompleta (adaptado de Xavier, 2004).

O cálculo do VME de cada árvore continua sendo a soma dos maiores VME parciais por grupo. Observa-se que o VME da informação incompleta é menor do que o da informação completa, pois a quantidade de grupos formados é menor.

3.6 Formação de grupos

Para a montagem dos grupos para cada árvore de decisão desejada, é preciso seguir uma regra básica. Os atributos cujas incertezas serão eliminadas devem vir primeiro, a partir do “tronco” da árvore. A seguir devem vir os atributos cujas incertezas serão apenas diminuídas, e por último, aqueles que não terão suas incertezas nem eliminadas nem diminuídas.

A partir do cenário de uma árvore de decisão, o VME e o risco deste cenário são calculados em função de seus grupos.

3.6.1 Cenário sem aquisição de informações

O processo de escolha da melhor estratégia pode ser feito de várias formas. Neste trabalho, o processo é feito através dos MGR. Após o processo de escolha⁷ e otimização⁸ dos MGR, todos

⁷ Ver item 2.4.5.

w = Índice que varia de 1 a n_{ESTR} ;

N = Número total de modelos da árvore de derivação;

j = Índice que varia de 1 a N .

Para métodos de decisões que utilizam apenas o VME (Xavier, 2004), o VME_{SI} escolhido é o maior valor encontrado dentre todos os VME das estratégias otimizadas (Equação 3.2). A Equação 3.3 também pode ser utilizada para este cálculo se considerar que sua árvore só possui 1 grupo. Se, no entanto, outro método de decisão considerar outros parâmetros além do VME, a alternativa escolhida pode não ser a de maior VME.

$$VME_{SI} = \max_{w=1}^{n_{ESTR}} \left\{ \sum_{j=1}^N \left[(VPL_{ESTRATÉGIA(w), MODELO(j)}) P_{MODELO(j)} \right] \right\} \quad (3.2)$$

onde:

$P_{MODELO(j)}$ = Probabilidade de ocorrência do modelo j ;

n_{ESTR} = Número de estratégias otimizadas;

w = Índice que varia de 1 a n_{ESTR} ;

N = Número total de modelos da árvore de derivação;

j = Índice que varia de 1 a N .

3.6.2 Cenário com aquisição de informações adicionais

Para os cálculos de VDI e VDF, o proveito da aquisição de informação (completa ou incompleta) e/ou da flexibilidade de projeto deve ser calculado através da escolha das melhores alternativas para cada cenário. No caso da metodologia utilizada neste trabalho isso é feito através da escolha da melhor estratégia para cada grupo da árvore de decisão.

Para cenários de aquisição de informações, a árvore de derivação se transforma em árvore de decisão, cuja montagem depende da(s) incerteza(s) a serem eliminada(s). Cada grupo é

A Figura 3.9 é um exemplo de árvore de decisão de eliminação de incertezas para dois atributos e de diminuição de incertezas por informação incompleta para um atributo.

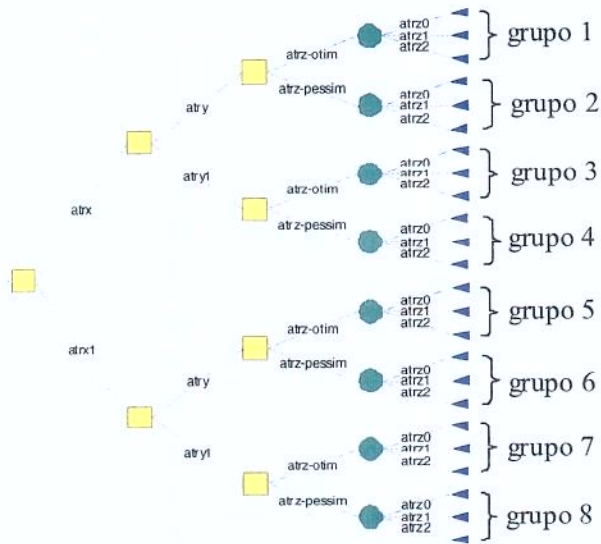


Figura 3.9: Exemplo de árvore de decisão – informação completa para 2 atributos e incompleta para 1 atributo.

Cálculo do VME com informação adicional

A partir dos MGR escolhidos e otimizados, nova otimização de cada estratégia é efetuada, agora considerando um atraso no cronograma. Partindo da suposição de que as informações possibilitam a escolha da plataforma mais adequada anos depois, a otimização da estratégia neste caso permite a flexibilização da capacidade da plataforma. Por exemplo, para perfis de produção mais pessimistas, plataformas menores e de menor custo podem ser escolhidas.

Cada estratégia otimizada é aplicada em todos os modelos. O VME parcial de cada grupo é calculado utilizando-se os VPL de cada modelo com cada estratégia daquele grupo (Equação 3.3). O VME com informação (VME_{CI}) é a soma dos maiores VME parciais.

$$VME_{CI} = \sum_{k=1}^G \left\{ \max_{w=1}^{n_{ESTR}} \left[\sum_{l=1}^{N_G} \left[(VPL_{ESTR\acute{E}GIA(w), MODELO(l)}) P_{MODELO(l)} \right] \right] \right\}_{(k)} \quad (3.3)$$

onde:

w = Índice que varia de 1 a n_{ESTR}

N_G = Número de modelos por grupo

l = Índice que varia de 1 a N_G

G = Número de grupos da árvore

k = Índice que varia de 1 a G

É interessante notar que a Equação 3.3 é geral e pode ser aplicada em todos os casos anteriores (Equação 3.2 – caso particular para 1 grupo e Equação 3.1 – caso particular para 1 grupo e 1 estratégia).

A Figura 3.10 é um exemplo de cálculo do VME para o cenário de informação completa para 1 atributo (Figura 3.7): o valor de \$ 265 é maior que o VME de qualquer das três estratégias (\$ 228, \$ 252 e \$ 243).

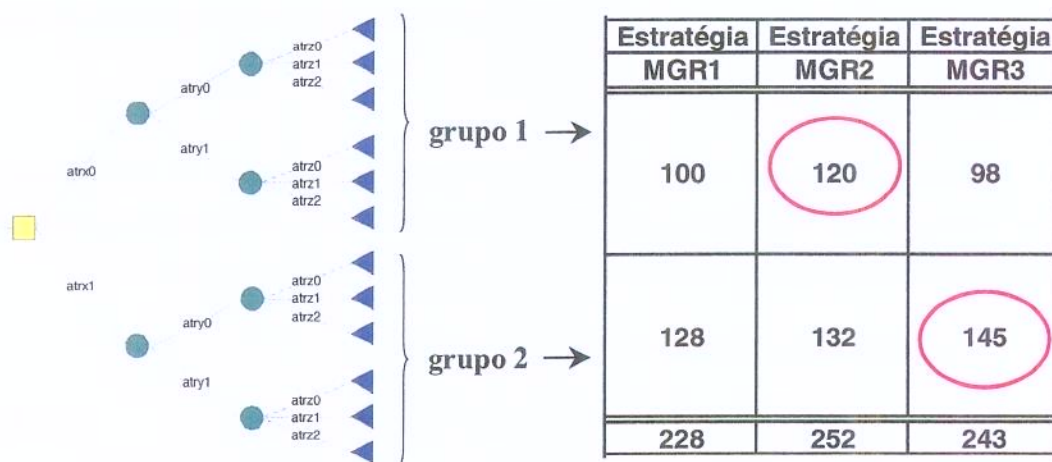


Figura 3.10: Exemplo de cálculo de VME com informação completa para 1 atributo.

3.7 Cálculo do valor da informação (VDI)

Um dos conceitos mais difundidos atualmente para o cálculo da relevância econômica de se obter novas informações é a análise do valor da informação (VDI). Embora sejam de uso corrente

para análises na fase de exploração, são poucos os exemplos deste conceito para as fases de avaliação e desenvolvimento.

Conforme Xavier (2004) que apresenta um cálculo de VDI que considera apenas o VME, o valor da informação é dado pela diferença dos VME com e sem informação (Equação 3.4):

$$VDI = VME_{CI} - VME_{SI} \quad (3.4)$$

onde:

VDI = valor da informação;

VME_{CI} = valor monetário esperado, com informação adicional;

VME_{SI} = valor monetário esperado, sem informação adicional.

Coopersmith e Cunningham (2002) salientam duas características importantes referentes ao valor da informação: (1) o valor de obter informação vem da habilidade (ou capacidade) de mudar uma decisão de impacto monetário futuro; (2) a incerteza inerente ao problema de decisão não pode mudar até que a nova informação exista.

Lohrenz (1988) define na Equação 3.5 e na Figura 3.11, o cálculo do VDI máximo – o maior valor que uma informação pode custar. Embora essa seja uma utilização limitada pela possibilidade de aplicação em casos bem simples, pode ser útil em alguns casos.

$$VDI_{\max} = P_{IF} \times [P_{IFC} * VME_{IFC} + (1 - P_{IFC}) * VME_{IFE}] \\ + (1 - P_{IF}) * [P_{IDC} * VME_{IDC} + (1 - P_{IDC}) * VME_{IDE}] - VME_{SI} \quad (3.5)$$

onde:

$VDI_{\max}$ = valor da informação máximo

P_{IF} = probabilidade da informação favorável

P_{IFC} = probabilidade da informação favorável e correta

VME_{IFC} = valor monetário esperado, quando a informação é favorável e correta

VME_{IFE} = valor monetário esperado, quando a informação é favorável e errada

P_{IDC} = probabilidade da informação desfavorável e correta

VME_{IDC} = valor monetário esperado, quando a informação é desfavorável e correta

VME_{IDE} = valor monetário esperado, quando a informação é desfavorável e errada

VME_{SI} = valor monetário esperado sem informação

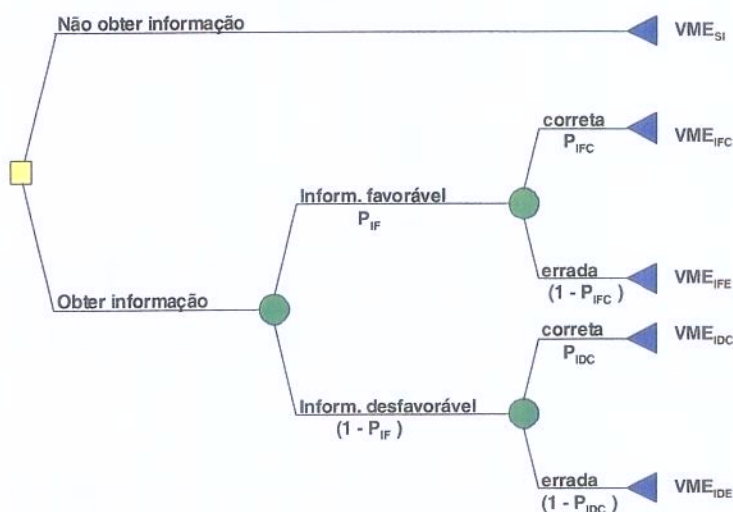


Figura 3.11: Árvore de decisão de Valor da Informação (adaptado de Lohrenz, 2002).

Coopersmith e Cunningham (2002) dão alguns exemplos de árvore de decisão para a fase de exploração. Sem a informação adicional (Figura 3.12), o prospecto tem um VME de \$20 milhões, e observa-se que em 75% das vezes em que o poço é perfurado, haverá um custo de \$7 MM. Assumindo a aquisição da “Informação Perfeita”, o mesmo prospecto tem um VME de \$25 MM. O aumento do valor neste exemplo (Figura 3.13) vem da possibilidade de mudar a decisão de “perfurar” para “não perfurar” em 75% das vezes em que o óleo é ausente. É muito importante entender que o aumento do valor não advém da resolução da incerteza (neste caso, a presença de óleo). A chance de encontrar óleo (25%) é a mesma nas duas situações “sem informação adicional” (Figura 3.12) e “com informação perfeita” (Figura 3.13). Para este exemplo, o VDI é de \$5 milhões = \$25 milhões - \$20 milhões.

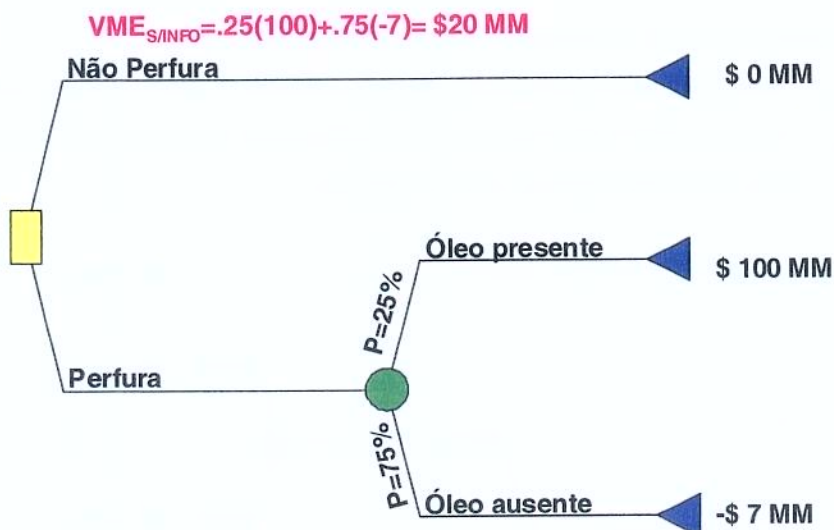


Figura 3.12: VME sem informação adicional (adaptado de Coopersmith e Cunningham, 2002).

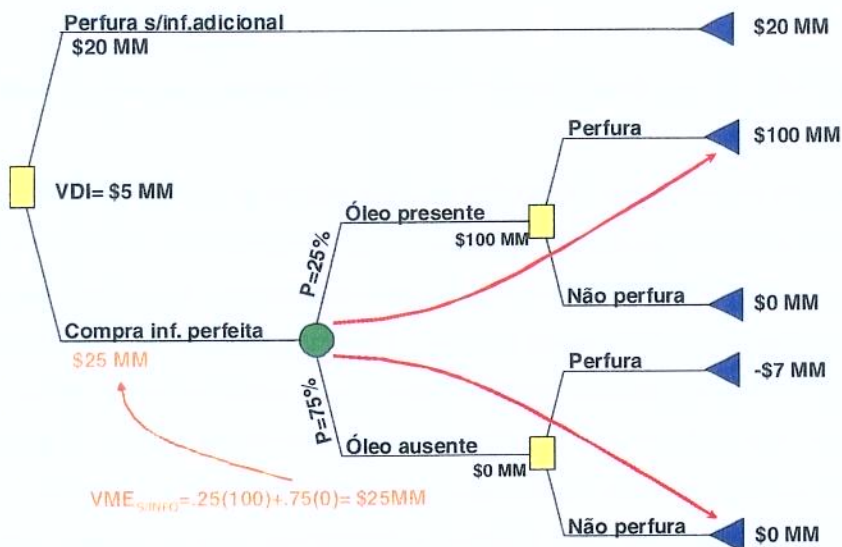


Figura 3.13: VME com informação perfeita (adaptado de Coopersmith e Cunningham, 2002).

Este exemplo, comparado com o exemplo anterior, mostra que quanto mais a incerteza diminui, também o VDI diminui (Figura 3.14 e Figura 3.15). A chance da presença de óleo aumenta de 25% para 50% e o novo VDI diminui para \$3 MM.

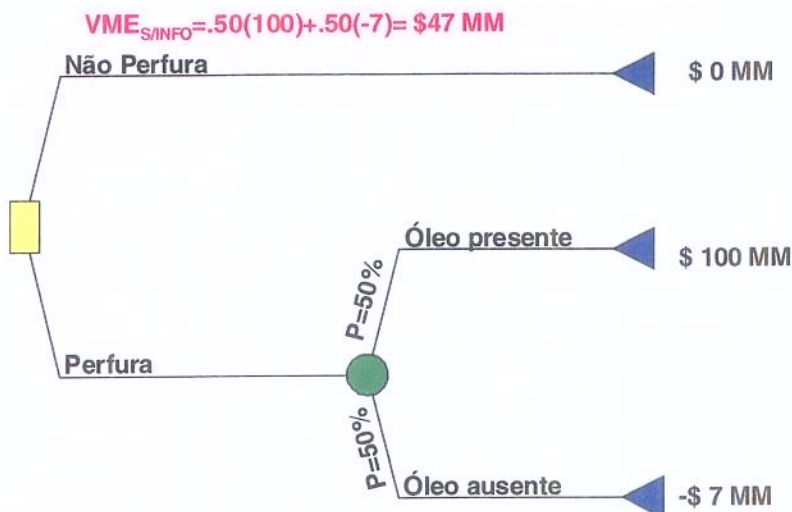


Figura 3.14: VME sem informação adicional (adaptado de Coopersmith e Cunningham, 2002).

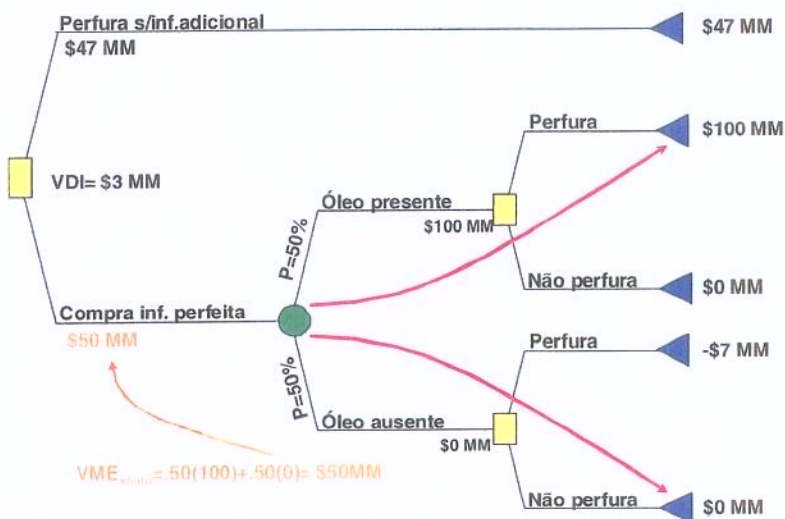


Figura 3.15: VME com informação perfeita (adaptado de Coopersmith e Cunningham, 2002).

Comparando-se novamente com o primeiro exemplo, se o custo da perfuração aumenta de \$7 MM para \$14 MM, o valor do prospecto sem informação diminui (Figura 3.16), mas o valor da informação perfeita aumenta (Figura 3.17) para \$10 MM.

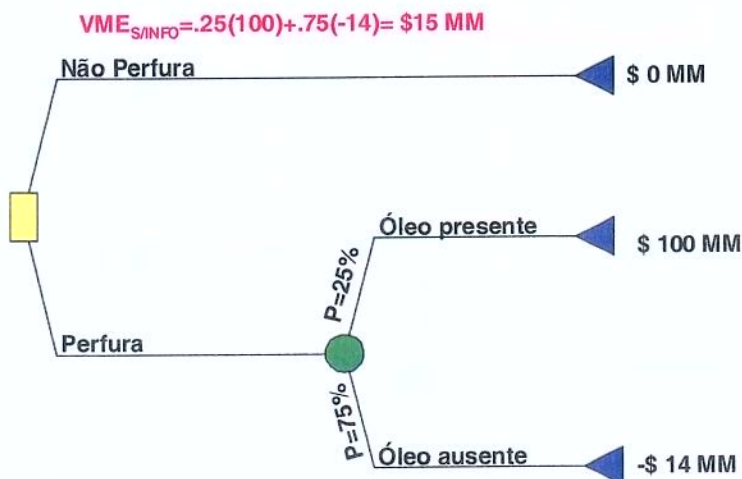


Figura 3.16: VME sem informação adicional (adaptado de Coopersmith e Cunningham, 2002).

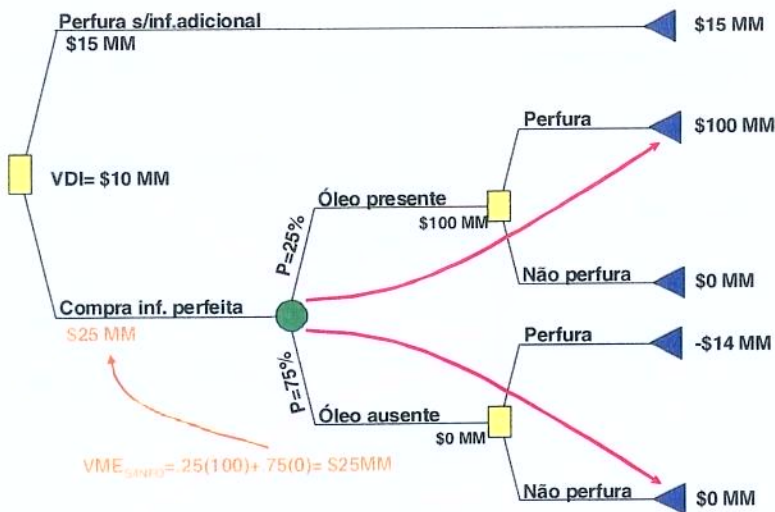


Figura 3.17: VME com informação perfeita (adaptado de Coopersmith e Cunningham, 2002).

3.8 Valor da flexibilização (VDF)

Dezen e Morooka (2002) definem flexibilização como uma propriedade de um plano de desenvolvimento de um campo. Ela permite que se mude o curso de um projeto quando novas informações são adquiridas. Esta capacidade de reagir às novas informações proporciona ao decisor, tomar decisões que beneficiem o projeto.

Begg e Bratvold (2002) apresentam quatro circunstâncias onde se pode empregar a flexibilização:

- 1) Quando não é possível a aquisição da informação;
- 2) Quando a flexibilização é mais barata do que a aquisição da informação;
- 3) Para gerenciar incertezas residuais após a aquisição da informação;
- 4) Quando a flexibilização aumenta o valor do projeto.

Nas três primeiras situações o objetivo é mitigar os riscos (impactos negativos) associados à incerteza e na ultima situação, é explorar a incerteza. Os autores afirmam que gerenciar riscos é mais que mitigar e/ou reduzir riscos. Utilizar a flexibilização no projeto oferece a oportunidade de também aumentar o valor do projeto. O valor da flexibilização cresce quanto mais alta a incerteza e quanto maior a habilidade de resposta à nova informação, conforme a Figura 3.18.

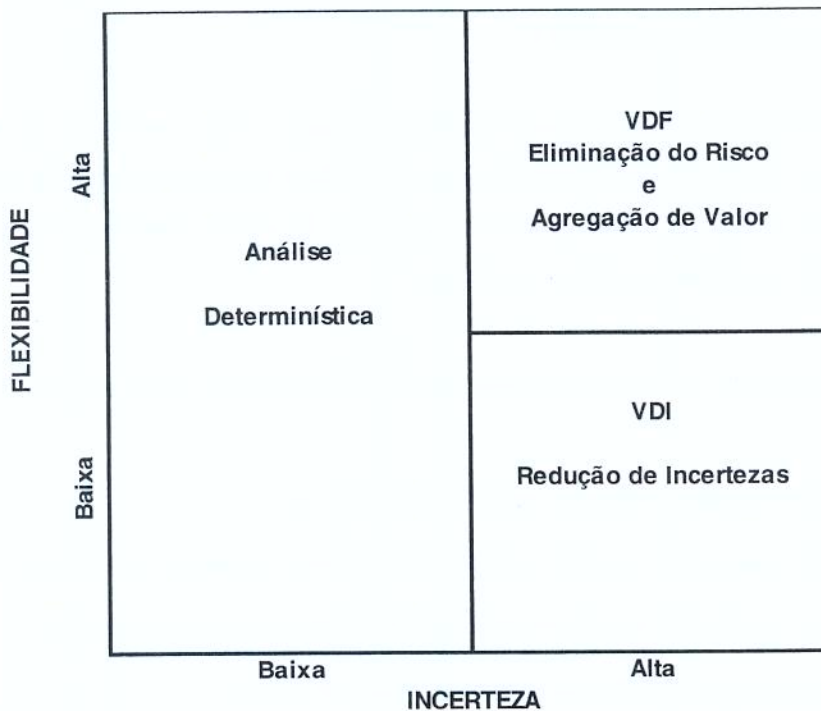


Figura 3.18: Árvore de decisão de Valor da Informação (adaptado de Begg e Bratvold, 2002).

Se incertezas existem, o que é realidade na maioria das oportunidades de investimento, a flexibilização sempre agregará valor ao projeto se não houver custo associado ou se for a menos custosa das alternativas.

Na maioria dos casos, ainda assim quando é possível de ser aplicada, a flexibilização implica em aumento de custo do projeto. Ao contrário do que acontece aos projetos de campos terrestres, os projetos de campos de petróleo marítimos permitem pouca flexibilidade após a concepção e aprovação do projeto definitivo, o que acontece antes mesmo da perfuração dos poços de desenvolvimento. Isto se deve à própria característica de construção das plataformas, com as definições de espaço, limitação estrutural, arquitetura do arranjo submarino, capacidade de processamento de fluidos, entre outras.

Portanto, pela baixa flexibilidade após a definição e aprovação do projeto definitivo, característica inerente aos projetos de campos marítimos, a decisão de adquirir novas informações antes deste ponto do cronograma de implantação é bastante importante.

Capítulo 4

Metodologia

Este trabalho tem como objetivo principal propor uma metodologia para quantificar os riscos inerentes à estratégia de implantação modular no desenvolvimento de campos gigantes. Para tanto, são utilizados os conceitos de valor da informação (VDI) e valor da flexibilização (VDF) no processo de análise de decisão no desenvolvimento de campos de petróleo.

Dessa forma, os passos utilizados para a realização do trabalho se confundem um pouco com a metodologia (ou procedimento padrão) proposta para a quantificação do VDI e VDF. Portanto, neste capítulo, estão descritos os passos seguidos para chegar no objetivo proposto.

Também faz parte da própria metodologia, a aplicação dos procedimentos em um modelo de um campo marítimo de grandes dimensões, adaptado a partir de um modelo real. O desempenho resultante da aplicação avalia a metodologia e as ferramentas disponíveis para a execução das etapas.

Avaliar a importância relativa das incertezas de reservatório (transmissibilidade entre blocos, volume de óleo *in situ*, contato óleo/água, parâmetros petrofísicos regionais) na mitigação de risco resulta como objetivo secundário da metodologia.

4.1 Etapas da metodologia

As principais etapas da metodologia são descritas a seguir.

Etapa 1. Definição das incertezas do modelo geológico e de fluxo.

A metodologia se inicia a partir do momento em que se constata a existência de incerteza em alguns atributos de reservatório. Nesta etapa todos os atributos incertos devem ser considerados, pois ainda não se sabe quais deles podem gerar risco para o projeto.

Etapa 2. Montagem do modelo geológico e de fluxo

O modelo de fluxo deve abranger todos os módulos envolvidos. Este detalhe tem importância, na medida em que alguns atributos de incerteza são relacionados com a interação entre os blocos (ou módulos), tais como a transmissibilidade entre blocos. Esta consideração pode culminar em modelos grandes, com elevado número de blocos de simulação. Neste caso, tornam-se ainda mais importantes, as simplificações na metodologia, a automação do processo para a análise de risco, e a computação paralela.

Primeiramente, deve-se obter um modelo base - com todos os módulos incluídos - com os parâmetros de incerteza no nível “mais provável”. As limitações operacionais de produção devem ser definidas nesta etapa.

O modelo base tem o cronograma normal de implantação – chamado de Cronograma 1 – o qual não considera atraso devido à aquisição de novas informações.

Etapa 3. Otimização da estratégia de produção do caso base

As estratégias de produção devem ser otimizadas a partir de um procedimento escolhido, que pode ser diferente do apresentado neste trabalho, mas deve garantir uma boa seleção de estratégia de produção. Para este trabalho foi utilizado um processo manual de otimização, visando a produção acumulada de óleo por poço, o fator de recuperação por bloco, a razão Q_{inj}/Q_{liq} (vazão de injeção de água/vazão de líquidos produzidos), a razão gás/óleo (RGO) por poço; a razão água/óleo (RAO) por poço.

A otimização é feita apenas no bloco sob análise de incertezas e risco. Os outros blocos não apresentam variações significativas nos resultados, pois os parâmetros do modelo nestes blocos não são modificados. Este procedimento é utilizado tanto na Etapa 3 quanto na Etapa 7.

Etapa 4. Seleção de atributos críticos

A identificação e a escolha dos atributos mais críticos para o caso base são feitas nesta etapa. Neste trabalho foi utilizada a técnica de análise de sensibilidade, mas outras ferramentas, tais como planejamento estatístico (ou planejamento de experimentos), podem ser utilizadas.

Etapa 5. Montagem da árvore de derivação e simulação dos modelos

Neste trabalho, foi utilizada a técnica da árvore de derivação para combinar os atributos incertos críticos (outras técnicas podem ser utilizadas, por exemplo, Monte Carlo). Após a montagem automática da árvore de derivação, todos os modelos são simulados com a estratégia do caso base e têm as suas probabilidades de ocorrência, geradas pela multiplicação das probabilidades de cada nível de cada atributo. A curva de risco inicial é gerada ao final das simulações de fluxo.

Etapa 6. Seleção dos modelos geológicos representativos (MGR)

Neste trabalho, os modelos geológicos representativos (MGR) são usados para representar a variabilidade das estratégias de produção. Portanto, é importante escolher modelos que tenham diferentes respostas em termos de indicadores técnicos e econômicos, tais como VPL, FRO, N_p e W_p . Os MGR podem ser usados também para simplificar a árvore de derivação, mas isso não foi feito no presente trabalho pois, conforme demonstrado por Xavier (2004), pode causar diferença significativa na quantificação da VDI. Dependendo no nível de precisão requerido, isso pode ser feito para simplificar o processo.

Etapa 7. Otimização das estratégias dos modelos escolhidos

Esta etapa deve ser planejada com bastante cuidado, pois é a chave para a correta aplicação dos conceitos de VDI e VDF. Além disso, ele é dependente do tipo de informação possível de ser adquirida e do tipo de flexibilização que está sendo proposto. Para este trabalho, como o foco principal é estudar o desenvolvimento por módulos, após o processo de seleção dos modelos geológicos representativos, são feitas duas otimizações para cada MGR: (a) usando o Cronograma 1, que é o mesmo utilizado no modelo base e não considera nenhum atraso na implantação do projeto, pois supõe que nenhuma informação será adquirida; (b) usando o Cronograma 2, que considera atraso no cronograma de implantação de projetos devido à aquisição de informações.

Etapa 8. Simulação dos modelos da árvore de derivação com as estratégias otimizadas de cada MGR

Os modelos da árvore de derivação são novamente simulados com cada estratégia otimizada, com o Cronograma 1 e com o Cronograma 2 (com atraso). Cada curva de risco gerada após a simulação dos modelos será tratada na montagem das árvores de decisão.

Etapa 9. Definição dos cenários de aquisição de informações

Uma parte importante da metodologia é a definição dos cenários de eliminação e/ou diminuição das incertezas. Dentre todos os atributos críticos considerados, deve-se determinar quais deles terão a incerteza eliminada e/ou diminuída através de ações investigadoras – perfuração de poço(s), testes de pressão, testes de formação, projeto de piloto de produção, produção do bloco vizinho, nova aquisição e/ou processamento sísmico etc. Tal definição será a diretriz para a formação das árvores de decisão.

Etapa 10. Montagem das árvores de decisão

Uma árvore de decisão será montada para cada cenário, de eliminação e/ou diminuição de incertezas, semelhante aos exemplos da Figura 3.7 à Figura 3.9.

Etapa 11. Montagem das curvas de risco

A curva de risco final de cada árvore de decisão é montada com os VPL dos modelos que compõe os grupos. Depois, os valores dos VPL de cada modelo são colocados em ordem decrescente e as probabilidades acumuladas são recalculadas de acordo com essa ordem.

Etapa 12. Cálculo dos VME e risco de cada árvore de decisão

A partir desta nova curva de risco montada para cada árvore de decisão, o VME e o RISCO são calculados.

Etapa 13. Escolha do método de análise de decisão

Para o presente trabalho, considerando que cada cenário pode ser visto como um projeto da carteira, análises de decisão de dois tipos são feitas: (1) Método do VME, que considera apenas o VME e (2) Método da Teoria da Utilidade, que considera tanto VME quanto RISCO.

4.2 Fluxograma simplificado

As etapas da metodologia estão resumidas no fluxograma da Figura 4.1.

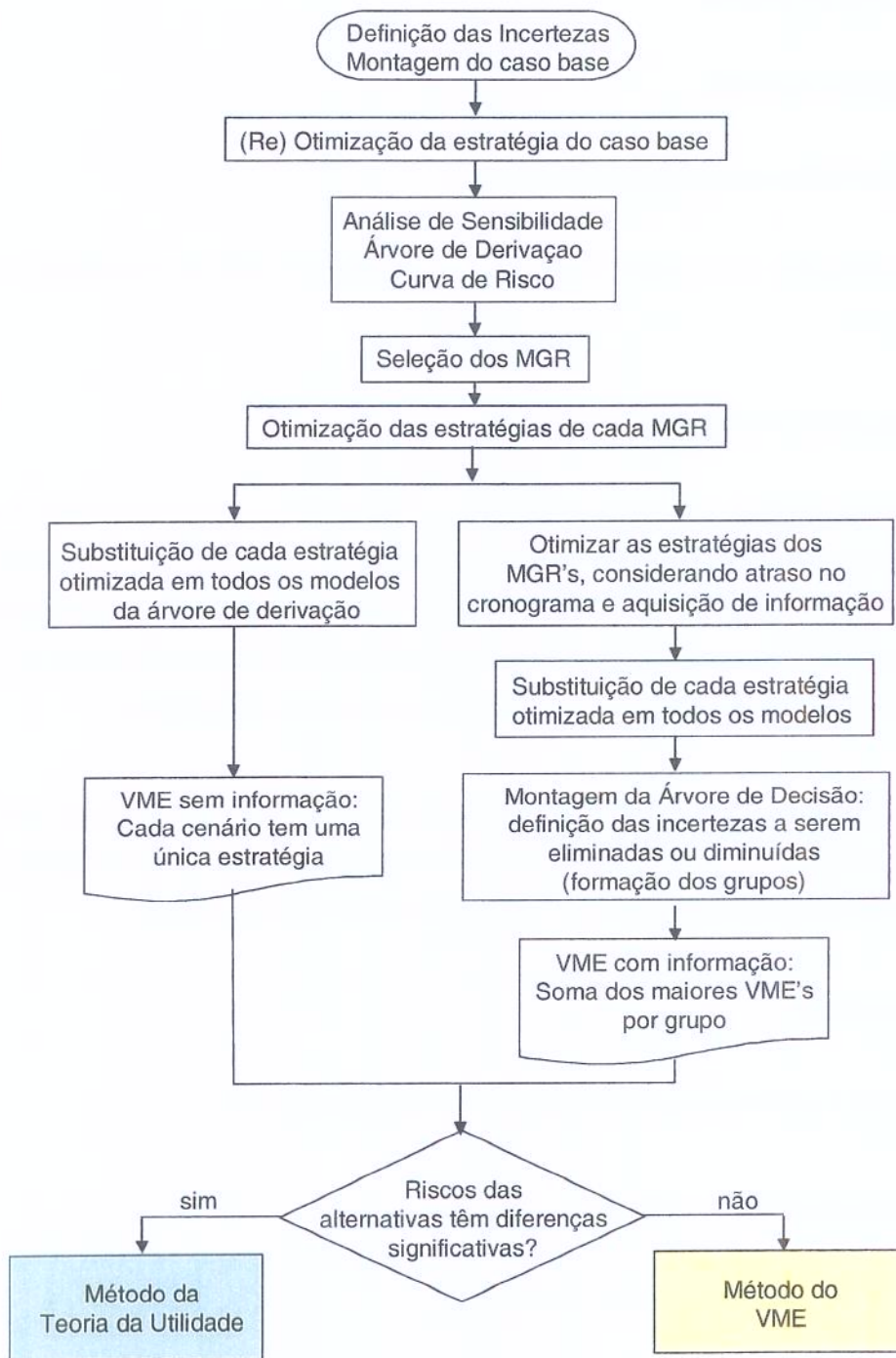


Figura 4.1: Fluxograma da metodologia para o cálculo do VDF.

4.3 Análise de decisão

4.3.1 Método do VME

Cálculo do VME sem informação adicional:

O VME_{SI} é o maior valor encontrado dentre todos os VME das estratégias otimizadas (Equação 3.2).

Cálculo do VME com informação adicional:

A partir dos MGR escolhidos e otimizados, nova otimização de cada estratégia é efetuada, agora considerando um atraso no cronograma. Partindo da suposição de que as informações possibilitam a escolha da plataforma mais adequada anos depois, a otimização da estratégia neste caso permite a flexibilização da capacidade da plataforma. Por exemplo, para perfis de produção mais pessimistas, plataformas menores e de menor custo podem ser escolhidas.

Cada estratégia otimizada é aplicada em todos os modelos. O VME parcial de cada grupo é calculado utilizando-se os VPL de cada modelo com cada estratégia daquele grupo (Equação 3.3). O VME com informação (VME_{CI}) é a soma dos maiores VME parciais.

Cálculo do VDF:

O VDF é a diferença entre o VME_{CI} e o VME_{SI} . (Equação 3.4).

4.3.2 Método do Risco vs Retorno

Cálculo do VME sem informação adicional:

Para este método, todas as alternativas sem informação adicional são consideradas. E o VME de cada alternativa sem informação é calculado pela Equação 3.1.

Cálculo do VME com informação adicional:

O cálculo do VME para as alternativas com informação adicional segue o mesmo procedimento adotado para o Método do VME (Equação 3.3).

Cálculo do risco:

O risco de cada alternativa (com ou sem informação) é calculado pelas Equações 2.8 e 2.9, através das curvas de risco utilizadas para o cálculo do VME respectivo.

4.4 Análise de sensibilidade econômica

Além da análise de risco de atributos geológicos, uma análise de sensibilidade dos principais parâmetros econômicos – taxa mínima de atratividade e preço do óleo – faz parte da metodologia. Tais parâmetros têm um impacto bastante significativo na flexibilização da implantação de um projeto de desenvolvimento. Como exemplo, para situações de TMA mais baixas, o atraso pode ter pouca significância. Outro exemplo que pode ser vantajoso para a empresa, ao invés de trabalhar com perfil de pico de produção, decidir-se por trabalhar com perfil de produção em patamar, utilizando uma plataforma de menor capacidade, portanto de menor custo.

Capítulo 5

Aplicação

Os atributos de reservatório (incertezas geológicas e de fluxo) são os objetos principais da aplicação da metodologia mas, devido à grande influência de alguns parâmetros econômicos – taxa mínima de atratividade e preço do óleo - na avaliação da flexibilização da estratégia de produção, uma análise de sensibilidade econômica complementa o trabalho.

A metodologia de análise de decisão com a utilização dos conceitos de MGR, árvore de decisão, VDI e VDF foi aplicada a um modelo sintético baseado em um típico campo marinho da Bacia de Campos. Dados reais foram adaptados para melhor se encaixar ao objetivo deste trabalho.

O campo tem três blocos (Figura 5.1) e o seu desenvolvimento prevê três módulos de produção independentes, cada um com sua própria plataforma de produção.

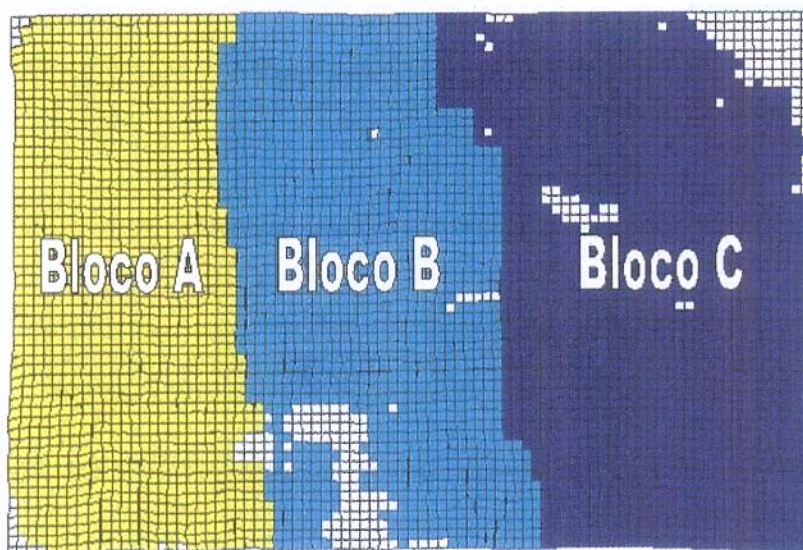


Figura 5.1: Mapa de PVT (camada 1).

A análise de decisão para aquisição de informações adicionais foi aplicada ao Bloco B, que é o bloco central do campo. Contudo, como o bloco pode interagir com os outros, a análise contemplou o campo como um todo, tanto na modelagem de fluxo, quanto na análise econômica.

As ações previstas e os tipos de informações a serem adquiridas foram funções diretas das incertezas geológicas e de fluxo que se mostraram críticas para o desempenho de produção do bloco analisado (Bloco B).

As ferramentas utilizadas na elaboração deste trabalho são: a plataforma CMG (Builder, Imex, Results e Report) acoplada aos módulos MAI (Módulo de Análise de Incertezas) e MEC (Módulo Econômico) do UNIPAR, desenvolvidos pelo grupo de pesquisa UNISIM da UNICAMP (www.dep.fem.unicamp.br/unisim).

5.1 Modelo de reservatório

O modelo base foi otimizado com os valores mais prováveis de cada parâmetro geológico e de fluxo. O volume de óleo *in situ* (VOIS) do modelo é de aproximadamente 560 milhões de metros cúbicos. A Tabela 5.1 mostra as principais características de cada bloco do modelo base, após a otimização.

Tabela 5.1: Características dos 3 blocos do modelo base.

	VOIS	° API	n° Produtores	n° Injetores
Bloco A	170	30	10	6
Bloco B	190	22	11	7
Bloco C	200	17	11	6

As Figuras 5.2 a 5.4 mostram mapas e seções do modelo de fluxo, que possui 83 x 55 x 14 células totais e 49376 células ativas.

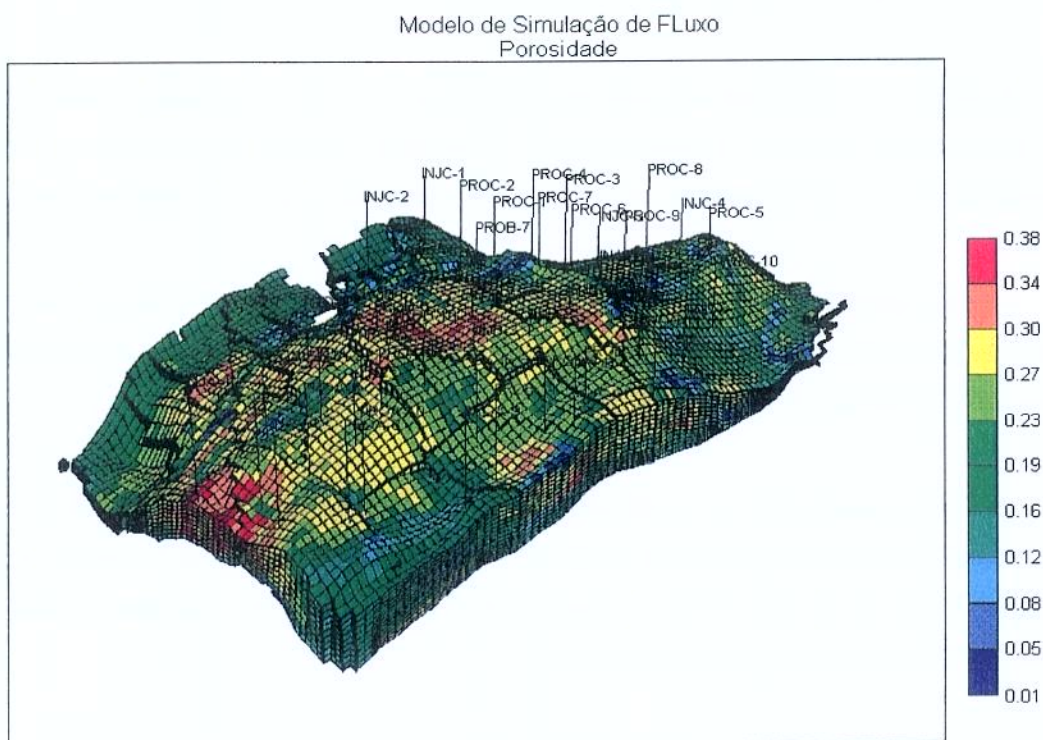


Figura 5.2: Mapa 3D da porosidade do modelo de fluxo.

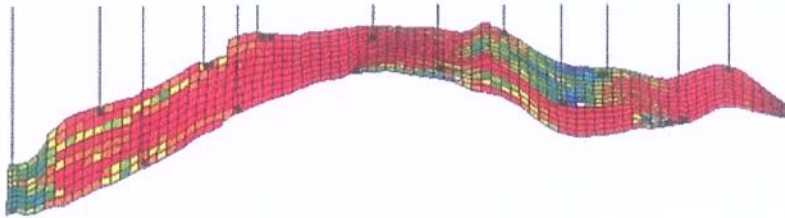


Figura 5.3: Seção Transversal J (NTG).

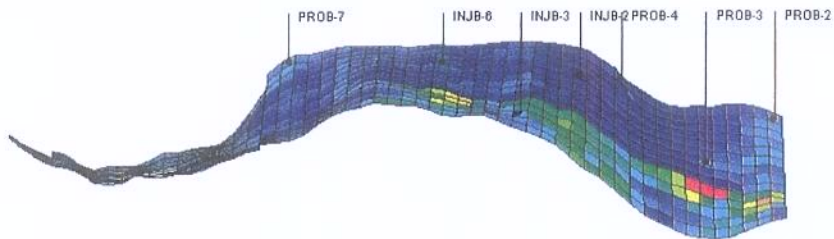


Figura 5.4: Seção Transversal I – (Permeabilidade).

5.2 Premissas do desenvolvimento do campo

O estágio atual do desenvolvimento do campo em questão tem as seguintes premissas:

- a) A estrutura geológica dos 3 blocos é semelhante, o que permite uma analogia no que se refere ao sistema deposicional e características estáticas e dinâmicas da rocha; no entanto, os fluidos são diferentes entre si, o que tanto pode sugerir uma migração de fluidos

diferenciada para os 3 blocos, quanto uma modificação geoquímica após uma migração única dos fluidos;

- b) Considerou-se que as maiores falhas do campo (Falha A e Falha B da Figura 5.5) têm transmissibilidade nula, suposição sugerida pelas diferenças dos fluidos e pelo sistema hidráulico inicial encontrado nos três blocos;
- c) O projeto básico do Bloco A foi aprovado há 3 anos, e sua implantação está sendo concluída; a produção deste bloco terá início em 6 meses;
- d) O projeto básico do Bloco B ainda não foi aprovado; sua aprovação está prevista para breve, o que dará início à construção da plataforma de produção e à perfuração dos poços de desenvolvimento; o modelo geológico e de fluxo foi montado com os dados sísmicos do campo, com os dados advindos do poço perfurado ao norte do próprio Bloco B (Figura 5.6) e por analogia dos dados do Bloco A;
- e) O projeto básico do Bloco C também não foi aprovado; o início de produção deste bloco está previsto para 2 anos após o início de produção do Bloco B; existe um poço perfurado no centro deste bloco.

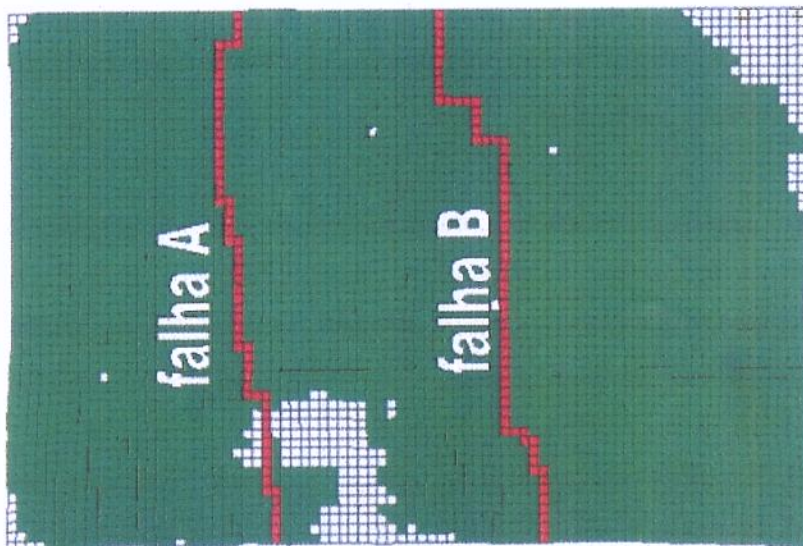


Figura 5.5: Mapa de transmissibilidade (camada 3).

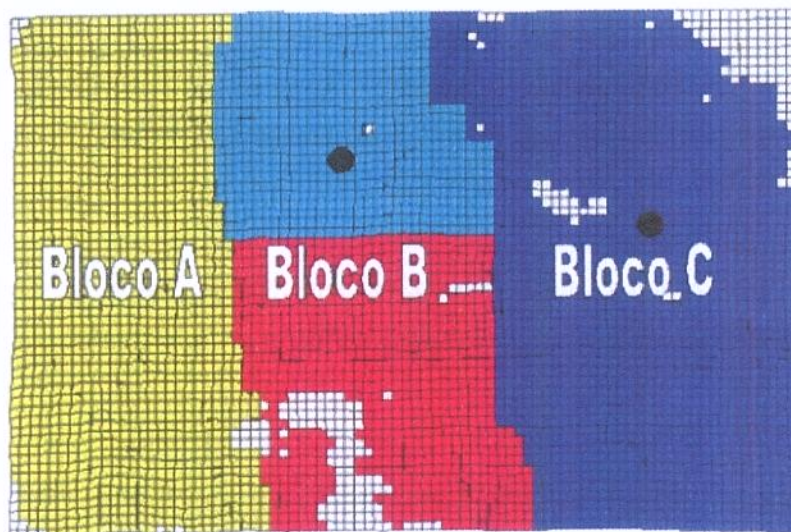


Figura 5.6: Área vermelha do Bloco B: atributos incertos coa e pvt.

5.3 Incertezas analisadas

Os atributos incertos geológicos analisados neste trabalho são aqueles relacionados ao modelo geológico e de fluxo, que teriam relevância no desenvolvimento de um campo por módulos. A Tabela 5.2 e a Tabela 5.3 trazem as relações dos atributos incertos analisados, com os seus níveis de variação e seus valores.

Conforme explicação anterior, a transmissibilidade zero foi considerada como a mais provável para as duas falhas principais do modelo (Falhas A e B da Figura 5.5). As transmissibilidades foram testadas em dois níveis, com os valores de 0,5 e 1,0 (transmissibilidade total), e nenhum deles foi posicionado nem como nível otimista, nem como nível pessimista.

Os atributos incertos contato óleo/água (coa) e tipo de óleo (pvt) foram considerados ao sul do Bloco B (área vermelha da Figura 5.6). O preço de óleo varia conforme o grau API, no entanto, nos casos em que a produção da área vermelha vem de óleos diferentes, o preço considerado foi o mesmo do Bloco B.

Não foi feito um trabalho detalhado para calcular os valores otimista e pessimista de cada atributo de incerteza analisado. Os valores foram assumidos dentro de uma faixa usualmente utilizada em modelagens de fluxo. Da mesma maneira, os valores de probabilidades de ocorrência de cada nível são os valores usualmente utilizados em trabalhos de análise de risco. Estas considerações simplificadas foram assumidas porque o tratamento dos atributos incertos não é o foco deste trabalho.

Foram considerados na análise de risco, todos os atributos que se mostraram críticos na análise de sensibilidade. Portanto, não foi feita a análise de adição gradual dos atributos de incerteza.

A Tabela 5.4 e a Tabela 5.5 mostram as probabilidades assumidas para cada um dos níveis de cada atributo.

Tabela 5.2: Relação dos atributos incertos e seus valores.

atributo	descrição	nível otimista	nível provável	nível pessimista
ntg	net to gross	x 1,25	x 1	x 0,75
poro	porosidade	x 1,25	x 1	x 0,75
Kh	permeabilidade horizontal	x 1,25	x 1	x 0,75
Kz/Kh	permeabilidade vertical	0,5	0,33	0,165
coa (m)	contato óleo água - sul do Bloco B	3200	3167	3134
pvt	tipo de óleo - sul do Bloco B	30 °API	22 °API	18 °API
cpor (cm ² /kgf)	compressibilidade da rocha	1,20E-04	6,00E-05	3,00E-05

Tabela 5.3: Relação dos valores de transmissibilidade analisados.

atributo	descrição	nível 1 (provável)	nível 2	nível 3
transiA	transmissibilidade da Falha A	zero	0,5	1,0
transiB	transmissibilidade da Falha B	zero	0,5	1,0

Tabela 5.4: Probabilidades de ocorrência dos níveis dos atributos.

atributo	nível otimista	nível provável	nível pessimista
ntg	20%	60%	20%
poro	20%	60%	20%
Kh	20%	60%	20%
Kz/Kh	20%	60%	20%
coa	20%	60%	20%
pvt	20%	60%	20%
cpor	20%	60%	20%

Tabela 5.5: Probabilidades de ocorrência dos níveis de transmissibilidade.

atributo	nível 1 (provável)	nível 2	nível 3
transiA	60%	20%	20%
transiB	60%	20%	20%

5.4 Etapas da otimização.

As etapas utilizadas na otimização das estratégias estão resumidas abaixo:

- Modificar a(s) camada(s) produtoras dos poços produtores com desempenho abaixo do limite de economicidade; a produção de cada poço produtor deve pagar pelo menos o seu custo; em geral estes poços apresentam RAO e/ou RGO irregulares;
- Modificar a(s) camada(s) injetora(s) dos poços injetores que estejam causando a chegada de água prematura em poço(s) produtor(es);

- c) Se as etapas (a) e (b) forem insuficientes para melhorar o desempenho destes poços, realocá-los;
- d) Se a etapa (c) for insuficiente para melhorar o desempenho destes poços produtores e/ou injetores, removê-los;
- e) Verificar o desempenho da injeção de água do bloco; a vazão instantânea e acumulada da injeção deve ser próxima à vazão instantânea e acumulada de líquidos produzidos, respectivamente.
- f) Escolher a capacidade da plataforma que maximiza o VPL do projeto do bloco sob análise. As capacidades das plataformas dos outros blocos são mantidas inalteradas.

Em uma primeira fase de otimização, cada ação é averiguada isoladamente. Numa segunda fase de otimização, as ações que culminaram em respostas positivas são combinadas. A estratégia otimizada que apresentar os melhores resultados é a escolhida.

5.5 Modelo econômico.

Os valores dos parâmetros econômicos estão relacionados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Parâmetros econômicos.

atributo	valores
TMA (%)	13
preço do óleo <i>brent</i> (US\$/barril)	25
preço do óleo do Bloco A (US\$/barril)	22
preço do óleo do Bloco B (US\$/barril)	20,65
preço do óleo do Bloco C (US\$/barril)	19,55
custo de produção do óleo (US\$/barril)	3,2
custo de produção de água (US\$/barril)	0,5
custo de injeção de água (US\$/m ³)	3,14
custo do poço produtor vertical (US\$ milhões)	19
custo do poço injetor vertical (US\$ milhões)	17
custo do poço produtor horizontal (US\$ milhões)	20
custo do poço injetor horizontal (US\$ milhões)	18
custo da plataforma/Qliq= 200 mil barris (US\$ milhões)	900
PIS/COFINS (%)	3,65
IRCS (%)	36
<i>royalties</i> (%)	10

Para o cálculo dos custos das plataformas foi usada uma correlação obtida por meio de três custos reais de plataformas adquiridas recentemente. A correlação é função da capacidade de processamento do óleo e da capacidade de processamento dos fluidos totais (óleo + água). A Tabela 5.7 relaciona os preços de plataforma utilizados para o trabalho.

Tabela 5.7: Preços de plataforma.

capacidade em óleo (mil barris)	capacidade em líquido (mil barris)	custo da plataforma (US\$ milhões)
140	155	770
150	166	800
160	177	830
170	188	870
180	200	900
190	211	930
200	222	970
210	233	1000
220	244	1020

A Tabela 5.8 traz os cenários de eliminação e/ou diminuição das incertezas dos atributos críticos, as ações investigativas e custos de aquisição correspondentes.

Tabela 5.8: Ações investigativas para eliminação e/ ou diminuição das incertezas.

cenário de eliminação e/ou diminuição de incertezas	atributos críticos	ações investigativas	custo da aquisição (\$)
informação completa para 2 atributos	tipo de óleo e contato óleo água	perfuração de 1 poço	10
informação completa para 3 atributos	+ transmissibilidade da Falha A	+ tomada de pressão em 2 poços	10.5
informação completa para 4 atributos e incompleta para 1 atributo	+ transmissibilidade da Falha B + espessura porosa	+ tomada de pressão em 1 poço + estudo de caracterização	12

Para a análise de sensibilidade econômica, foram utilizados mais três pares de valores de preço de óleo *Brent* e TMA (Figura 5.7). Esta análise é simplificada pois as etapas iniciais do processo – análise de sensibilidade dos atributos de incertezas, escolha dos MGR, otimização das estratégias, simulação de fluxo dos cenários possíveis da árvore de derivação - não foram refeitas para cada par dos parâmetros econômicos escolhidos.

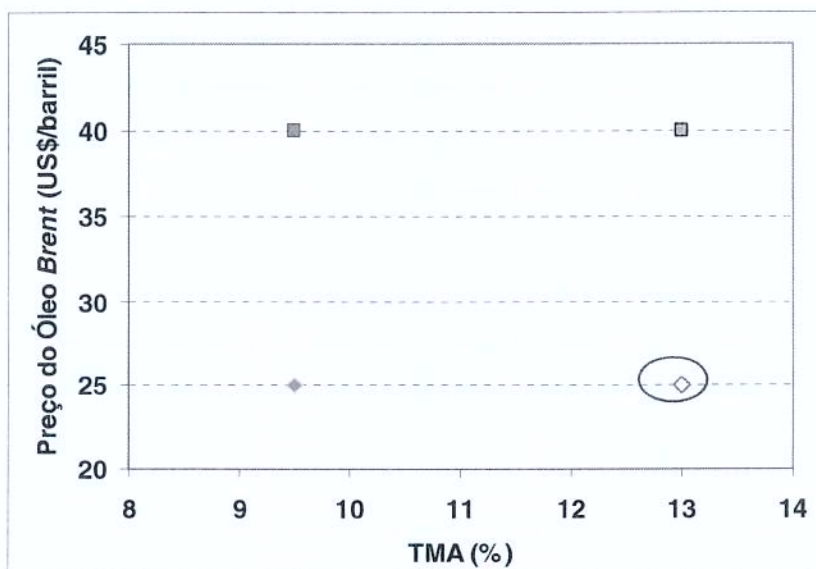


Figura 5.7: Parâmetros econômicos usados para análise de sensibilidade econômica.

Capítulo 6

Resultados

6.1 Modelo base

As curvas de produção do gráfico da Figura 6.1 mostram as defasagens da implantação dos Blocos A, B e C, para o modelo base otimizado.

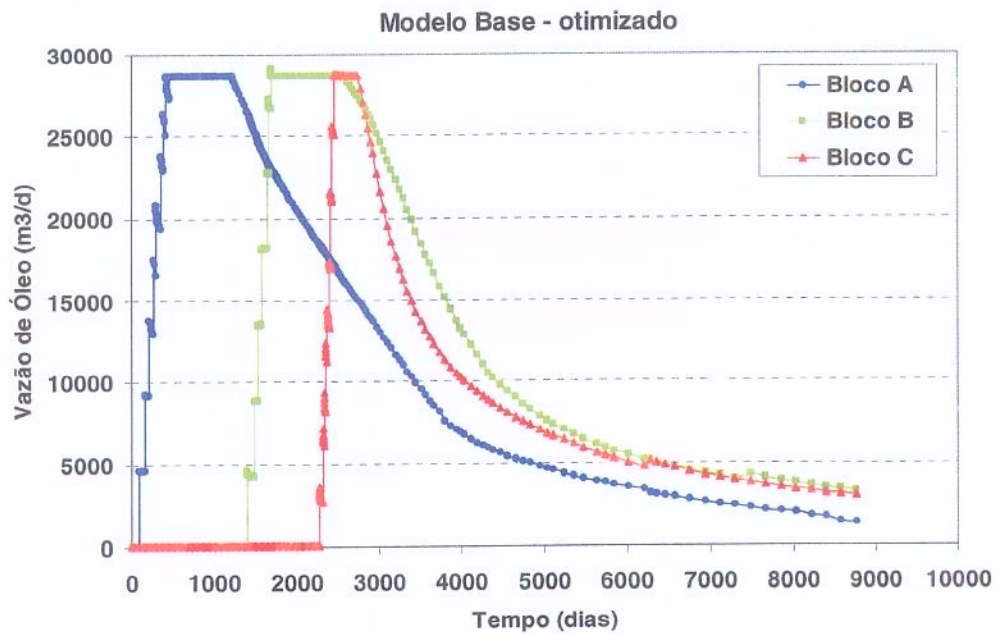


Figura 6.1: Curvas de produção dos Blocos A, B e C.

6.2 Análise de sensibilidade

Excluindo a incerteza da transmissibilidade entre os três blocos, as incertezas específicas - tipo de óleo, contato óleo/água, porosidade, espessura porosa, permeabilidade horizontal, permeabilidade vertical e compressibilidade da rocha - foram consideradas apenas para o Bloco B, cujo projeto é o objeto da análise. Essa simplificação foi feita neste trabalho devido ao principal objetivo proposto que é o desenvolvimento de uma metodologia de análise. Esta hipótese, entretanto, deve ser testada para aplicação em casos reais e, caso não seja válida, incertezas nos atributos de outros blocos também devem ser consideradas como incertos e críticos.

De acordo com o trabalho de Correa (2002), transmissibilidades acima de 0,5 trazem resultados de perfis de produção muito semelhantes. O autor também testou transmissibilidades mais baixas, de 0,005 e 0,1, cujos resultados foram bastante diferentes daqueles com valores acima de 0,5. A Figura 6.2 e a Figura 6.3 mostram que também para o exemplo deste trabalho, as transmissibilidades de 0,5 e 1,0 das Falhas A e B têm respostas semelhantes, tanto em relação ao VPL quanto em relação ao NP.

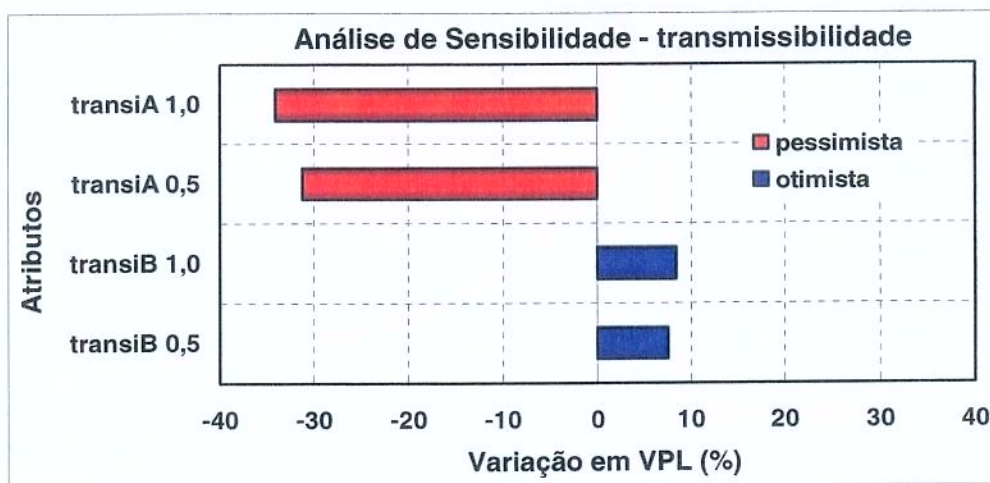


Figura 6.2: Análise de sensibilidade das transmissibilidades (variação em VPL).

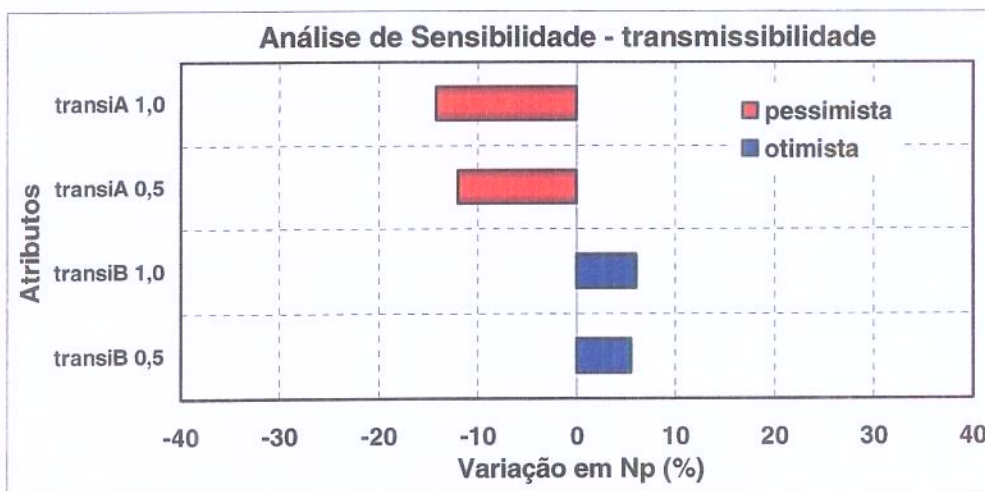


Figura 6.3: Análise de sensibilidade das transmissibilidades (variação em NP).

Observa-se que o aumento da transmissibilidade da Falha A prejudica o desempenho de produção do Bloco B, já que a depleção causada pela produção prévia do Bloco A faz migrar parte dos fluidos do Bloco B. O contrário ocorre com o aumento da transmissibilidade da Falha B, quando se nota aumento de produção no Bloco B, causado pela migração de fluidos do Bloco C, cujo início de produção se dá dois anos mais tarde.

Devido aos resultados semelhantes, adotou-se apenas um nível de variabilidade para as duas falhas (A e B), com o valor de 1,0. A Figura 6.4 e a Figura 6.5 mostram as análises de sensibilidade finais, em relação ao VPL e ao NP, respectivamente.

É importante observar que a análise de sensibilidade tem como funções-objetivo, o desempenho técnico-econômico apenas do Bloco B. Isto está sendo feito neste trabalho pois o objetivo era o de escolher os atributos críticos para o desempenho do Bloco B. Entretanto, a análise de desempenho para construir a curva de risco deve ser feita considerando-se o desempenho de todo o reservatório, porque a viabilidade econômica de um campo que é composto de vários módulos deve ser sempre a da concessão como um todo.

A partir da análise de sensibilidade, foram feitas a redistribuição de probabilidades dos atributos transiA e transiB e a incorporação das incertezas dos atributos poro e K_h pelo atributo ntg. Os atributos de incerteza K_z/K_h e cpor não foram considerados como críticos.

A Tabela 6.1 e a Tabela 6.2 trazem respectivamente os valores e as probabilidades dos níveis dos atributos considerados como críticos, após os processos de análise de sensibilidade, redistribuição de probabilidades e incorporação de incertezas.

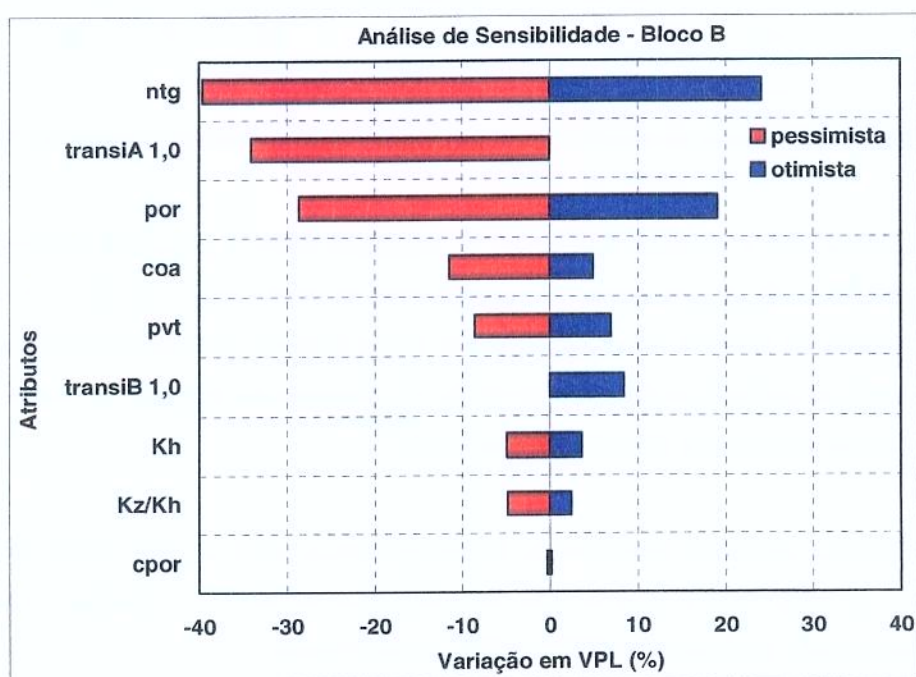


Figura 6.4: Análise de sensibilidade dos atributos de incerteza (variação em VPL).

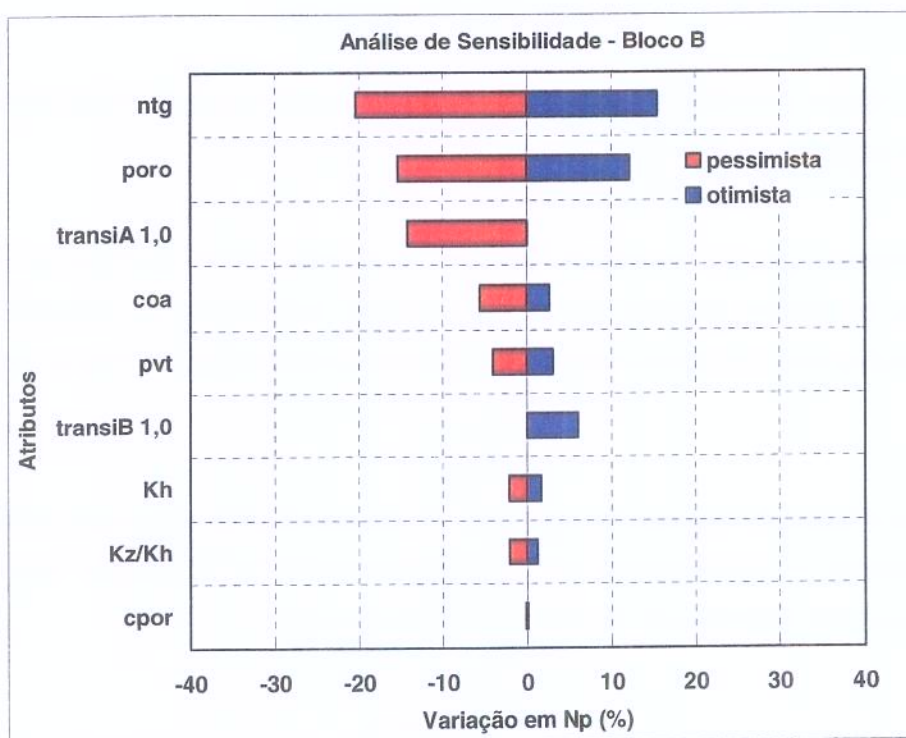


Figura 6.5: Análise de sensibilidade dos atributos de incerteza (variação em NP).

Tabela 6.1: Valores dos atributos dos níveis dos atributos críticos.

atributo	descrição	nível otimista	nível provável	nível pessimista
ntg	espessura porosa	x 1,27	x 1	x 0,73
coa (m)	contato óleo água - sul do Bloco B	3200	3167	3134
pvt	tipo de óleo - sul do Bloco B	30 °API	22 °API	18 °API
transiA	transmissibilidade da Falha A	**	zero	1,0
transiB	transmissibilidade da Falha B	1,0	zero	**

Tabela 6.2: Probabilidades de ocorrência dos níveis dos atributos críticos.

atributo	nível otimista	nível provável	nível pessimista
ntg	20%	60%	20%
coa	20%	60%	20%
pvt	20%	60%	20%
transiA	**	60%	40%
transiB	40%	60%	**

Com a definição destes cinco atributos críticos, sendo 3 deles com 3 níveis e 2 atributos com 2 níveis, o número total de modelos da árvore de derivação é de 108 ($3^3 \times 2^2$).

6.2.1 Cenários possíveis com a estratégia do modelo base

Os cenários possíveis para cada bloco (A, B e C), resultantes da árvore de derivação, são mostrados na Figura 6.6, Figura 6.7 e Figura 6.8.

Percebe-se que para os Blocos A e C, que não são objetos principais da análise de incertezas, os cenários possíveis não mostram variação significativa. As diferenças entre os resultados para estes dois blocos são devido às transmissibilidades entre os blocos com o Bloco B.

Uma observação importante é que como os atributos incertos apresentam influência nos blocos vizinhos, a função-objetivo para escolha de alternativas (informação, estratégia etc.) devem considerar o desempenho do reservatório como um todo.

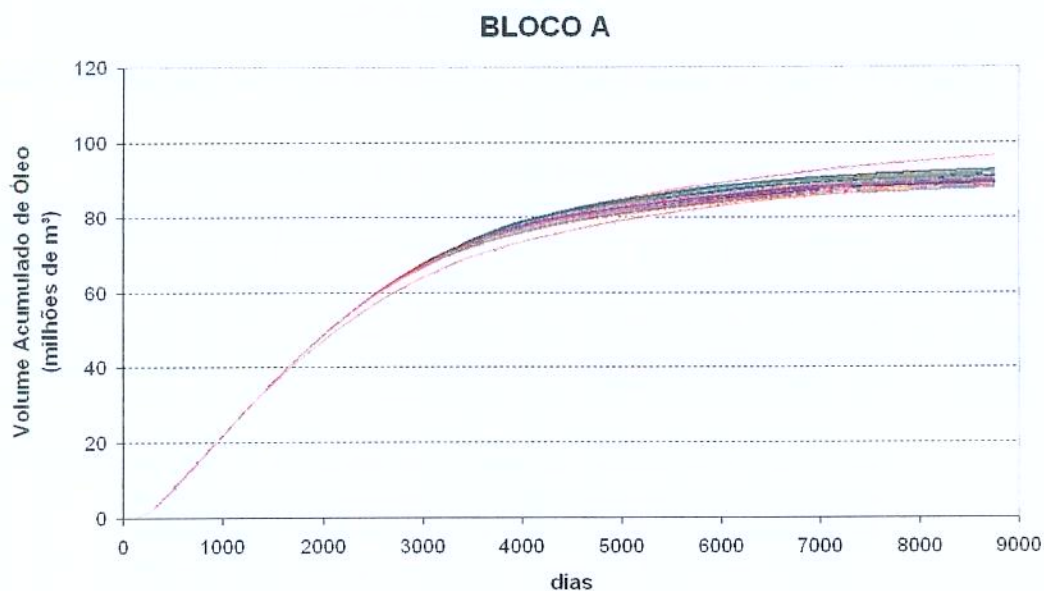


Figura 6.6: Cenários possíveis para o Bloco A, com a estratégia do modelo base.

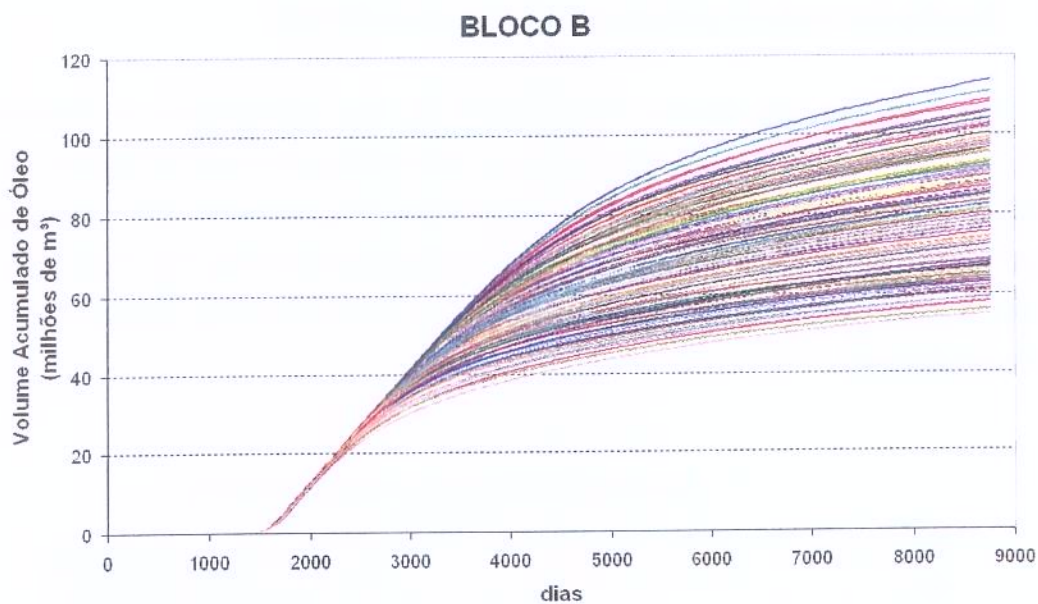


Figura 6.7: Cenários possíveis para o Bloco B, com a estratégia do modelo base.

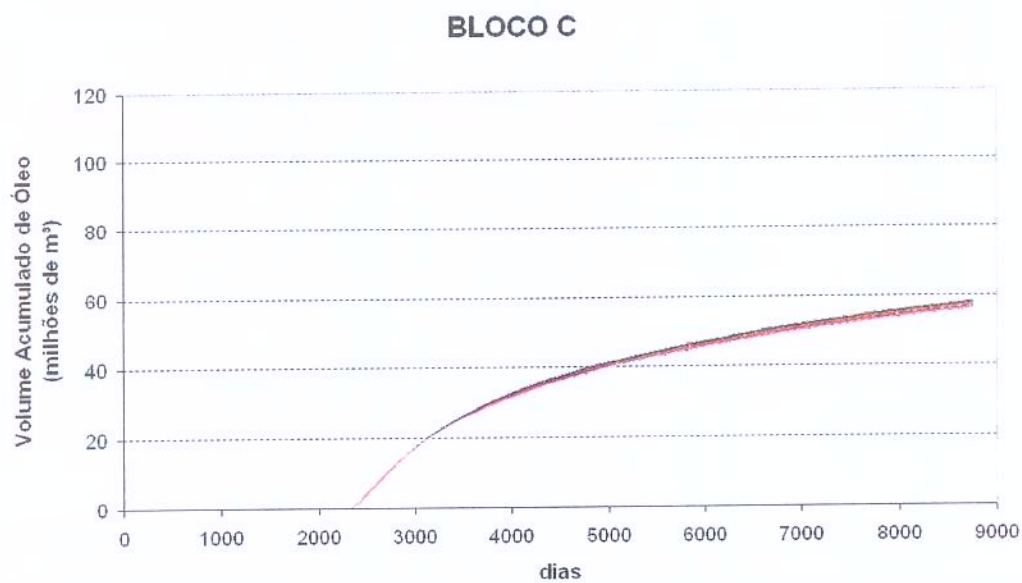


Figura 6.8: Cenários possíveis para o Bloco C, com a estratégia do modelo base.

6.3 Escolha dos modelos geológicos representativos (MGR)

A escolha dos sete modelos representativos foi feita principalmente analisando-se a distribuição dos modelos no gráfico da Figura 6.9, mas também observando as distribuições dos modelos nos gráficos da Figura 6.10 e da Figura 6.11 (pontos circulados em azul). Procuraram-se modelos que representassem bem a diversidade em termos de resposta em VPL, FRO, Wp e Np. Dentre as escolhas, tiveram prioridade os modelos com as probabilidades maiores (pontos em verde, nos gráficos).

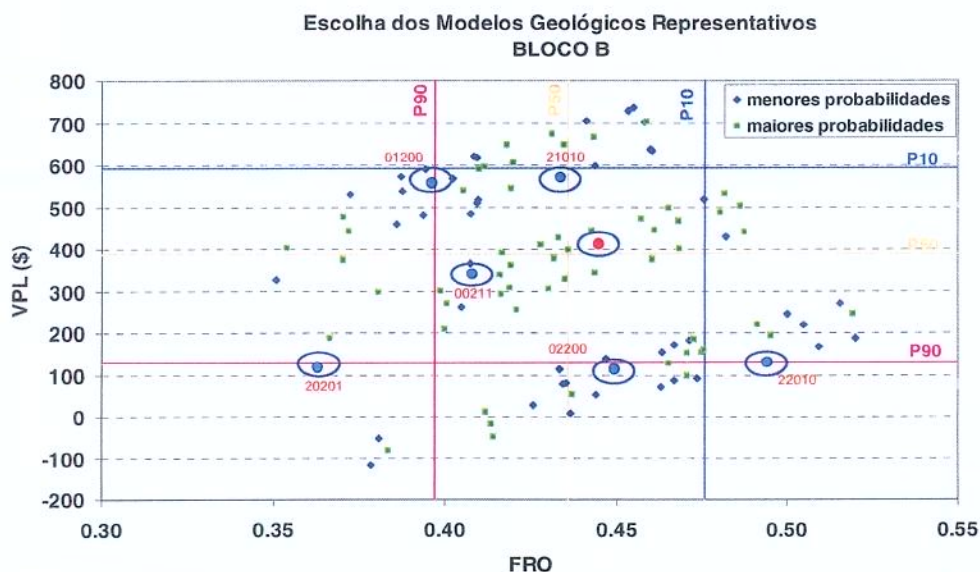


Figura 6.9: Gráfico de VPL x FRO dos 108 modelos simulados com a estratégia do modelo base.

O critério utilizado para a análise de sensibilidade, em cuja etapa foram escolhidos os atributos críticos, foi utilizado também para escolha dos modelos representativos. Por não serem objetos principais da análise de incertezas, os cenários possíveis dos Blocos A e C não apresentam variação significativa, portanto apenas o Bloco B foi contemplado na etapa da escolha dos MGR.

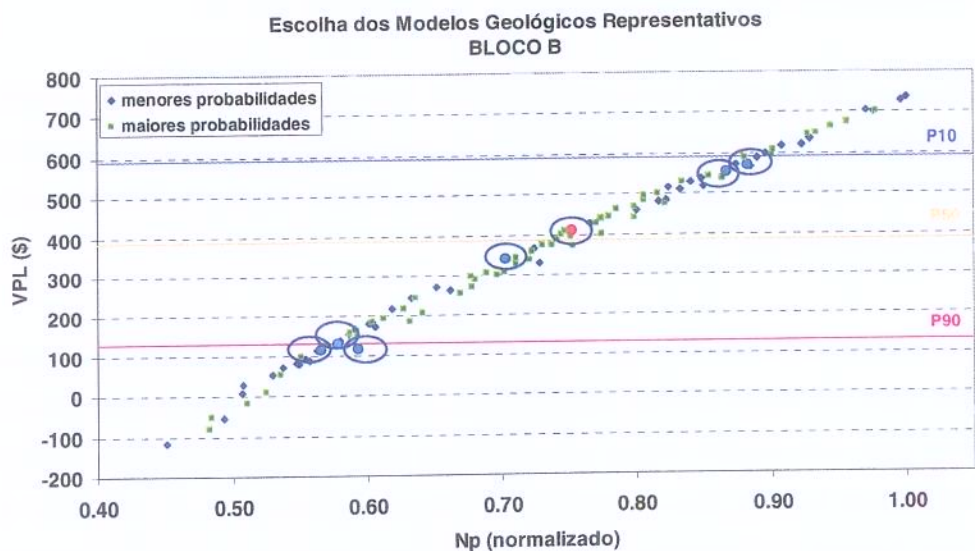


Figura 6.10: Gráfico de VPL x Np dos 108 modelos simulados com a estratégia do modelo base.

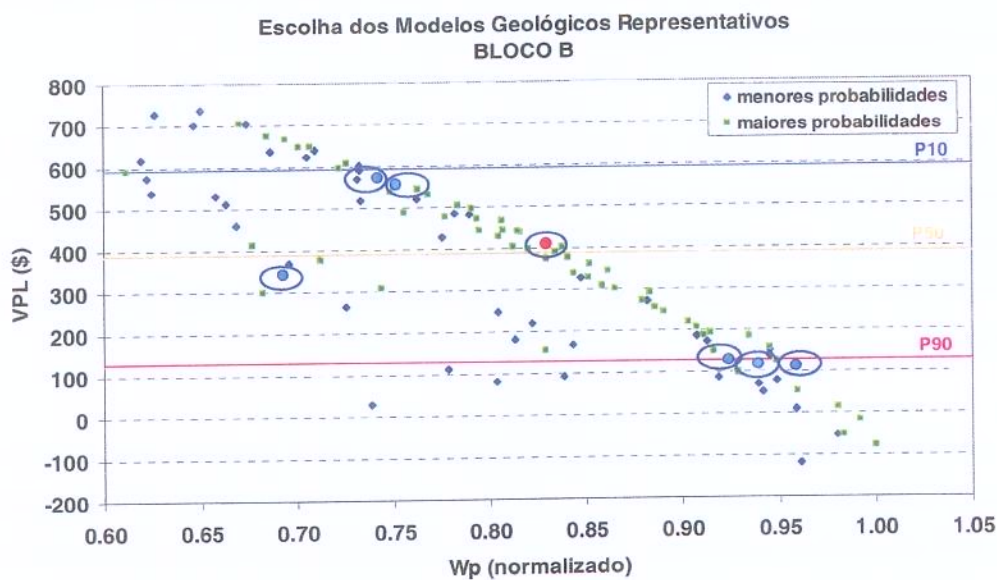


Figura 6.11: Gráfico de VPL x Wp dos 108 modelos simulados com a estratégia do modelo base.

6.4 Otimização dos modelos geológicos representativos (MGR)

Todos os 108 modelos foram simulados com uma única estratégia – a do modelo base otimizado. Na maioria das vezes, quando se modificam os valores de alguns parâmetros, que no caso são os 5 atributos críticos, a estratégia única utilizada já não é adequada, por isso a otimização das estratégias é necessária.

A otimização de cada estratégia seguiu os critérios de manutenção de pressão através da injeção de água, o controle do BSW e do RGO para poço e grupo, a adequação da capacidade da plataforma para cada modelo. Enfim, buscou-se para cada estratégia, a produção acumulada de óleo maximizada de cada poço produtor e de cada grupo. Para tanto, foi necessário alterar a quantidade de poços e/ou modificar as locações de alguns poços, sem, no entanto, modificar os parâmetros de operação destes.

Para a aplicação deste trabalho, considerou-se que a aquisição das informações para eliminar e/ou diminuir as incertezas dos 5 atributos críticos implica em um atraso de 1 ano no cronograma de implantação do projeto do Bloco B. Isso significa que a decisão de definir a melhor estratégia de produção foi flexibilizada em 1 ano.

Para simular a situação de atraso no cronograma de implantação do Bloco B, as otimizações das estratégias de cada MGR escolhido foram feitas novamente, agora com a defasagem de 1 ano. Em relação à primeira otimização, a segunda otimização é mais simples que a primeira, pois não há modificações significantes nos cenários além do tempo de produção maior do Bloco A.

Ao todo, foram otimizadas 7 estratégias de produção, sendo que cada uma delas teve que ser novamente otimizada com o atraso no cronograma de implantação em um ano. Portanto foram feitas 1512 simulações ($7\text{estratégias} \times 2\text{cronogramas} \times 108$). O interessante desta metodologia é que se pode aumentar a quantidade de estratégias otimizadas a depender do tempo disponível para o estudo.

6.5 Montagem dos grupos para cada árvore de decisão

6.5.1 Grupos da árvore de derivação (sem aquisição de informações).

Para o cenário de não aquisição de informações para o exemplo, a árvore de derivação (Figura 6.12) não se transforma em árvore de decisão, já que nenhuma incerteza será eliminada. Neste caso só existe 1 grupo.

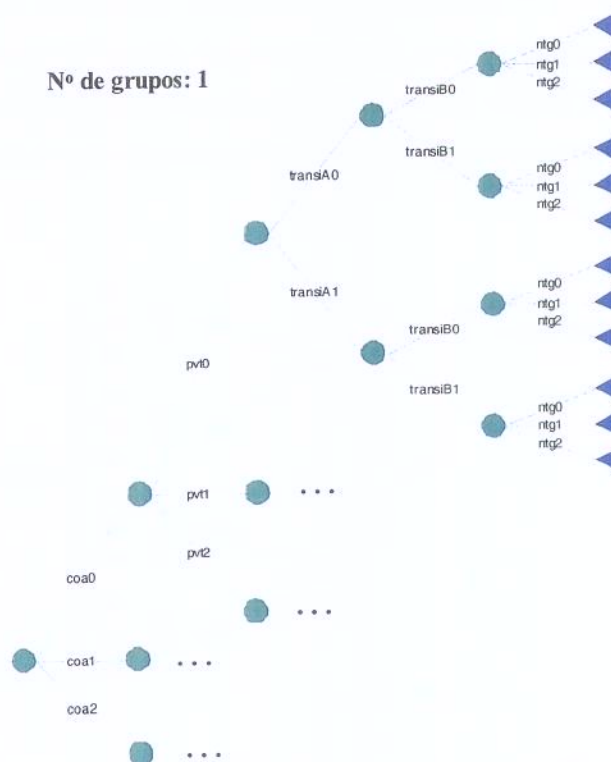


Figura 6.12: Árvore de derivação para cálculo do VME sem informação adicional.

6.5.2 Grupos da árvore de decisão (com aquisição de informações).

Foram analisados três cenários diferentes de eliminação e diminuição de incertezas. A incerteza do atributo *ntg* foi considerada como sendo a mais difícil de ser eliminada pela natural impossibilidade de se conhecer todos os pontos dos parâmetros petrofísicos. Portanto, os níveis do atributo *ntg* foram colocados nos extremos dos ramos das árvores de decisão.

- Cenário 1: considera a eliminação das incertezas coa e pvt, através da perfuração de um poço ao sul do Bloco B; formam-se 9 grupos (Figura 6.13);
- Cenário 2: soma o cenário do item anterior (a) com a eliminação da incerteza transiA, através da produção do Bloco A e da tomada de pressão nos dois poços do Bloco B; formam-se 18 grupos (Figura 6.14);
- Cenário 3: acumula os cenários dos itens anteriores (a e b) com a eliminação da incerteza transiB, através da produção do Bloco C (projeto piloto) e/ou da tomada de pressão no poço do Bloco C e a diminuição da incerteza do atributo ntg através de um estudo de caracterização geológica com detalhamento por fácies; formam-se 72 grupos (Figura 6.15); o custo do projeto piloto do Bloco C não será considerado para o cálculo do VDF, apenas a espera pelo início de sua produção e o custo da tomada de pressão do poço serão considerados.

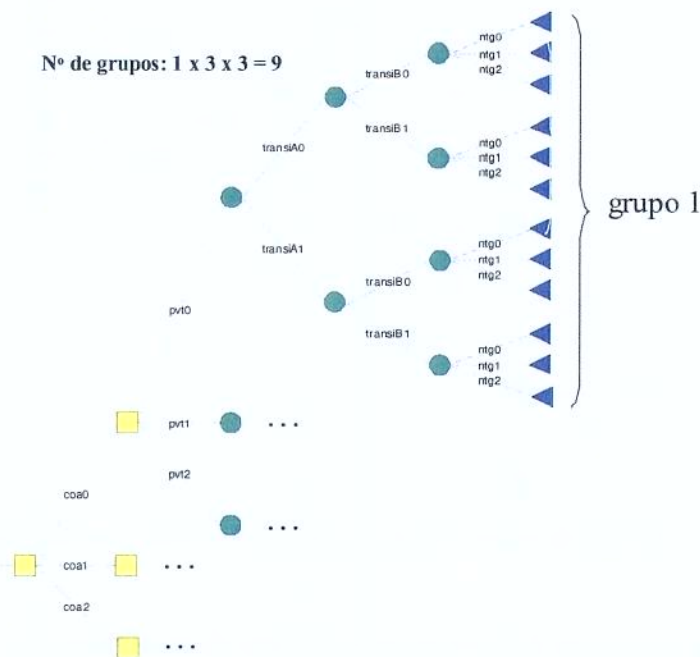


Figura 6.13: Árvore de decisão para cálculo do VME com informação completa para dois atributos.

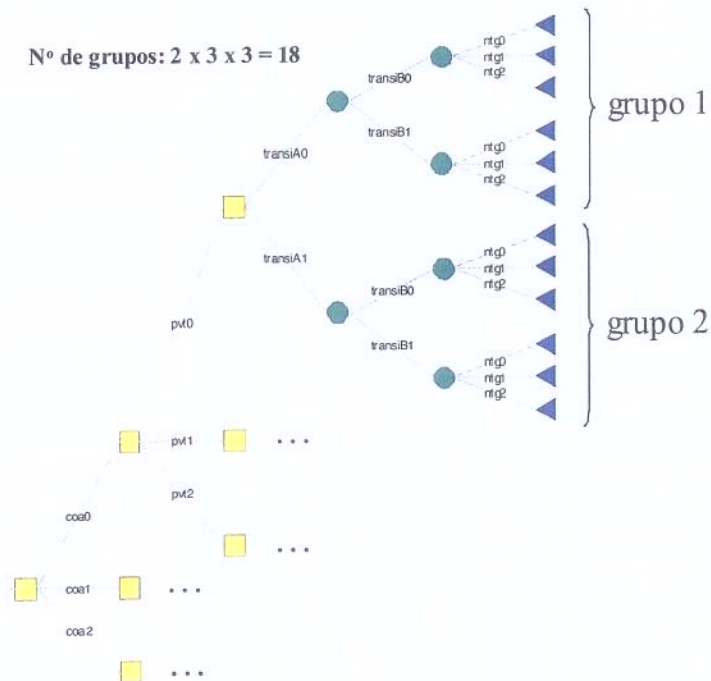


Figura 6.14: Árvore de decisão para cálculo do VME com informação completa para três atributos.

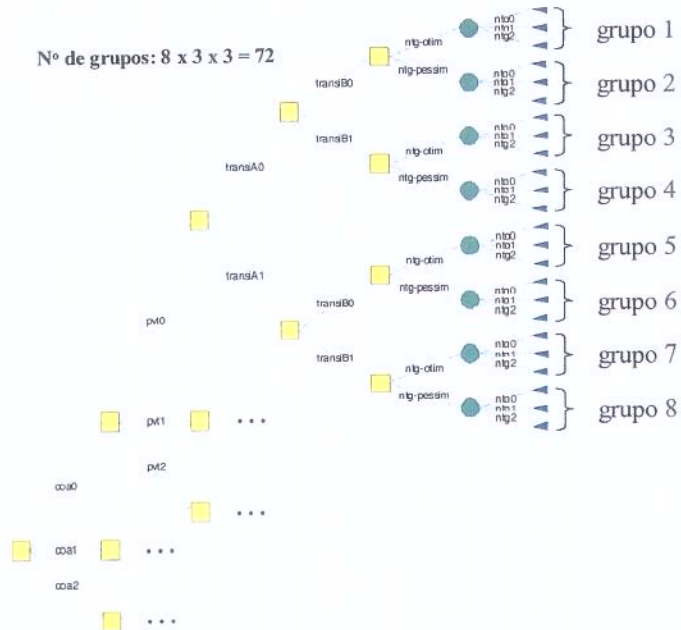


Figura 6.15: Árvore de decisão para cálculo do VME com informação completa para quatro atributos e incompleta para um atributo.

Para o Cenário 3 (Figura 6.15), as probabilidades dos ramos otimista e pessimista da informação incompleta (*ntg*) constam da Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Probabilidades para a informação incompleta do Cenário 3.

atributo	ramo otimista		ramo pessimista	
	nível otimista	nível provável	nível pessimista	nível provável
ntg	40%	60%	40%	60%

6.6 Montagem das curvas de risco dos cenários

Como citado anteriormente, na montagem das curvas de risco, todos os blocos do campo devem compor os cálculos devido à interação entre os blocos. E mesmo que a análise de risco refira-se a apenas uma parte do campo, o resultado econômico analisado deve contemplar o campo como um todo.

6.6.1 Curvas de risco dos cenários sem informações adicionais.

A Figura 6.16 mostra as curvas de risco dos cenários sem informações adicionais, as quais foram obtidas a partir da simulação dos modelos para a estratégia otimizada para cada modelo geológico representativo escolhido.

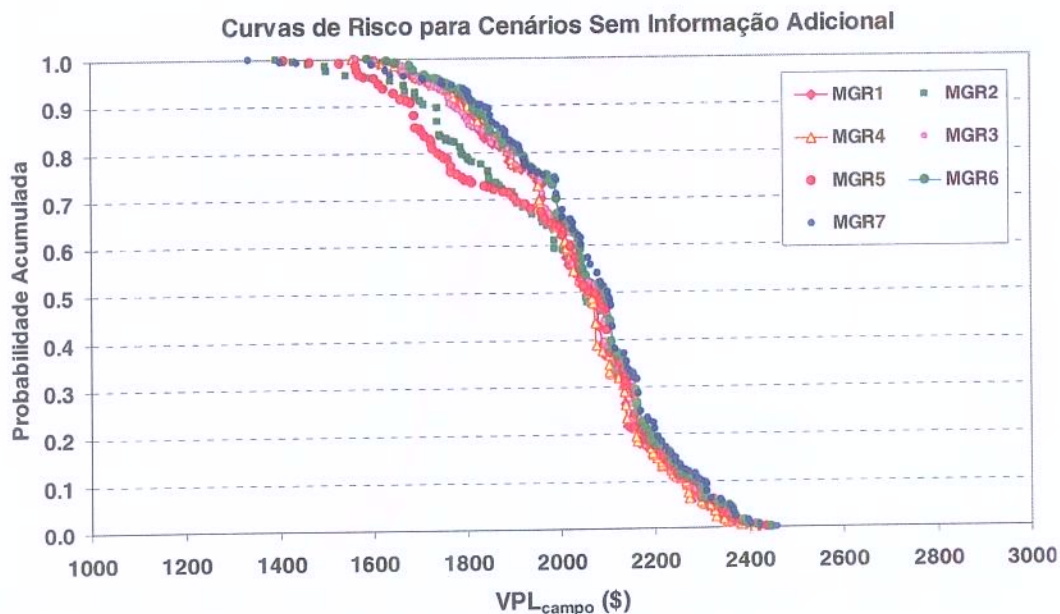


Figura 6.16: Gráfico com as curvas de risco dos cenários sem informação adicional, com a estratégia otimizada para cada MGR escolhido.

6.6.2 Curvas de risco dos cenários com informações adicionais.

O gráfico da Figura 6.17 mostra uma comparação entre uma curva de risco de cenário sem informação e uma curva de risco de cenário com informação adicional, montada com os maiores VME por grupo. Na curva com várias cores, cada cor representa a participação de uma estratégia diferente para cada grupo. Apenas observando o formato das curvas, percebe-se que, mesmo não trazendo benefícios em termos de VME, as informações trazem uma diminuição significativa do risco.

A Figura 6.18 traz as curvas de risco dos cenários com informação adicional. Observa-se que em alguns casos, a mudança de estratégia não traz modificações significativas quanto ao risco, sendo maiores as diferenças para valores de menor VPL (entre P50 e P100).

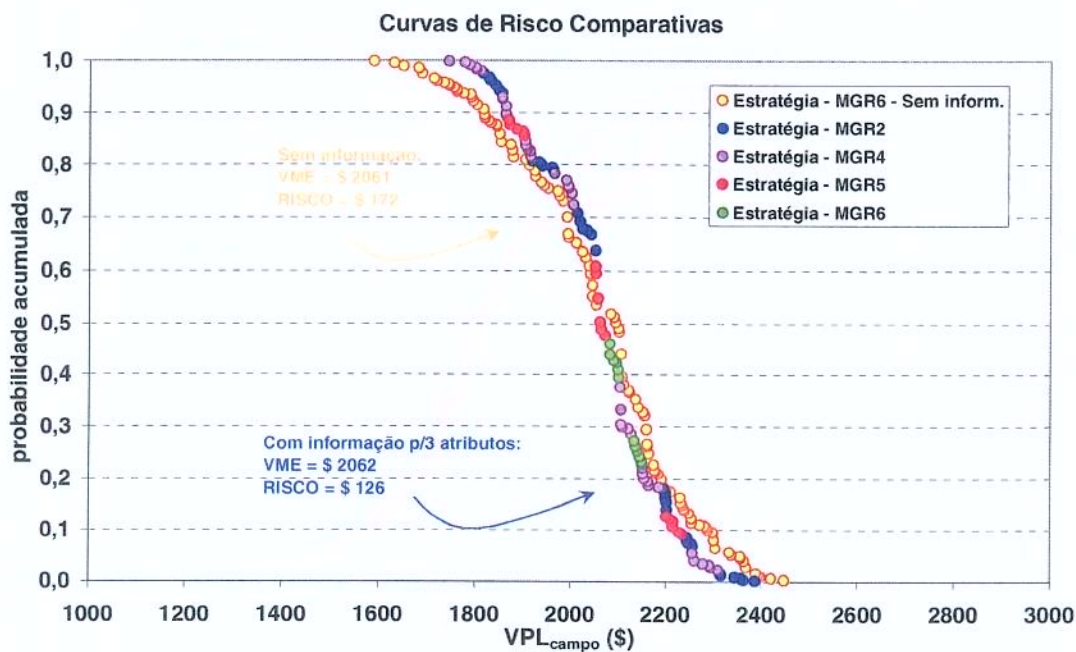


Figura 6.17: Exemplo de montagem da curva de risco de um cenário com aquisição de informações, comparado a de um cenário sem informação adicional.

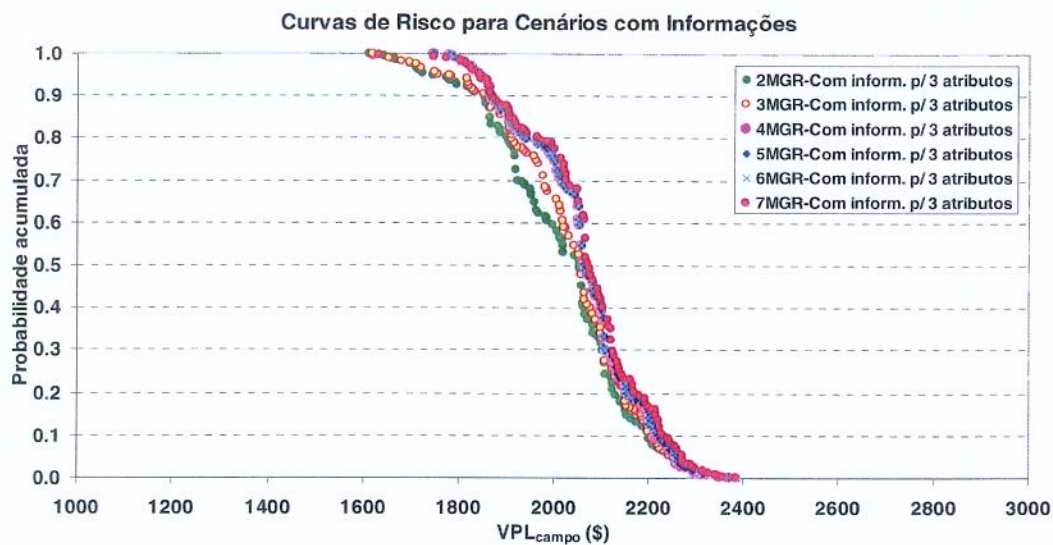


Figura 6.18: Gráfico com as curvas de risco dos cenários com informação.

A Figura 6.19 é o resultado do cálculo dos VME para os 3 cenários analisados, em função do aumento da quantidade de estratégias otimizadas dos MGR selecionados. O VME é sempre crescente com o número de atributos completos e com o número de estratégias otimizadas, ou seja, o valor da flexibilização e informação tem a tendência de crescimento com o grau de sofisticação do processo empregado. Isso já tinha sido observado por Xavier (2004) e pode ser explicado pelo fato de que quanto mais apurado é o processo de otimização de estratégia e número de MGR (ou número de estratégias), mais valor se consegue da informação ou flexibilização. Isso é um resultado importante porque mostra que um processo aproximado (ou grosseiro), pode ser utilizado como limitante inferior do VDI e VDF.

Para o exemplo de aplicação, percebe-se a necessidade de considerar pelo menos 4 estratégias diferentes. Também na Figura 6.19, percebe-se que a aquisição da 4ª informação completa e da 5ª informação incompleta (curva azul) não traria benefícios ao valor do projeto.

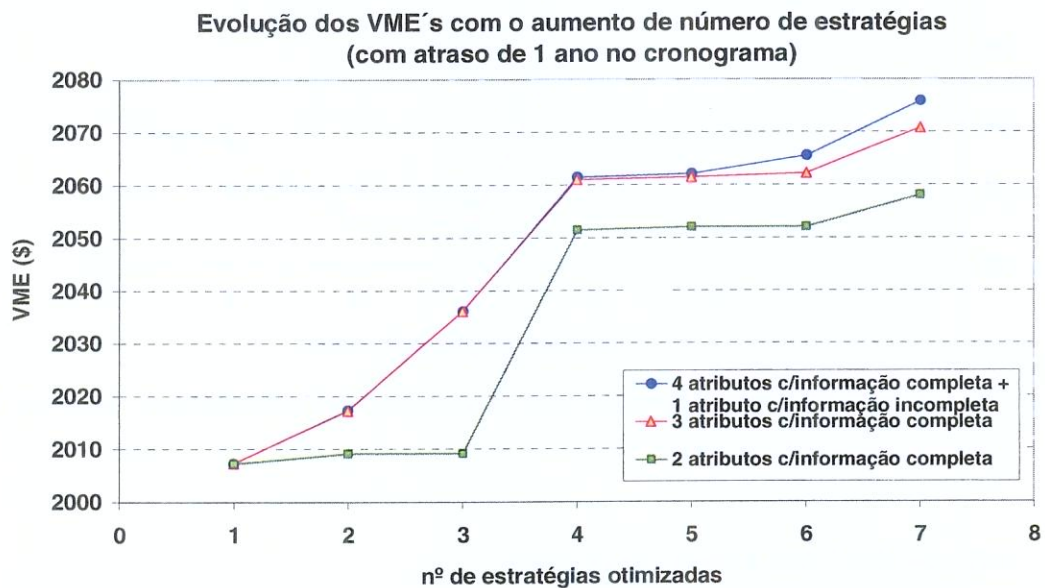


Figura 6.19: Evolução do VME com o aumento das estratégias e aumento dos atributos com informação.

A Figura 6.20 mostra que a evolução dos valores de risco, calculados pela medida de desvio-padrão, não segue a mesma lógica do VME. De fato, os valores de risco dependem principalmente da amplitude dos valores de VME. Portanto, mesmo que os valores dos VPL parciais se tornem maiores de uma curva para outra e, portanto os valores do VME desta curva, o risco pode se tornar maior devido ao aumento de amplitude da curva de risco.

Devido às características de evolução do risco, que como exposto não é linear, não se pode afirmar que o cenário com o maior VME é a melhor opção.

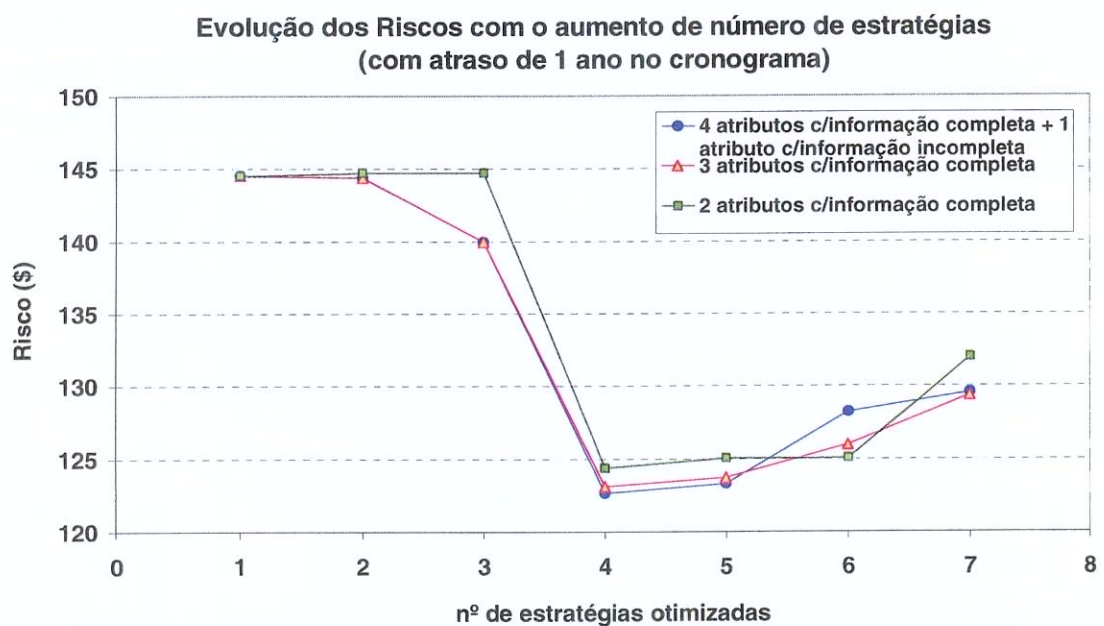


Figura 6.20: Evolução do risco com o aumento das estratégias e aumento dos atributos com informação.

6.7 Cálculos dos VME e risco dos cenários

A partir das curvas de risco obtidas para os cenários sem informações adicionais e com informações adicionais, foram calculados os VME e risco. A Tabela 6.4 traz o resumo dos

valores resultantes de risco e VME efetivo, que desconta o valor do custo da aquisição das informações.

Tabela 6.4: Valores de VME efetivo e desvio-padrão para todos os cenários.

Alternativa	VME bruto (\$)	Desvio-padrão (\$)	Custo da aquisição (\$)	VMEEfetivo (\$)
Sem inform1	2035	172	0	2035
Sem inform2	2010	216	0	2010
Sem inform3	2042	177	0	2042
Sem inform4	2034	168	0	2034
Sem inform5	2004	225	0	2004
Sem inform6	2061	172	0	2061
Sem inform7	2065	183	0	2065
7 MGR - 2 atr. compl.	2058	132	10	2048
7 MGR - 3 atr. compl.	2071	129	10.5	2060
7 MGR - 4 atr compl+1incompl	2076	130	12.5	2063
6 MGR - 2 atr. compl.	2052	125	10	2042
6 MGR - 3 atr. compl.	2062	126	10.5	2052
6 MGR - 4 atr compl+1incompl	2065	128	12.5	2053
5 MGR - 2 atr. compl.	2052	125	10	2042
5 MGR - 3 atr. compl.	2061	124	10.5	2051
5 MGR - 4 atr compl+1incompl	2062	123	12.5	2050
4 MGR - 2 atr. compl.	2051	124	10	2041
4 MGR - 3 atr. compl.	2061	123	10.5	2050
4 MGR - 4 atr compl+1incompl	2061	123	12.5	2049
3 MGR - 2 atr. compl.	2009	145	10	1999
3 MGR - 3 atr. compl.	2036	140	10.5	2025
3 MGR - 4 atr compl+1incompl	2036	140	12.5	2023
2 MGR - 2 atr. compl.	2009	145	10	1999
2 MGR - 3 atr. compl.	2017	144	10.5	2007
2 MGR - 4 atr compl+1incompl	2017	144	12.5	2005

6.8 Análise de decisão

6.8.1 Método do VME

Por este método, o cenário com o maior VME é o escolhido. Com os resultados da Tabela 6.4, o decisor teria três opções muito próximas: (1) não obter informações, conforme a alternativa “Sem informação MGR7” e VME de \$ 2065; (2) investir em obter informações para mais de quatro incertezas com VME de \$ 2063 ou (3) obter informações para 3 incertezas com VME de \$ 2060. As três alternativas são praticamente iguais considerando-se a margem de erro do processo.

Percebe-se, então, a necessidade de analisar os resultados considerando-se outro(s) parâmetro(s) além do VME.

6.8.2 Método do Risco vs Retorno.

O Método do Risco vs Retorno pode ser utilizado para comparar os vários projetos de uma carteira de projetos. Na presente análise, cada alternativa possível de um mesmo projeto é considerada como um projeto distinto. No exemplo da Figura 6.21 o risco de cada alternativa foi calculado pela fórmula do desvio-padrão (Equações 2.8 e 2.9) dos VME dos cenários possíveis. Na Figura 6.22 o risco foi calculado pela fórmula do coeficiente de variação (Equação 2.7). Como os VME das alternativas têm valores no mesmo patamar, as duas figuras mostram resultados muito semelhantes, indicando que neste caso os resultados independem da metodologia adotada para o cálculo de risco. Baseado na Teoria da Utilidade e complementando os dois gráficos, foram desenhadas a fronteira eficiente (curva preta) e também duas curvas esquemáticas de iso-utilidade - a curva vermelha representando a tendência de um decisor avesso ao risco e a curva azul representando a tendência de um decisor tolerante ao risco.

Ambas as figuras mostram que a postura do decisor diante do risco influi na escolha do melhor cenário. No exemplo, o decisor tolerante ao risco poderia optar tanto por implantar o projeto sem as informações adicionais quanto por adquirir informações para diminuir as incertezas de cinco atributos. Já o decisor avesso ao risco optaria por adquirir novas informações, mesmo que isso implicasse em atraso na implantação do projeto. Observa-se ainda que a escolha do modelo sem flexibilização e informação só acontece para o caso em que a curva de iso-utilidade é praticamente horizontal, ou seja, uma pequena aversão ao risco já indica que a aquisição de informações através da flexibilização do cronograma de implantação é a melhor opção. Considerando este fato e os resultados e discussão relativos à Figura 6.19, pode-se afirmar que, neste exemplo, a opção pela informação e flexibilização é aconselhável.

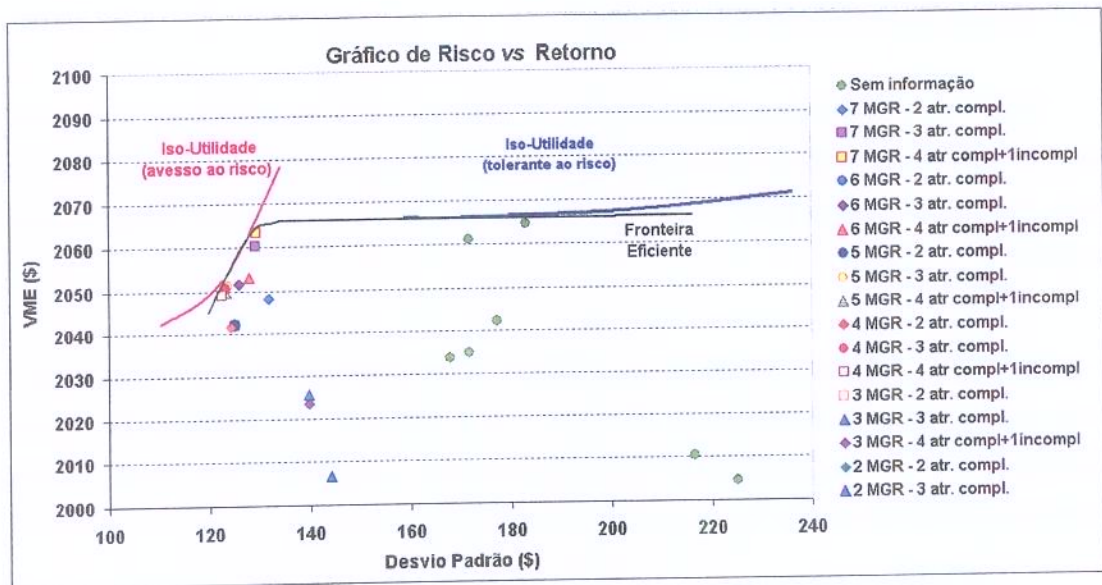


Figura 6.21: Análise de decisão do tipo RISCO vs RETORNO – risco calculado por desvio-padrão.

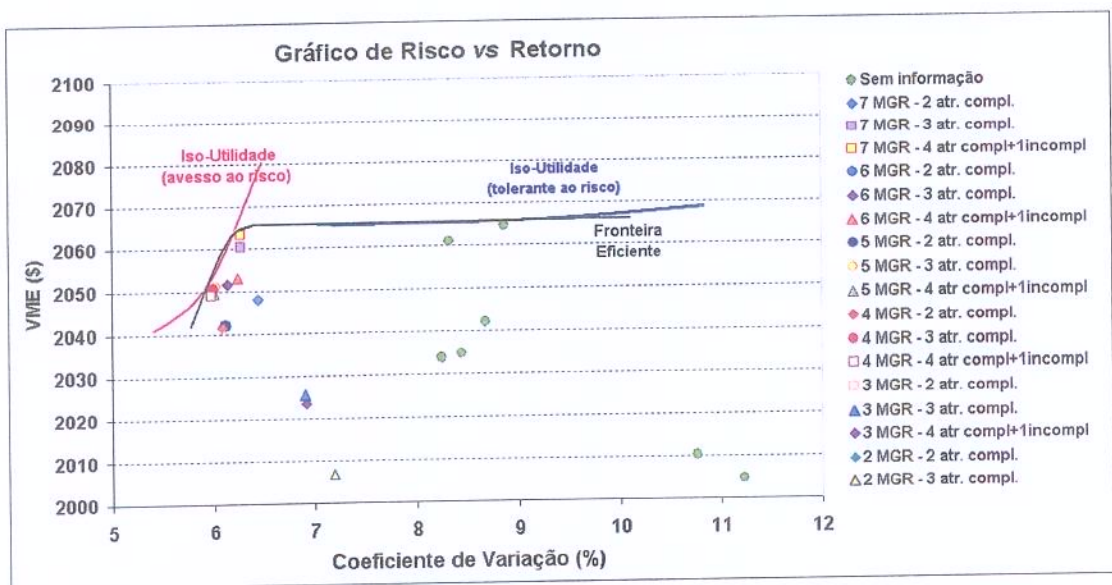


Figura 6.22: Análise de decisão do tipo RISCO vs RETORNO – risco calculado por coeficiente de variação.

6.9 Análise de sensibilidade econômica

Para esta análise, foram escolhidas apenas as cinco estratégias otimizadas que apresentaram maior influência nos cenários com informação, e considerou-se apenas uma alternativa única para todos os pares de pontos (TMA vs preço de óleo): aquisição de informação completa para 3 atributos.

A Figura 6.23 mostra o resultado da análise de sensibilidade econômica com o cálculo do risco pela fórmula do desvio-padrão (Equações 2.8 e 2.9), que é uma medida de dispersão absoluta. Os pontos circulares referem-se a alternativas com informação⁹, e os pontos quadrados referem-se a alternativas sem informação. Neste gráfico observa-se que:

- a) Quanto maior o retorno (VME) maior também é o risco (desvio-padrão), que é um resultado coerente visto que o desvio-padrão é um valor absoluto em relação ao próprio valor do VME;
- b) Os cenários com informações adicionais sempre apresentam valores de risco menores do que os dos cenários sem informação adicional, mas têm valores de VME semelhantes;
- c) Para situações de preço de óleo mais baixo, os valores de VME e risco dos cenários com informações adicionais são mais atrativos em relação aos dos cenários sem informações adicionais;

⁹ Informação completa para 3 atributos críticos: tipo de óleo e contato óleo água ao sul do Bloco B e transmissibilidade da Falha A.

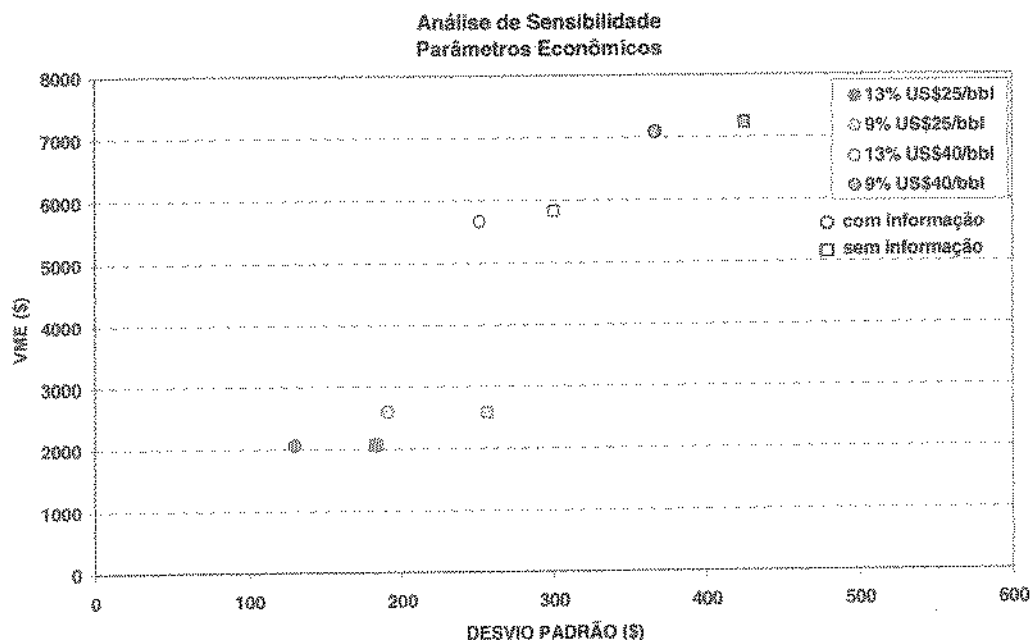


Figura 6.23: Análise de sensibilidade dos parâmetros econômicos – risco calculado pelo desvio-padrão.

Como os VME das alternativas têm valores bastante diferentes, calculou-se o risco também pela fórmula do coeficiente de variação (Equação 2.7), que é uma medida de dispersão relativa. A Figura 6.24 mostra algumas diferenças nos resultados:

- a) Com a normalização do risco, as alternativas que apresentam os maiores retornos têm os menores riscos; tais alternativas têm em comum o preço de óleo maior (US\$ 40/barril); este resultado indica que os riscos relativos dos projetos são menores em cenários econômicos de preços mais altos;
- b) A diferença entre os riscos sem informação e com informação ficou maior para as alternativas de preço de óleo mais baixo; este resultado indica que mitigar o risco através da aquisição de informações tem mais valor em cenário de óleo com preço mais baixo.

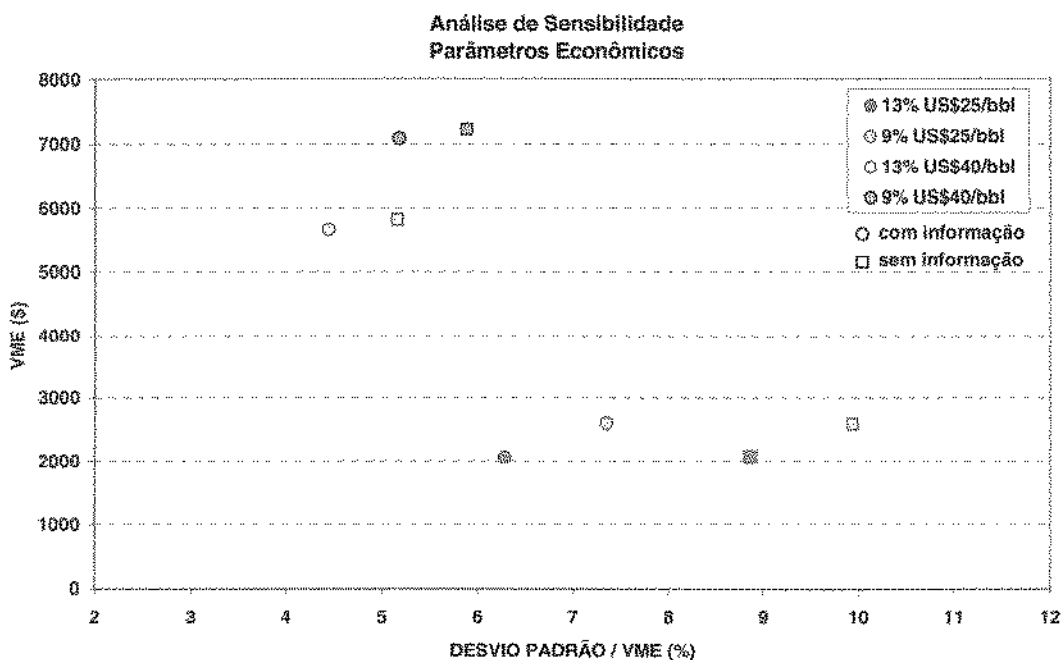


Figura 6.24: Análise de sensibilidade dos parâmetros econômicos – risco calculado pelo coeficiente de variação.

A conclusão mais importante da análise acima é que, para qualquer cenário econômico considerado, o decisor teria diante de si respostas relativas aos cenários sem e com informação muito semelhantes. Portanto, a decisão escolhida provavelmente seria a mesma em qualquer dos cenários analisados.

6.10 Discussão dos resultados

Independente das técnicas de análise de incertezas e risco e de cálculo de valor de informações disponíveis, a escolha de uma alternativa de projeto sempre terá que ser realizada sob um ponto de vista particular de um decisor. Têm influência nesta decisão, a experiência e o conhecimento técnico deste indivíduo, o ambiente político e empresarial vigente e também a sua própria natureza humana. No entanto, as ferramentas técnicas podem e devem subsidiar tais decisões. O objetivo principal deste trabalho foi demonstrar técnicas viáveis que podem auxiliar o

decisor em momentos críticos da implantação de projetos. Particularmente para este trabalho, foi analisada a influência de atributos incertos de reservatório no processo de decisão.

Alguns aspectos deste trabalho devem ser salientados. Em termos de informática, estudos deste tipo demandam grande esforço de processamento computacional. Sem a simulação paralela (com processadores de elevada capacidade) e sem os programas de análises de incertezas e risco, a conclusão do trabalho torna-se inviável a curto e a médio prazo. O aspecto positivo é que se a metodologia se mostrou aplicável em modelos de fluxo grandes (com grande número de blocos na malha de simulação como é o caso deste trabalho), para casos de pequeno e médio porte, as facilidades provavelmente serão maiores.

No estudo de um campo desenvolvido por módulos, alguns cuidados são relevantes:

- a) Se há possibilidade de migração de fluidos de um bloco para outro, as etapas de análise econômica devem considerar o campo como um todo. Se por exemplo o perfil de produção de um bloco torna-se menor devido ao fluxo de óleo para o outro bloco, piorando o retorno da alternativa, em contrapartida o bloco que recebeu mais óleo terá um retorno maior. Tais variações devem ser computadas e a melhor forma é considerar o retorno financeiro do campo como um todo;
- b) A definição de onde (em que parte do modelo) os atributos incertos devem ser considerados é bastante importante. A existência de incertezas em blocos vizinhos com impacto no bloco em análise deve ser considerada. Além disso, se os níveis de incerteza em um determinado atributo são diferentes para os diferentes blocos, o atributo pode ser tratado separadamente.

De acordo com a característica apresentada na Figura 6.19, quando os VME das alternativas aumentam quanto mais otimizações de estratégia são feitas. O tempo disponível para execução da análise é determinante na definição da quantidade de MGR a escolher. Percebe-se que é necessário um número mínimo de estratégias otimizadas; caso contrário os VME calculados terão valores bastante conservadores. Pode-se realizar o processo de forma dinâmica pois a conclusão que o processo simplificado leva a resultados conservadores já pode ser

suficiente para a decisão; se não for, o processo pode ser melhorado. Por exemplo, no caso deste trabalho, poder-se-ia começar com um número de MGR limitado (por exemplo, 6 ou 7); como o resultado conservador já leva a decisão de adquirir informações com a flexibilização do cronograma de implantação (atraso na implantação do projeto do Bloco B), não há necessidade de maior sofisticação do processo. Se os VDI e VDF fossem muito ruins, poder-se-ia decidir pela não aquisição de informações e flexibilização e pelo desenvolvimento de uma só vez. Em caso de dúvida, e dependendo da importância do projeto, poder-se-ia continuar o processo de análise.

Em uma análise do tipo risco-retorno é bastante importante o critério escolhido para o cálculo do risco. O cálculo do retorno de um projeto já é corriqueiro nas análises de risco e em cálculos de valor da informação. No entanto, o cálculo do risco ainda não é usual para projetos de implantação. De acordo com os resultados apresentados nos itens 6.8.2 e 6.9, pode-se afirmar que em comparações de alternativas de valores de VME muito diferentes, é necessário calcular o risco por uma medida de dispersão relativa, tal como o coeficiente de variação.

A análise de sensibilidade econômica feita para este trabalho mostra que a relevância da aquisição de informações aumenta em cenários de preço de óleo mais baixo. A variação da TMA de 9% para 13% não levou a nenhuma conclusão visível. Provavelmente, se maior quantidade de TMA fossem pesquisados, poder-se-ia obter algumas conclusões.

No caso particular deste trabalho, pode-se chegar à conclusão que com ou sem informação, os VME não são muito diferentes e que o diferencial na decisão recai sobre as variações de risco, que são maiores. Contudo para casos gerais, é preciso salientar que para cada projeto o valor da informação e/ou valor da flexibilização tem sua relevância própria, que é determinada pelos atributos incertos considerados, pela TMA e pelo preço do óleo. Certamente para casos com atrasos no cronograma maiores do que um ano, mais informações podem ser obtidas mas o atraso no fluxo de caixa tende a resultar em valores de VME_{CI} significativamente menores.

A grande desvantagem do desenvolvimento por módulos é o atraso no fluxo de caixa e a grande vantagem é a possibilidade de aquisição de informações no período, melhorando a qualidade das decisões. Um item não tratado neste trabalho mas que pode ser importante, é que

além de informações de atributos, informações sobre uma possível grande mudança de cenário econômico (ou até político ou tecnológico) podem trazer benefícios para a defasagem. A metodologia neste caso é a mesma da que foi empregada no presente trabalho, mas demandaria um esforço computacional adicional devido à necessidade de otimização de estratégia para diferentes cenários econômicos.

Capítulo 7

Conclusões

As metodologias de cálculo de valor da flexibilização (VDF) e valor de informação (VOI) foram utilizadas neste trabalho para um reservatório de grande porte com o objetivo de analisar a alternativa do desenvolvimento por módulos (flexibilização) com defasagem de um ano, período em que se podem obter informações para subsidiar melhorar o desenvolvimento do campo. Após a aplicação da metodologia, pôde-se chegar às seguintes conclusões:

- A metodologia é aplicável em modelos de fluxo grandes (com grande número de blocos na malha de simulação);
- A confiabilidade no cálculo do VDI/VDF aumenta com o número de simulações (número de MGR, processo de otimização, ...);
- Processos simplificados tendem a subestimar o VDI/VDF; para um cálculo preciso, é necessário um número mínimo de estratégias otimizadas; caso contrário os VME calculados terão valores bastante conservadores. Pode-se usar esta conclusão para desenvolver um processo dinâmico em que o grau de sofisticação do processo pode ir aumentando conforme a necessidade do projeto;
- Os VME dos cenários com informações adicionais é tanto maior quanto maior a quantidade de MGR analisados (Figura 6.19). Portanto, o VME calculado será sempre menor do que o

VME real porque dificilmente serão otimizadas todas as estratégias, de todos os modelos possíveis. Pode-se usar processos simplificados com valores conservadores de cálculo de VDI e VDF, concordando com resultados obtidos por Xavier (2004);

- Nas tomadas de decisão, é aconselhável considerar outras funções-objetivo além do VME, principalmente uma medida de risco;
- Para projetos em campos grandes, com mais de um bloco e possível comunicação, as etapas de análise econômica devem considerar o campo como um todo. O retorno financeiro calculado deve ser o do campo e não a de um bloco em particular, devido à influência física de um bloco em outro;
- Em comparações de alternativas de valores de VME muito diferentes, é necessário calcular o risco por uma medida de dispersão relativa, tal como o coeficiente de variação;
- A relevância da aquisição de informações aumenta em cenários de preço de óleo mais baixo;
- A grande desvantagem do desenvolvimento por módulos é o atraso no fluxo de caixa e a grande vantagem é a possibilidade de aquisição de informações no período, melhorando a qualidade das decisões;
- A análise completa para cada cenário econômico pode trazer benefícios adicionais para o cálculo do VDI/VDF. A metodologia neste caso é a mesma da que foi empregada no presente trabalho e deveria ser feita desde a etapa inicial (Etapa 1), o que demandaria um esforço computacional adicional devido à necessidade de otimização de estratégia para os diferentes cenários econômicos.

Capítulo 8

Recomendações

Após a realização deste trabalho, pode-se ressaltar os seguintes itens como recomendações para trabalhos futuros:

- Automatização do processo de montagem das curvas de risco dos cenários com informação e os respectivos valores de VME e risco;
- Aprofundamento da análise sob o aspecto da Teoria da Utilidade;
- Aprofundamento da análise de sensibilidade econômica, em busca de uma correlação que permita encontrar a relevância da aquisição de informações em função da TMA e do preço do barril de óleo;
- Aplicação da metodologia em combinações de atributos de incerteza de tipos diferentes, tais como parâmetros de reservatórios, cronograma de início de produção e limitações operacionais.

Referências Bibliográficas

- Begg, S. e Bratvold, R. *The Value of Flexibility in Managing Uncertainty in Oil and Gas Investments*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., SPE 77586, Setembro - Outubro, 2002.
- Brealey, R. A. e Myers S. C. *Principles of Corporate Finance*. New York: McGraw-Hill, 1996, 998pp.
- Coopersmith, E. M. e Cunningham, P. C. *A Practical Approach to Evaluating the Value of Information and Real Option Decisions in the Upstream Petroleum Industry*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., SPE 77582, Setembro - Outubro, 2002.
- Correa, F. S., *Caracterização de Zona de Falhas: Exemplo de Afloramento na Bacia Sergipe-Alagoas*. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas, Brasil, 148pp, 2002.
- Costa, A. P. A., *Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo*. Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas, Brasil, 240pp, 2003.
- Costa, A. P. A. e Schiozer, D. J., *Risk Analysis Applied to the Appraisal Phase of Petroleum Field*. Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, Nov. 2002.
- Demirmen, F., *Subsurface Appraisal: The Road from Reservoir Uncertainty to Better Economics*. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, U.S.A., SPE 68603, Abril, 2001.

Dezen, F., Morooka, C. K., *Real Options Applied to Selection of Technological Alternative for Offshore Oilfield Development*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., SPE 77587, Outubro, 2002.

Jensen, T. B., *Estimation of Production Forecast Uncertainty for a Mature Production License*. Phillips Petroleum Company Norway, SPE 49091, Sep. 1998.

Jensen, T. B.; Skarsholt, L. T.; Vienot, M. E., *Risked Production Forecast for Horizontal Well Development at Albulkjell*. SPE 35537, Apr. 1996.

Ligero, E. L. e Schiozer, D. J., *Exploration and Production Risk Analysis – Automated Methodology and Parallel Computing to Speedup the Process*. Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, Nov. 2002.

Ligero, E. L.; Maschio, C. e Schiozer, D. J., *Quantifying the Impact of Grid Size, Upscaling, and Streamline in the Risk Analysis Applied to Petroleum Field*. SPE 79677, 17th Reservoir Simulation Symposium, Houston, USA, Feb. 2003.

Ligero, E. L.; Costa, A. P. A. e Schiozer, D. J., *Improving the Performance of Risk Analysis Applied to Petroleum Field Development*. SPE 81162, Apr. 2003.

Lohrenz, J., *Net Values of Our Information*. JPT – Journal of Petroleum Technology, Abril, 1988.

Loschiavo, R., *Estimativas de Incertezas na Previsão de Desempenho de Reservatórios*. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas, Brasil, 86pp, 1999.

Loschiavo, R., Steagal D. E. e Schiozer, D. J., *Estudo do Impacto de Incertezas no Desempenho de Reservatórios de Petróleo*. 8th Brazilian Congress of Thermal Engineering and Sciences, Rio Grande do Sul, 2000.

Madeira, M. G., *Comparação de Técnicas de Análise de Risco Aplicadas ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo*. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas, Brasil, 132pp, 2005.

Mezzomo, C. C., *Otimização de Projetos de Desenvolvimento Integrada à Análise de Risco*. Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas, Brasil, 156pp, 2005.

Nepomuceno, F. Filho e Suslick, S. B., *Alocação de Recursos Financeiros em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo*. RAE – Revista de Administração de Empresas, São Paulo, pp63-75, 2000.

Newendorp, P. D., *Decision Analysis for Petroleum Exploration*. Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1975.

Newendorp, P. D., Schuyler, J., *Decision Analysis for Petroleum Exploration*. Planning Press, Colorado, USA, 2000.

Petrobras, *Programa de Desenvolvimento e Execução de Projetos de E&P*. Manual, 2005.

Petrobras, *Monitoramento da Implantação do portfólio do E&P*. Relatório Interno, 2005.

Ross, S. A., Westerfield R. W. e Jaffe J.F., *Corporate Finance*. New York: McGraw-Hill, 1999, 776pp.

Santos, J. A. M., *Estudo da Influência da Estratégia de Produção em Análise de Risco de Projetos de E&P*, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas, Brasil, 140pp, 2002.

Santos, J. A. M. e Schiozer, D. J., *Quantifying Production Strategy Impact in Risk Analysis of an E&P Project using Reservoir Simulation*. 17th Reservoir Simulation Symposium, SPE 79679, Houston, USA, Feb. 2003.

Schiozer, D. J.; Ligerio, E. L.; Suslick, S. B.; Costa, A. P. A. e Santos, J. A. M., *Use of Representative Models in the Integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition*. Journal of Petroleum Science and Engineering, pp131-141, número 1-2, vol. 44, Outubro, 2004.

Steagall, D. E., *Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um Campo na Fase de Delimitação*. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas, Brasil, 89pp, 2001.

Steagall, D. E. e Schiozer, D. J., *Uncertainty Analysis in Reservoir Production Forecast during the Appraisal and Pilot Production Phases*. SPE Reservoir Simulation Symposium, Dallas, USA, SPE 66399, Feb. 2001.

Suslick, S. B.; Furtado, R., *Quantifying the Value of Technological, Environmental and Financial Gain in Decision Models for Offshore Oil Exploration*. Journal of Petroleum Science and Engineering, pp115-125, vol. 32, 2001.

Xavier, A. M., *Análise do Valor da Informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo*. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas, Brasil, 159pp, 2004.

Zentgraf, R. *Estatística Objetiva*. Rio de Janeiro: ZTG Editora Ltda, 2001, 453pp.

Anexo I

Tabelas PVT

Tabelas PVT dos Blocos A, e do Sul do Bloco B (cenário otimista):

PVT	BLOCO A				
Pressão	Rs	Bo	Bg	vso	vsg
10.0	10.7	1.073	0.053	3.453	0.011
30.0	27.5	1.127	0.035	2.240	0.012
60.0	43.3	1.162	0.018	1.820	0.013
90.0	58.3	1.195	0.012	1.610	0.014
120.0	73.2	1.228	0.008	1.470	0.016
150.0	87.9	1.259	0.007	1.330	0.017
175.1	100.3	1.287	0.006	1.220	0.018
200.0	112.7	1.317	0.005	1.208	0.019
240.0	132.4	1.361	0.004	1.137	0.020
280.0	152.2	1.405	0.003	1.080	0.022
320.0	172.0	1.449	0.003	1.033	0.023
360.0	191.8	1.493	0.003	0.993	0.025
365.0	194.3	1.499	0.003	0.988	0.025
370.0	196.8	1.504	0.003	0.984	0.025
375.0	199.2	1.510	0.003	0.979	0.026
380.0	201.7	1.515	0.003	0.975	0.026
390.0	206.7	1.526	0.002	0.967	0.026
400.0	211.6	1.537	0.002	0.958	0.027
425.0	224.0	1.565	0.002	0.939	0.028
450.0	236.9	1.592	0.002	0.921	0.029
500.0	265.8	1.647	0.002	0.890	0.031

Tabelas PVT do Bloco B (cenário mais provável):

PVT	BLOCO B				
Pressão	R _s	B _o	B _g	v _{so}	v _{sg}
10.0	5.3	1.044	0.060	17.117	0.012
25.6	13.5	1.066	0.042	13.196	0.013
30.0	15.8	1.072	0.038	12.090	0.013
52.3	23.8	1.088	0.020	9.949	0.014
60.0	26.5	1.093	0.018	9.210	0.014
78.9	33.0	1.106	0.013	8.101	0.015
90.0	36.8	1.114	0.011	7.450	0.015
105.7	42.0	1.125	0.010	6.853	0.015
120.0	46.7	1.134	0.009	6.310	0.016
132.3	50.7	1.142	0.008	5.941	0.016
150.0	56.5	1.153	0.007	5.410	0.017
158.9	59.3	1.159	0.006	5.205	0.017
180.0	66.0	1.172	0.006	4.720	0.018
185.6	67.7	1.175	0.005	4.634	0.018
210.0	75.4	1.190	0.005	4.260	0.019
212.2	76.0	1.192	0.005	4.229	0.019
238.9	84.1	1.207	0.004	3.846	0.020
240.0	84.4	1.207	0.004	3.830	0.020
265.6	92.1	1.222	0.004	3.505	0.021
269.9	93.4	1.225	0.004	3.450	0.022
297.3	101.8	1.241	0.004	3.240	0.023
299.3	102.2	1.242	0.004	3.225	0.023
333.0	110.1	1.262	0.003	2.999	0.024
366.8	118.1	1.283	0.003	2.807	0.026
400.6	126.0	1.303	0.003	2.643	0.027
425.0	135.1	1.320	0.003	2.503	0.029
450.0	142.0	1.335	0.002	2.399	0.030
500.0	155.9	1.365	0.002	2.218	0.032

Tabela PVT do Bloco C:

PVT	BLOCO C				
Pressão	Rs	Bo	Bg	vso	vsg
10	3.1	1.036	0.063	66.909	0.011
25	8.0	1.046	0.044	47.610	0.012
50	14.8	1.058	0.022	37.910	0.013
80	22.6	1.072	0.014	28.860	0.014
110	30.0	1.085	0.010	22.600	0.015
140	37.3	1.098	0.007	19.590	0.016
170	44.3	1.111	0.006	17.420	0.017
200	51.0	1.122	0.005	16.130	0.019
230	57.4	1.134	0.005	15.060	0.020
271.4	66.0	1.149	0.004	13.660	0.022
280	69.0	1.151	0.004	13.554	0.022
300	73.6	1.159	0.003	13.047	0.023
320	78.3	1.167	0.003	12.591	0.024
340	82.9	1.175	0.003	12.177	0.024
360	87.5	1.183	0.003	11.799	0.025
365	88.7	1.185	0.003	11.709	0.025
370	89.8	1.187	0.003	11.622	0.026
375	91.0	1.189	0.003	11.536	0.026
380	92.1	1.191	0.003	11.452	0.026
390	94.5	1.195	0.003	11.289	0.026
400	96.8	1.199	0.003	11.132	0.027
425	102.6	1.209	0.002	10.766	0.028
450	108.3	1.219	0.002	10.432	0.029
500	119.9	1.239	0.002	9.843	0.031

Tabela PVT do Bloco B (cenário pessimista):

PVT	Sul do BLOCO B - cenário pessimista				
Pressão	Rs	Bo	Bg	vso	vsg
10	4.2	1.040	0.057	40.614	0.012
30	10.8	1.055	0.036	30.760	0.013
60	19.7	1.072	0.018	23.140	0.013
100	31.3	1.094	0.010	17.540	0.014
140	42.0	1.114	0.007	13.600	0.016
180	52.2	1.133	0.006	11.340	0.018
220	62.0	1.155	0.005	9.900	0.021
260	71.3	1.175	0.004	8.470	0.023
294.1	79.2	1.191	0.003	7.680	0.026
300	82.0	1.197	0.003	7.629	0.026
320	87.2	1.207	0.003	7.262	0.028
340	92.4	1.217	0.003	6.934	0.029
360	97.5	1.227	0.003	6.638	0.030
380	102.7	1.237	0.003	6.369	0.031
400	107.9	1.247	0.003	6.125	0.032
420	113.0	1.257	0.002	5.901	0.034
440	118.2	1.267	0.002	5.695	0.035
460	123.3	1.277	0.002	5.505	0.036
500	133.7	1.297	0.002	5.166	0.038

Anexo II

Tabelas de Permeabilidade Relativa

*ROCKFLUID				
** Tipo de rocha: no. 1				
**ZONA SUPERIOR (carnadas 1 a 9)				
RPT	1			
**	nw	no		
*SWT	*SMOOTH	*PLAW	1.3	2.6
**	sw	krw	krow	pcow
	0.25	0	0.661	0
	0.76	0.134	0	0
**	ng	nl		
*SLT	*SMOOTH	*PLAW	1.35	4
**	sl	krp	krog	pcow
	0.45	0.397	0	0
	0.999	0	0.661	0
	1	0	0.661	0

*ROCKFLUID				
** Tipo de rocha: no. 2				
**ZONA INFERIOR				
*SWT	*SMOOTH	*PLAW	1.4	3.4
**	sw	krw	krow	pcow
	0.25	0	0.661	0
	0.76	0.134	0	0
*SLT	*SMOOTH	*PLAW	1.35	4
**	sl	krp	krog	pcow
	0.45	0.397	0	0
	0.999	0	0.661	0
	1	0	0.661	0