

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

# **Seleção de Projetos de Desenvolvimento Integrada à Análise de Risco**

Autora: **Cristina Cledia Mezzomo**  
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

CAMPINAS  
2005



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

# **Seleção de Projetos de Desenvolvimento Integrada à Análise de Risco**

Autora: **Cristina Cledia Mezzomo**  
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo  
Área de Concentração: Reservatórios e Gestão

Tese de doutorado apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Doutora em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2005  
SP – Brasil

PPS 103 - AUT

Unidade BCCU  
 T/UNICAMP 171579  
 Cúter \_\_\_\_\_  
 V. \_\_\_\_\_ Ed. \_\_\_\_\_  
 Tombo BC 302762  
 Proc. 16-95-14  
 C \_\_\_\_\_ D X  
 Preço R\$11,00  
 Data 21/07/14  
 Cod. tit. 917806

Ficha catalográfica  
 Universidade Estadual de Campinas  
 Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
 Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

M579s Mezzomo, Cristina Cledia, 1976-  
 Seleção de projetos de desenvolvimento integrada à análise de risco / Cristina Cledia Mezzomo. – Campinas, SP : [s.n.], 2005.

Orientador: Denis José Schiozer.  
 Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Otimização. 2. Reservatório de petróleo. 3. Simulação. 4. Avaliação de riscos. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Field development projects optimization integrated to risk analysis  
**Palavras-chave em inglês:**  
 Optimization  
 Petroleum reservoir  
 Simulation  
 Risk analysis  
**Área de concentração:** Reservatórios e Gestão  
**Títuloção:** Doutora em Ciências e Engenharia de Petróleo  
**Banca examinadora:**  
 Denis José Schiozer [Orientador]  
 Clóvis Raimundo Maliska  
 César Luiz Palagi  
 Rogério Ferreira Paiva  
 Saul Barisnik Suslick  
**Data de defesa:** 19-10-2005  
**Programa de Pós-Graduação:** Ciências e Engenharia de Petróleo

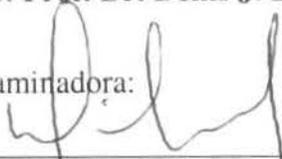
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

TESE DE DOUTORADO

# Seleção de Projetos de Desenvolvimento Integrada à Análise de Risco

Autora: **Cristina C. Mezzomo**  
Orientador: **Prof. Dr. Denis J. Schiozer**

Banca Examinadora:



---

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



## **Dedicatória**

Este trabalho é dedicado aos meus pais, Roberto e Teruko que tanto têm me incentivado e aos meus irmãos, Juliana, Mariana e Leonardo.



## **Agradecimentos**

Expresso meus agradecimentos:

Ao Professor Denis José Schiozer, pela orientação, compreensão e incentivo

Aos meus pais e meus irmãos, pelo apoio e generosidade

A todos os professores do Departamento de Engenharia de Petróleo que ajudaram, direta ou indiretamente, na realização deste trabalho.

Ao meu gerente, Marcelo Curzio Salomão e toda a equipe da gerência de reservatórios do Ativo Marlim Sul, que me acolheu muito bem e tem me ensinado muito.

Aos meus amigos, especialmente os da turma do CEP de 2003, pelo companheirismo e por todos os bons momentos que me proporcionaram.



*Maior do que a tristeza de não haver vencido é a vergonha de não ter tentado*  
*(Rui Barbosa).*



## Resumo

MEZZOMO, Cristina Cledia, *Seleção de Projetos de Desenvolvimento Integrada à Análise de Risco*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 196p. Tese (Doutorado).

A elaboração de projetos de desenvolvimento é um processo bastante complexo devido às incertezas devido a quantidade limitada de informações disponíveis para o grande número de variáveis envolvidas com comportamento dinâmico. A ferramenta mais utilizada para este processo é a simulação numérica de reservatórios, que fornece a previsão de produção dos campos e pode ser associada a algoritmos de otimização para a maximização de uma função-objetivo previamente estabelecida segundo os objetivos de cada projeto.

Embora o processo seja complexo, usualmente, são utilizados procedimentos manuais para a escolha da estratégia de produção. Algumas tentativas têm sido publicadas com o objetivo de tornar o processo automático. Entretanto, nenhuma dessas duas formas parece ser a mais adequada pois (1) a forma manual demanda excessivo tempo dos profissionais envolvidos e pode não considerar todos os cenários necessários para evitar tempos longos de preparação dos projetos e (2) as formas automáticas apresentadas até agora demandam um número muito grande de simulações, o que inviabiliza a aplicação em reservatórios reais.

O procedimento para seleção de planos de desenvolvimento proposto neste trabalho procura tirar proveito das duas formas de trabalho e é composta por procedimentos seqüenciais manuais e automatizados. Isso possibilita que a definição dos parâmetros do plano de desenvolvimento esteja integrada à análise de risco (técnico, operacional, geológico, econômico, etc.). O procedimento para seleção de planos de desenvolvimento pode ainda ser integrado com



uma teoria de análise de decisão adequada utilizando, por exemplo, a teoria de utilidade multi-atributos.

A idéia é propor um procedimento que pode ser aplicada a um conjunto amplo de reservatórios, fornecendo embasamento para escolha da alternativa mais adequada para o desenvolvimento inicial do campo, observando o comportamento em relação aos riscos considerados e a priorização de objetivos para o projeto.

Foram testados diversos exemplos com diferentes características e os resultados indicam que este procedimento é bastante flexível, podendo ser adaptada para considerar as características e objetivos estabelecidos para cada projeto com custo computacional que pode ser estabelecido para cada caso.

*Palavras-chave:* Otimização, Esquemas de Recuperação, Projetos Conceituais, Simulação de Reservatórios de Petróleo.



## Abstract

MEZZOMO, Cristina Cledia, *Field Development Projects Optimization Integrated to Risk Analysis*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 196p. Tese (Doutorado).

Field development planning is a very complex process due to uncertainties, related to the restricted amount of information available for the high number of variables with dynamic behavior. The most common tool for this process is reservoir simulation, that provides production forecasts and is associated to optimization algorithms for the optimization of a non-linear objective-function previously stated, regarding the objectives for the project.

Although this is a complex process, manual procedures are often used to select a recovery strategy. Some studies have been developed to obtain automatic procedures. Some tests have been published with the objective of developing an automatic process. However, none of these approaches seem to be the most adequate regarding that (1) the manual approach requires excessive time from the professionals involved and may not consider all the necessary scenarios in order to avoid long times for projects planning and (2) the automatic approaches presented until this moment requires a very large amount of simulations and are unfeasible for actual reservoirs.

The approach for field development plan selection proposed in this work takes advantages of both approaches and is composed by a sequence of manual and automated procedures. This enables to integrate the parameters definition for the development plan to a risk analysis (technical, operational, geological, economic, etc.). The procedure for field development plan



selection can still be integrated with an adequate decision analysis using, for example, multi-attributes utility theory.

The main idea is to propose a procedure that can be applied to a large set of reservoirs, providing the fundamentals to choose the most adequate choice for the initial field development, regarding the risks related and objectives classification for the project.

Several examples with different characteristics were evaluated and the results indicate that this procedure is very flexible and it can be adapted to consider the characteristics and objectives stated to each project with a low computational cost that can be stated for each case.

*Key words:* Optimization, Recovery Schemes, Conceptual Projects, Petroleum Reservoir Simulation.



# Índice

Dedicatória.....	iv
Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vii
Abstract.....	ix
Índice.....	xi
Lista de Figuras.....	xv
Lista de Tabelas.....	xix
Nomenclatura.....	xxi
Capítulo 1.....	1
Introdução.....	1
1.1 Motivação.....	2
1.2 Objetivos.....	4
1.3 Etapas Envolvidas no Trabalho.....	4
1.4 Estruturação da Tese.....	5
Capítulo 2.....	6
Revisão Bibliográfica.....	6
Capítulo 3.....	19
Fundamentos Teóricos.....	19
3.1 Mecanismos de Produção.....	19
3.1.1 Reservatórios de Gás em Solução.....	20
3.1.2 Reservatórios com Capa de Gás Inicial.....	21
3.1.3 Reservatórios com Influxo de Água.....	22



3.1.4	Mecanismo Combinado.....	22
3.2	Métodos de Recuperação.....	23
3.3	Injeção de Água.....	24
3.3.1	Esquemas de Injeção .....	25
3.3.2	Eficiência de Recuperação.....	27
3.3.3	Critérios Aplicados para Definição de Vazões de Injeção .....	30
3.3.4	Poços Horizontais e Verticais.....	32
3.4	Simulação de Reservatórios .....	33
3.5	Estratégia de Produção .....	34
3.6	Indicadores Econômicos.....	35
3.7	Análise de Risco .....	37
3.8	Análise de Risco Geológico .....	38
3.9	Modelos Geológicos Representativos .....	38
3.10	Análise de Decisão .....	40
3.11	Teoria da Utilidade Multi-Atributos.....	41
Capítulo 4	.....	44
Procedimento para Seleção de Projetos de Desenvolvimento.....		44
4.1	Considerações Preliminares.....	44
4.2	Descrição do Procedimento.....	45
4.3	Etapa A: Definição Manual dos Parâmetros de Projetos de Desenvolvimento.....	49
4.3.1	Fase 1: Definição do Método de Recuperação e da Geometria dos Poços.....	49
4.3.2	Fase 2: Avaliação de Esquemas de Produção/Injeção.....	50
4.4	Etapa B: Definição Automatizada de Parâmetros de Projetos de Desenvolvimento ..	52
4.4.1	Fase 3: Obtenção de uma Estimativa Ajustada para o Número de Poços.....	52
4.4.2	Otimização de Parâmetros Operacionais.....	54
4.5	Etapa C: Análise de Risco e Análise de Decisão.....	55
4.5.1	Fase 5: Análise de Risco.....	55
4.5.2	Fase 6: Análise de Decisão.....	56
4.6	Etapa D: Refinamento .....	57
4.6.1	Fase 7: Otimização Suplementar de Parâmetros Específicos.....	58



4.6.2 Fases 8 e 9: Otimização Complementar Após Fase de Produção Inicial e Otimização Complementar para Campos Maduros.....	59
Capítulo 5 .....	60
Aplicações .....	60
5.1 Descrição Geral dos Exemplos.....	60
5.2 Critérios Estabelecidos para Aplicação da Metodologia aos Exemplos Propostos.....	61
5.3 Parâmetros Referentes ao Campo 1.....	62
5.4 Parâmetros Aplicados ao Campo 2.....	64
5.5 Exemplo A: Campo 1 – Mecanismo de Gás em Solução.....	66
5.6 Exemplo B: Campo 1 – Mecanismo de Influxo de Água por Atuação do Aquífero de fundo.....	66
5.7 Exemplo C: Campo 1 – Mecanismo de Gás em Solução Associado à Espessuras Reduzidas .....	67
5.8 Exemplo D: Campo 1 – Mecanismo de Gás em Solução Associado a Óleo de Alta viscosidade .....	67
5.9 Exemplo E: Campo 2 – Mecanismo de Gás em Solução Associado a Sistema de Falhas.....	68
5.10 Especificações para as Etapas e Fases do Procedimento Aplicadas aos Exemplos Selecionados .....	69
5.10.1 Especificações para as Etapas A e B.....	70
5.10.2 Especificações para a Análise de Risco.....	72
5.11 Especificações para a Etapa de Análise de decisão.....	77
Capítulo 6 .....	83
Resultados e Discussões.....	83
6.1 Exemplo A: Campo 1 – Mecanismo de Gás em solução .....	83
6.2 Exemplo B: Campo 1 – Mecanismo de Influxo de Água por Atuação de Aquífero de Fundo.....	102
6.3 Exemplo C: Mecanismo de Gás em Solução Associado a Espessuras Reduzidas....	116
6.4 Exemplo D: Campo 1 – Mecanismo de Gás em Solução Associado a Óleo de Alta Viscosidade.....	130



6.5 Exemplo E: Campo 2 – Mecanismo de Gás em Solução Associado a Sistema de Falhas.....	143
6.6 Discussão dos Resultados.....	161
Capítulo 7 .....	164
Conclusões e Recomendações .....	164
7.1 Conclusões.....	164
7.2 Recomendações para trabalhos futuros .....	167
Referências Bibliográficas.....	168
Anexo 1 .....	173
Custos de Equipamentos, Plataformas e Serviços .....	173
Sistemas de Produção .....	173
Custos de Abandono de Poços em Plataformas .....	175



## Lista de Figuras

Figura 3.1: Ferramentas para Escolha dos Modelos Geológicos Representativos.....	39
Figura 3.2: Exemplo de Análise Gráfica, Considerando dois Objetivos .....	41
Figura 4.1: Estrutura da Metodologia Proposta .....	45
Figura 4.2 Fluxograma para Obtenção da Estimativa Ajustada para o Número de Poços ..	54
Figura 5.1: Algoritmo Aplicado aos Exemplos para Obtenção de Estimativa Ótima para o Número de Poços.....	71
Figura 6.1: Exemplo A – VPL vs NPROD/NINJ – Fase 2 .....	85
Figura 6.2: Exemplo A – VPL vs Np – Fase 2.....	85
Figura 6.3: Exemplo A – VPL vs Wp – Fase 2.....	86
Figura 6.4: Exemplo A – VPL vs Número de Poços – Espaçamento 450m – Fase 3.....	87
Figura 6.5: Exemplo A – VPL vs Número de poços – Espaçamento 600m – Fase 3.....	87
Figura 6.6: Exemplo A – VPL vs Np – Espaçamento 450m – Fase 4 .....	90
Figura 6.7: Exemplo A – VPL vs Np – Espaçamento 600m – Fase 4 .....	90
Figura 6.8: Exemplo A – VPL vs Np – Espaçamento 450m – Etapa 5 .....	91
Figura 6.9: Exemplo A – VPL vs Np – Espaçamento 600m – Etapa 5 .....	92
Figura 6.10: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 1 – Análise de Risco.....	93
Figura 6.11: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 2 – Análise de Risco.....	93
Figura 6.12: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 3 – Análise de Risco.....	94
Figura 6.13: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 5 – Análise de Risco.....	94
Figura 6.14: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 7 – Análise de Risco.....	95
Figura 6.15: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 9 – Análise de Risco.....	95
Figura 6.16: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 10 – Análise de Risco.....	96



Figura 6.17 – VME vs RiscoA – Exemplo A .....	96
Figura 6.19: Exemplo A – Retorno (VME) vs RiscoA – Análise de Decisão .....	99
Figura 6.20: Exemplo A – Retorno (VME) vs RiscoB – Análise de Decisão .....	100
Figura 6.21: Exemplo A – Retorno (VME) vs Investimento – Análise de Decisão .....	100
Figura 6.22: Exemplo A – Retorno (VME) vs Np – Análise de Decisão .....	101
Figura 6.23: Exemplo B – VPL vs NPROD/NINJ – Fase 2 .....	104
Figura 6.24: Exemplo B – VPL vs Np – Fase 2.....	104
Figura 6.25: Exemplo B – VPL vs Wp – Fase 2.....	105
Figura 6.26: Exemplo B – VPL vs Número de Poços – Fase 3 .....	106
Figura 6.27: Exemplo B – VPL vs Np – Fase 4.....	108
Figura 6.28: Exemplo B – VPL vs Np – Fase 5.....	109
Figura 6.29: Exemplo B – VPL vs Np – Alternativa 1 – Análise de Risco .....	110
Figura 6.30: Exemplo B – VPL vs Np – Alternativa 2 – Análise de Risco .....	110
Figura 6.31: Exemplo B – VPL vs Np – Alternativa 3 – Análise de Risco .....	111
Figura 6.32 – Exemplo B – VME vs RiscoA – Análise de Risco.....	111
Figura 6.33 – Exemplo B – VME vs RiscoB – Análise de Risco.....	112
Figura 6.34: Exemplo B – Retorno (VME) vs RiscoA .....	114
Figura 6.35: Exemplo B – Retorno (VME) vs RiscoB .....	114
Figura 6.36: Exemplo B – Retorno (VME) vs Investimento .....	115
Figura 6.37: Exemplo C – VPL vs NPROD/NINJ – Fase 2 .....	117
Figura 6.38: Exemplo C – VPL vs Np – Fase 2.....	118
Figura 6.39: Exemplo C – VPL vs Wp – Fase 2.....	118
Figura 6.40: Exemplo C – VPL vs Número de Poços – Fase 3 .....	119
Figura 6.41: Exemplo C – VPL vs Np – Fase 4.....	121
Figura 6.42: Exemplo C – VPL vs Np – Fase 5.....	122
Figura 6.43: Exemplo C – VPL vs Np – Alternativa 1 – Análise de Risco .....	123
Figura 6.44: Exemplo C – VPL vs Np – Alternativa 2 – Análise de Risco .....	123
Figura 6.45: Exemplo C – VPL vs Np – Alternativa 3 – Análise de Risco.....	124
Figura 6.46: Exemplo C – VPL vs Np – Alternativa 4 – Análise de Risco.....	124
Figura 6.47 – Exemplo C – VME vs RiscoA – Análise de Risco.....	125
Figura 6.48 – Exemplo C – VME vs RiscoB – Análise de Risco.....	125



Figura 6.49: Exemplo C – Retorno (VME) vs RiscoA .....	127
Figura 6.50: Exemplo C – Retorno (VME) vs RiscoB ( $U_a(\text{RiscoB})$ ).....	128
Figura 6.51: Exemplo C – Retorno (VME) vs RiscoB ( $U_b(\text{RiscoB})$ ) .....	128
Figura 6.52: Exemplo C – Retorno (VME) vs Investimento .....	129
Figura 6.53: Exemplo D – VPL vs NPROD/NINJ – Fase 2 .....	131
Figura 6.54: Exemplo D – VPL vs $N_p$ – Fase 2.....	131
Figura 6.55: Exemplo D – VPL vs $W_p$ – Fase 2.....	132
Figura 6.56: Exemplo D – VPL vs Número de Poços – Fase 3 .....	133
Figura 6.57: Exemplo D – VPL vs $N_p$ – Fase 4.....	135
Figura 6.58: Exemplo D – VPL vs $N_p$ – Fase 5.....	136
Figura 6.59: Exemplo D – VPL vs $N_p$ – Alternativa 1 – Análise de Risco.....	136
Figura 6.60: Exemplo D – VPL vs $N_p$ – Alternativa 2 – Análise de Risco.....	137
Figura 6.62: Exemplo D – VPL vs $N_p$ – Alternativa 3 – Análise de Risco.....	137
Figura 6.63: Exemplo D – VME vs RiscoA – Análise de Risco .....	138
Figura 6.64: Exemplo D – VME vs RiscoB – Análise de Risco.....	138
Figura 6.65: Exemplo D – Retorno (VME) vs RiscoA .....	140
Figura 6.66: Exemplo D – Retorno (VME) vs RiscoB .....	141
Figura 6.67: Exemplo D – Retorno (VME) vs Investimento .....	141
Figura 6.68: Exemplo E – VPL vs $N_p$ – Fase 1 .....	143
Figura 6.69: Exemplo E – Avaliação para Definição do Canhoneio .....	144
Figura 6.70: Exemplo E – VPL vs NPROD/NINJ – Fase 2.....	145
Figura 6.71: Exemplo E – VPL vs $N_p$ – Fase 2 .....	145
Figura 6.72: Exemplo E – VPL vs $N_p$ Atualizada – Fase 2.....	146
Figura 6.73: Exemplo E – VPL vs Número de Poços – Fase 3 .....	147
Figura 6.74: Exemplo E – $N_p$ Atualizada vs Número de Poços – Fase 3.....	147
Figura 6.75: Exemplo E – VPL vs $N_p$ – Fase 4.....	149
Figura 6.76: Exemplo E – VPL vs $N_p$ Atualizada – Fase 4.....	149
Figura 6.77: Exemplo E – VPL vs $N_p$ – Fase 5 .....	150
Figura 6.78: Exemplo E – VPL vs $N_p$ Atualizada – Fase 5.....	151
Figura 6.79: Exemplo E – VPL vs $N_p$ – Alternativa 13 – Análise de Risco .....	152
Figura 6.80: Exemplo E – VPL vs $N_p$ – Alternativa 4 – Análise de Risco .....	152



Figura 6.81: Exemplo E – VPL vs $N_p$ – Alternativa 17 – Análise de Risco .....	153
Figura 6.82: Exemplo E – VPL vs $N_p$ – Alternativa 8 – Análise de Risco .....	153
Figura 6.83: Exemplo E – VPL vs $N_p$ – Alternativa 9 – Análise de Risco .....	154
Figura 6.84: Exemplo E – VME vs RiscoA – Análise de Risco.....	154
Figura 6.85: Exemplo E – VME vs RiscoB – Análise de Risco.....	155
Figura 6.86: Exemplo E – $N_p$ Atualizada vs Risco Associado – Análise de Risco.....	155
Figura 6.88: Exemplo E – Retorno (VME) vs RiscoB.....	158
Figura 6.89: Exemplo E – Retorno (VME) vs Investimento .....	159
Figura 6.90: Exemplo D – Retorno (VME) vs $N_p$ Atualizada.....	159



## Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Expressões para as vazões de injeção aplicadas a padrões completamente desenvolvidos para razão de mobilidade unitária.....	32
Tabela 4.1: Aspectos Críticos na Elaboração das Etapas que Compõem o Procedimento..	46
Figura 4.2: Estrutura Flexível do Procedimento .....	48
Tabela 5.1: Parâmetros Geológicos para os Quatro Exemplos Relacionados ao Campo 1 .	62
Tabela 5.2: Parâmetros de Fluidos para os Exemplos A, B e C Relacionados ao Campo 1	62
Tabela 5.3: Parâmetros Financeiros para os Quatro Exemplos Relacionados ao Campo 1.	63
Tabela 5.4: Diretrizes para a Seleção de Plataformas.....	64
Tabela 5.5: Parâmetros Geológicos para o Exemplo Relacionado ao Campo 2.....	64
Tabela 5.6: Parâmetros de Fluido para o Exemplo Relacionado ao Campo 2.....	65
Tabela 5.7: Parâmetros Financeiros para o Exemplo Relacionado ao Campo 2 .....	65
Tabela 5.8: Especificações as Etapas e Fases que Compõem o Procedimento Aplicadas aos Exemplos Selecionados .....	69
Tabela 5.9: Atributos Críticos para os Exemplo A, C, D e E. ....	74
Tabela 5.10: Atributos Críticos para o Exemplo B.....	75
Tabela 5.11: Modelos para o Cálculos dos Indicadores.....	76
Tabela 5.12: Modelos Aplicados às Funções-Utilidades para o Exemplo A.....	78
Tabela 5.13: Modelos Aplicados às Funções-Utilidades para o Exemplo B .....	79
Tabela 5.14: Modelos Aplicados às Funções-Utilidades para o Exemplo C .....	80
Tabela 5.15: Modelos Aplicados às Funções-Utilidades para o Exemplo D.....	81
Tabela 5.16: Modelos Aplicados às Funções-Utilidades para o Exemplo E .....	82
Tabela 6.1: Exemplo A – Resultados Obtidos Após a Realização da Fase 3 .....	88



Figura 6.18 – VME vs RiscoB – Exemplo A.....	97
Tabela 6.2: Resultados – Exemplo A – Preço US\$14,00/bbl .....	98
Tabela 6.3: Resultados – Exemplo A – Preço US\$18,00/bbl .....	98
Tabela 6.4: Resultados – Exemplo A – Preço US\$25,00/bbl .....	99
Tabela 6.5: Exemplo A – Resultados Obtidos para Análise Conjunta .....	102
Tabela 6.6: Exemplo B – Resultados Obtidos Após a Realização da Fase 3 .....	106
Tabela 6.7: Resultados – Exemplo B – Preço US\$14,00/bbl.....	112
Tabela 6.8: Resultados – Exemplo B – Preço US\$18,00/bbl.....	113
Tabela 6.9: Resultados – Exemplo B – Preço US\$25,00/bbl.....	113
Tabela 6.10: Exemplo B – Resultados obtidos para Análise Conjunta .....	116
Tabela 6.11: Exemplo C – Resultados Obtidos Após a Realização da Fase 3 .....	119
Tabela 6.12: Resultados – Exemplo C – Preço US\$14,00/bbl.....	126
Tabela 6.13: Resultados – Exemplo C – Preço US\$18,00/bbl.....	126
Tabela 6.14: Resultados – Exemplo C – Preço US\$25,00/bbl.....	127
Tabela 6.15: Exemplo C – Resultados obtidos para Análise Conjunta .....	129
Tabela 6.16: Exemplo D – Resultados Obtidos Após a Realização da Fase 3 .....	133
Tabela 6.17: Resultados – Exemplo D – Preço US\$12,00/bbl .....	139
Tabela 6.18: Resultados – Exemplo D – Preço US\$16,00/bbl .....	139
Tabela 6.19: Resultados – Exemplo D – Preço US\$22,00/bbl .....	140
Tabela 6.20: Exemplo D – Resultados obtidos para Análise Conjunta .....	142
Tabela 6.21: Exemplo E – Resultados Obtidos Após a Realização da Fase 3.....	148
Tabela 6.22: Resultados – Exemplo E – Preço US\$14,00/bbl.....	156
Tabela 6.23: Resultados – Exemplo E – Preço US\$18,00/bbl.....	157
Tabela 6.24: Resultados – Exemplo E – Preço US\$25,00/bbl.....	157
Tabela 6.25: Exemplo E – Resultados obtidos para Análise Conjunta.....	160



## Nomenclatura

### Letras Latinas

B	fator volume de formação	$m^3/m^3$
c	componente	
$G_p$	produção acumulada de gás	$m^3$
K	permeabilidade	$m^2$
$K_r$	permeabilidade relativa	-
Q	vazão	$m^3/d$
$N_p$	produção acumulada de óleo	$m^3$

### Letras Gregas

$\phi$	porosidade	%
$\lambda$	viscosidade cinemática	$mD/cp$
$\mu$	viscosidade	cp

### Siglas

BSW	Fração de Água e Sedimentos no Líquido Produzido
CMG	Computer Modelling Group
CR	Coefficiente de Retorno
FO	Função-Objetivo
$N_{INJ}$	Número de Poços Injetores
NPAT	Produção Acumulada Atualizada
NPATE	Produção Acumulada Atualizada Esperada



$N_p$	Produção acumulada de óleo
$N_{PROD}$	Número de Poços Produtores
PVT	Pressão, Volume e Temperatura
RGO	Razão Gás-Óleo
TIR	Taxa Interna de Retorno
VME	Valor Médio Esperado
VOIS	Volume de Óleo <i>in Situ</i>
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido

### Superescritos

w      poço

### Subscritos

p      fase



# Capítulo 1

## Introdução

Uma das principais atividades em engenharia de reservatórios é a elaboração de projetos para o desenvolvimento e exploração de campos de petróleo. O processo envolve uma seqüência bastante complexa de tomada de decisões visando conciliar as diretrizes e objetivos estabelecidos e a otimização de um quadro de parâmetros críticos.

Ao longo dos últimos anos os equipamentos de computação têm apresentado aperfeiçoamentos significativos que proporcionaram um aumento significativo da capacidade computacional e novos softwares foram desenvolvidos, utilizando recursos sempre mais avançados. Estes avanços possibilitaram que a simulação numérica se consolidasse como a ferramenta mais apropriada para estudos de engenharia de reservatórios. A utilização de relatórios, gráficos e mapas gerados por pós-processadores torna-se cada vez mais conveniente para as avaliações requeridas na elaboração de projetos de desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo.

Atualmente novas tecnologias estão sendo incorporadas, como a perfuração de poços horizontais, direcionais ou multilaterais e métodos especiais de recuperação que viabilizam a exploração de reservatórios sob lâminas de água cada vez maiores e que contenham óleos mais pesados. Desta forma, torna-se necessária uma avaliação criteriosa com base em um conjunto de alternativas formadas por combinações de cenários geológicos e econômicos, que devem refletir as características físicas e estruturais dos reservatórios e as tendências para os preços e custos de mercado.

Um aspecto determinante no desenvolvimento de metodologias para o problema estudado neste trabalho está associado à avaliação e tratamento do conjunto base de dados disponibilizados pelas ferramentas atualmente em uso, como levantamentos sísmicos, perfuração de poços ADR (para aquisição de dados de reservatório), poços de extensão, perfilagem, correlações rocha-perfil e análises PVT.

Em função do alto custo, das condições de medição e do tempo consideravelmente longo para a aquisição destes dados, as informações disponíveis para a fase inicial de tomada de decisões são bastante limitadas e representam dados amostrais que devem ser submetidos à interpretação dos geólogos e geofísicos. Deste modo, torna-se necessário utilizar técnicas de interpolação adaptadas à modelagem dos reservatórios e premissas simplificadoras para estabelecer distribuições relativas aos parâmetros físicos e geológicos do reservatório que incorporem, coerentemente, variações inerentes às propriedades de rocha e comportamento de fluidos, considerando a incerteza associada a cada atributo.

É preciso ressaltar que, em função do processo de modelagem geológica descrito acima e do comportamento dinâmico do cenário financeiro, as incertezas mencionadas e os riscos associados têm um impacto bastante expressivo nos resultados estimados para um projeto conceitual. Uma avaliação completa deve integrar a análise de risco geológico à análise econômica, incorporando um planejamento de experimentos e análises comparativas adequadas à função-objetivo escolhida.

Convém mencionar também que estes procedimentos empregados para o tratamento de incertezas e gerenciamento dos riscos demandam aperfeiçoamento permanente visando atender aos critérios estabelecidos ao longo do processo de tomada de decisões, conciliando as restrições de prazo, a capacidade computacional, e as demandas por robustez e precisão definidas individualmente para o projeto.

## **1.1 Motivação**

A indústria do petróleo enfrenta diversos desafios e demanda investimentos maciços para o desenvolvimento de procedimentos aplicados à otimização de parâmetros críticos

na elaboração de projetos de desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios. Este é um aspecto bastante importante pois estes procedimentos visam proporcionar uma análise criteriosa e fornecer um embasamento adequado para a tomada de decisões considerando os objetivos do projeto, os investimentos e a distribuição de receitas e custos ao longo do tempo.

No Brasil, esse problema torna-se ainda mais crítico devido a grande concentração de reservas em campos marítimos de águas profundas onde os investimentos são maiores e a flexibilidade para mudanças é restrita. Além disso, a grande quantidade de campos com óleos pesados que apresentam menor rentabilidade aumenta a necessidade de um desenvolvimento e gerenciamento adequado para os campos.

Devido à complexidade desse tipo de processo e às particularidades de cada projeto, muitas vezes o processo de seleção de estratégia de produção é feito de forma manual, levando-se em conta a experiência dos profissionais envolvidos no processo. Embora este tipo de procedimento apresente sucesso em muitos casos ele demanda um tempo muito grande.

Alguns trabalhos como os recentemente desenvolvidos por Bittecourt [1997], Cruz [1999] e Güyagüler e Horne [2001] utilizam procedimentos automáticos para escolha de estratégia de produção aplicando técnicas de otimização como algoritmos genéticos, por exemplo. Entretanto, o custo computacional para esse tipo de procedimento tem se mostrado excessivo, inviabilizando a aplicação em casos reais e complexos, principalmente quando incertezas estão envolvidas no processo.

Considerando estes diferentes aspectos, o processo de elaboração de um plano de desenvolvimento pode ser melhorado com a concepção de uma nova abordagem para a definição de parâmetros integrada de forma eficiente à análise dos riscos considerados (técnicos, operacionais, geológicos e econômicos e que forneça o embasamento tomada de decisões. Desta forma, a motivação para este trabalho é o desenvolvimento de uma nova abordagem, combinando algoritmos manuais e automatizados para definição de parâmetros, associados à procedimentos para análise de risco e à ferramentas para análise de decisão na elaboração de projetos para a exploração de campos de petróleo,

considerando limitações técnicas e restrições financeiras, fazendo uso de recursos computacionais hoje existentes para análise de um maior número de alternativas mas evitando um custo computacional excessivo.

## **1.2 Objetivos**

Este trabalho tem como objetivo principal apresentar uma nova abordagem para a seleção de projetos de desenvolvimento integrada à análise de risco. O procedimento é composto por um quadro de algoritmos manuais e/ou automatizados para a definição dos parâmetros que compõem o plano de desenvolvimento associados a uma análise para quantificação dos riscos considerados e avaliação do impacto destes e à uma análise de decisão conveniente, conciliando as diretrizes e restrições estabelecidas.

Os algoritmos e análises que compõem este procedimento devem ser bastante flexíveis, visando acompanhar o desenvolvimento tecnológico associado à exploração de campos de petróleo (novos métodos de recuperação, tecnologias de perfuração/completação, etc.) e também a evolução nos recursos computacionais (desenvolvimento de programas que proporcionem melhores resultados para a definição de parâmetros de projetos de desenvolvimento, que proporcionem uma análise de incertezas mais adequada) e o comportamento dinâmico do cenário financeiro.

## **1.3 Etapas Envolvidas no Trabalho**

A etapas para realização deste trabalho podem ser resumidas em:

- Revisão bibliográfica contemplando a evolução no estudo aplicados à definição de parâmetros para projetos de desenvolvimento e análise de risco;
- Construção do procedimento formado por algoritmos para definição dos parâmetros do projeto de desenvolvimento e procedimentos para análise de risco e análise de decisão;

- Aplicação do procedimento proposto ao conjunto de exemplos representativos, formado por reservatórios com diferentes mecanismos de produção e características estruturais;
- Análise dos resultados obtidos;
- Formulação de conclusões.

#### **1.4 Estruturação da Tese**

Este trabalho foi organizado em 7 capítulos. O Capítulo 1 apresenta o problema a ser estudado, os objetivos estabelecidos e o processo de realização do trabalho. No Capítulo 2 é apresentada a revisão bibliográfica contemplando os estudos que forneceram os fundamentos para a elaboração da metodologia proposta. Este capítulo aborda de forma geral formulações para otimização e procedimentos para tomada de decisão. O Capítulo 3 descreve um conjunto de fundamentos teóricos relacionados à engenharia de reservatórios, análise de risco e análise de decisão que foram considerados na construção dos algoritmos e na elaboração das análises que compõem o procedimento. Os algoritmos e as análises são detalhados no Capítulo 4, destacando os aspectos mais relevantes para obtenção de resultados pertinentes que proporcionem uma fundamentação apropriada para a seleção de projetos de desenvolvimento. O conjunto de aplicações definidas para a avaliação deste procedimento para seleção é descrito no Capítulo 5. Os resultados obtidos são detalhados ao longo do Capítulo 6 e o Capítulo 7 apresenta o quadro de conclusões e recomendações geradas após a sua análise.

## Capítulo 2

### Revisão Bibliográfica

Os primeiros trabalhos que abordaram o problema de otimização de estratégias para o desenvolvimento de campos de petróleo datam da década de sessenta do século passado. Foram desenvolvidos por pesquisadores de empresas norte-americanas que buscavam metodologias para melhorar o processo de definição de estratégias de recuperação

Inicialmente foram propostos tratamentos matemáticos para parâmetros considerados críticos para a recuperação de reservatórios. Estes tratamentos foram aplicados na elaboração de uma metodologia para a otimização do processo de seleção inicial de alternativas e análise comparativa de projetos conceituais para o desenvolvimento de diferentes reservatórios, considerando os objetivos estabelecidos e as suas particularidades.

Os trabalhos mais recentes e completos para o problema de otimização de planos de desenvolvimento e gerenciamento têm apresentado procedimentos eficientes para o planejamento de experimentos e métodos numéricos bastante ajustados ao cálculo de uma função-objetivo a partir das curvas de produção e injeção fornecidas pela simulação do modelo proposto para o reservatório e esta é uma abordagem que apresenta um grande potencial para o estudo de novas tecnologias que viabilizem a exploração de óleos pesados e avaliação de projetos inovadores na área de perfuração (poços multilaterais, inteligentes, etc.).

Nystad [1985], Damsleth *et alii* [1992] e Beckner e Song [1995], propuseram metodologias para problemas relacionados à otimização de planos de desenvolvimento e gerenciamento para reservatórios de petróleo utilizando as previsões de produção e injeção geradas pela simulação numérica. Os trabalhos desenvolvidos por eles apresentaram as seguintes características comuns: a definição de um quadro de premissas e simplificações pertinentes para a abordagem do problema e um número reduzido de simulações realizadas e de parâmetros avaliados. Durante a preparação dos testes seqüenciais aplicados aos casos selecionados foi construído um painel de atributos essenciais para a determinação dos parâmetros com maior influência no cálculo da função-objetivo e também para a otimização destes, de modo a assegurar a qualidade do conjunto de soluções geradas de acordo com os critérios adotados.

Nystad [1985] investigou um conjunto de parâmetros operacionais requeridos para a otimização de projetos conceituais para campos de petróleo: razão de depleção (capacidade de produção, incluindo os aspectos de vazão de máxima eficiência) e distribuição geográfica da capacidade total de produção (densidade de poços, número de plataformas, etc.), inseridos de forma integrada na função-objetivo definida para o estudo.

Nesta abordagem proposta por Nystad, a análise comparativa utiliza como base inicial uma malha de produção densa gerada a partir de um número restrito de simulações. O planejamento aplicado à construção desta malha base teve a sua fundamentação nos critérios estabelecidos para este problema de otimização, de modo a proporcionar uma redução no custo computacional e no tempo requerido para a execução desta etapa preliminar.

O autor também definiu um quadro de simplificações para a construção dos cenários econômicos aplicados ao estudo a partir de um número reduzido de parâmetros. Os custos de capital incidem no primeiro período e o imposto total é calculado a partir da aplicação do módulo de custo para o reservatório, sendo contabilizado em um segundo período. Esta distribuição ao longo do tempo mostrou-se adequada para o tratamento dos parâmetros econômicos na avaliação dos esquemas considerados para a exploração.

As premissas seguintes foram estabelecidas para elaboração de um algoritmo baseado em métodos diretos para o cálculo da função-objetivo a ser maximizada, no caso o valor presente total para o projeto. Considerando que o volume de petróleo a ser recuperado é determinado por um conjunto de parâmetros geológicos e operacionais associados a um cenário financeiro bastante dinâmico, Nystad propôs que o lucro máximo para um projeto de uma companhia petrolífera fosse determinado a partir da seguinte fórmula:

$$\text{Lucro máximo} = \text{máximo} \left[ -WE + \frac{P.F(E)}{1+r} \right] \quad (2.1)$$

onde: E = vazão de produção, P = preço do petróleo, F(E) = quantidade de petróleo produzido, W = custo de produção, r = fator de desconto

O valor máximo para a função-objetivo é determinado pela combinação de parâmetros que gera um valor nulo para a primeira derivada desta função.

$$F'(E) = \frac{W}{P}(1+r) \quad (2.2)$$

Neste método, os ajustes necessários para a maximização dos lucros e a determinação do fator de recuperação ótimo para um projeto são definidos por:

$$\text{máximo VPL} = \text{máximo} \left[ \int_0^{t_c} (p(t).q(t, \bar{x}) - I(t, \bar{x}) - b(t, \bar{x})).e^{-rt} .dt \right] \quad (2.3)$$

onde  $\bar{x}$  = variáveis de decisão,  $q(t, \bar{x})$  = razão de produção de petróleo,  $I(t, \bar{x})$  = custos de capital,  $b(t, \bar{x})$  = custos operacionais,  $p(t)$  = preço do petróleo,  $t_c$  = tempo final de produção, r = fator de desconto

Para a validação desta nova metodologia, o autor optou por definir duas variáveis de decisão (em função de seu impacto na função-objetivo) para o problema de otimização

não-linear: vazão de depleção ( $x_1$ ) e distribuição geográfica da capacidade de produção ( $x_2$ ). Estes dois atributos foram variados simultaneamente para a obtenção da superfície de resposta da função-objetivo – VPL (valor presente líquido). Os resultados atenderam aos critérios estabelecidos para o trabalho e indicaram um caminho para o estudo integrado de atributos na elaboração de estratégias de desenvolvimento e gerenciamento.

Damsleth et alii [1992] utilizaram como base um conjunto de variações aplicadas individualmente a cada parâmetro nos cenários propostos para a análise de sensibilidade e aplicaram técnicas estatísticas de interpolação para obtenção dos resultados relativos a um quadro de alternativas consideradas a partir da simulação de um conjunto limitado de cenários. É importante mencionar que a utilização das técnicas de interpolação viabilizou uma redução considerável no tempo total requerido para o processo de otimização e do seu custo computacional.

Considerando o fator de recuperação como sendo a variável ( $y$ ) e as variáveis de pesquisa (parâmetros do reservatório), ( $x_1$ ), ( $x_2$ ) e ( $x_3$ ), eles propuseram a seguinte relação a partir da avaliação das curvas fornecidas pela simulação numérica de reservatórios:

$$y = f(x_1, x_2, x_3) \tag{2.4}$$

Na fase seguinte os autores estudaram o comportamento não-linear apresentado pela superfície de resposta obtida a partir de um quadro de experimentos elaborados segundo os critérios definidos individualmente para os projetos. Esta análise permitiu reescrever a expressão anterior utilizando ponderadores (coeficientes) para cada variável e considerar as interações entre estas variáveis, obtendo-se um modelo aproximado coerente para a função  $y$ :

$$y = \sum_{i=0}^n b_i x_i + \sum_{j=0}^n b_j x_j = O^n b_j x_i x_j + e \tag{2.5}$$

onde os valores da variável “b” são coeficientes desconhecidos e “e” é o termo associado ao erro.

Na abordagem proposta por estes autores, a quantidade de termos correlacionados pelo modelo é determinada pela sua complexidade. Para avaliação da formulação aproximada, foi definido um quadro de experimentos para estimar os coeficientes a serem considerados na etapa posterior do estudo. Esta análise envolveu também a elaboração de um procedimento simplificado para minimização da diferença entre os valores calculados com a função real (obtidos a partir das curvas geradas por simulação numérica) e os valores calculados com o modelo aproximado para a função.

Os resultados obtidos para os experimentos propostos indicaram um bom desempenho da metodologia. A avaliação permitiu também estabelecer um quadro de critérios para seleção de um número limitado de parâmetros, que exerçam um impacto significativo na determinação de uma aproximação polinomial ideal para a função-objetivo e, conseqüentemente um impacto nos resultados estimados para o projeto.

O caso base proposto para avaliar o desempenho da metodologia foi um campo localizado no Mar do Norte. Com base nas características principais deste caso base foi proposto um conjunto inicial de parâmetros para otimização. Os resultados obtidos na análise de sensibilidade foram selecionados os seguintes parâmetros para serem considerados na composição da função: volume original de óleo *in situ* ( $N$ ), permeabilidade relativa ( $K_r$ ), permeabilidade vertical ( $K_v$ ), segmentação do reservatório ( $n$ ) e a variável dano de formação. A utilização do modelo aproximado para esta função permitiu estabelecer as seguintes relações entre os parâmetros de entrada e a produção acumulada de óleo ( $N_p$ ):

- Os parâmetros permeabilidade vertical ( $K_v$ ) e dano de formação não exerceram uma influência significativa no comportamento da função objetivo (em comparação com os demais parâmetros), não sendo necessário incluí-los no modelo aproximado para a função-objetivo.
- O formato da curva de permeabilidade relativa ( $K_r$ ) e seus pontos terminais não apresentaram um efeito significativo nos resultados de  $N_p$ .
- A segmentação lateral do reservatório não influencia de forma expressiva o comportamento de  $N_p$ . Verificou-se, no entanto que este parâmetro atua de forma

combinada com as variáveis  $N$  e  $K_r$  nos resultados obtidos para a produção acumulada.

- Em função das características de não-linearidade da função-objetivo e dos coeficientes aplicados para a modelagem aproximada, a variável de pesquisa  $N$  foi a que exerceu maior impacto nos resultados gerados para os exemplos selecionados.

Para o modelo final, a análise de sensibilidade incluiu variações de até 90% para os valores propostos para os parâmetros. Os autores consideraram que a utilização de valores extrapolados, que não estejam contidos no intervalo estabelecido, demandaria a realização de estudos complementares específicos.

Beckner e Song [1995] apresentaram uma metodologia para a maximização do valor presente total de um projeto completo de desenvolvimento de campo através de algoritmos para otimização da alocação e do cronograma operacional para os poços produtores. Estes pesquisadores utilizaram como ferramenta de otimização o *simulated annealing*, associada à uma formulação não-linear para o problema de locação dos poços e definição do cronograma de perfuração/completação baseada no problema clássico do “caixeiro viajante”, onde a distância total percorrida é otimizada. Nesta analogia, as locações dos poços correspondem às cidades e o cronograma de perfuração/completação ao cronograma da viagem. Eles desenvolveram um procedimento para o cálculo do VPL total do projeto (em uma analogia à distância total) a partir dos resultados gerados por meio da simulação numérica para cada esquema avaliado (conjunto de locações e cronograma de perfuração/completação).

O problema base definido para este estudo envolveu a definição de locações para 12 poços horizontais em um projeto de desenvolvimento inicial para um campo marítimo. A partir deste problema base, o planejamento de experimentos foi estruturado em 7 estudos de otimização associada à avaliação do impacto exercido por parâmetros geológicos e financeiros, segundo um conjunto de premissas estabelecidas, de modo a atender ao comportamento não-linear da função-objetivo indicada. Estes estudos foram organizados em ordem crescente de complexidade. Iniciando com uma otimização aplicada a um projeto de desenvolvimento para um reservatório uniforme considerando um custo fixo

por poço e evoluindo até uma otimização aplicada à concepção de um projeto de desenvolvimento para um reservatório com permeabilidades verticais e horizontais variáveis, pressões iniciais variáveis e custos de poços variáveis. Entre as premissas estabelecidas pelos autores para o desenvolvimento da metodologia devem ser mencionadas: análise individual do impacto exercido por cada atributo e definição de um tempo médio constante de perfuração/completação de 3 meses por poço para a definição do cronograma.

Ao utilizar o *simulated annealing*, o número de simulações requerido para o estudo foi bastante elevado. Os resultados mostraram que a aplicação de um espaçamento uniforme entre poços é muito adequada para o desenvolvimento de campos sob recuperação primária. Deve-se mencionar também que o tratamento destes resultados evidenciou um impacto significativo dos custos variáveis associados aos poços (perfuração/completação) e das heterogeneidades relativas às propriedades geológicas do reservatório na definição das locações para os poços ao longo do processo de otimização do VPL do projeto.

Bittencourt [1997] desenvolveu um algoritmo híbrido baseado em métodos diretos como algoritmo genético, método Polítopo e busca Tabu, aplicado à otimização de projetos de desenvolvimento para reservatórios de petróleo. Ele obteve um procedimento bastante eficiente para o cálculo da função-objetivo ao promover uma integração entre a simulação de reservatórios e a análise econômica, utilizando de forma bastante direta os dados gerados pelo simulador para os diferentes cenários selecionados. A metodologia demandou um número muito grande de simulações e o tratamento empregado nos resultados foi bastante adequado para a análise comparativa de fluxos de caixa que definiu a priorização das alternativas consideradas, segundo as premissas estabelecidas.

Pan e Horne [1998] investigaram dois algoritmos de interpolação multivariada (baseados nos procedimentos de interpolação por mínimos quadrados e krigagem) para a geração de novas realizações a partir de um número restrito de cenários avaliados na maximização da função-objetivo estabelecida (valor presente líquido), visando a otimização de um quadro de parâmetros operacionais relativos a elaboração de um projeto de desenvolvimento de campo incluindo injeção de água.

A análise dos resultados obtidos indicou que o desempenho da interpolação por krigagem (em que os valores são interpolados considerando a distância em relação aos pontos em que os valores foram amostrados através da atribuição de ponderadores) foi superior ao da interpolação por mínimos quadrados na construção das realizações mencionadas para o problema de locação de poços.. Outro aspecto relevante na metodologia proposta por este trabalho foi a redução considerável no número de simulações necessárias para a obtenção do conjunto de soluções e, conseqüentemente, no tempo total e no custo computacional requerido pelo processo, proporcionada pelo planejamento de experimentos para seleção de cenários geológicos representativos (realizações). Esta abordagem mostrou-se bastante conveniente para o tratamento das incertezas e foi associada a um refinamento do processo de otimização em torno de uma região intermediária, obtido por meio de simulações adicionais. Este refinamento foi considerado importante por permitir a identificação dos ótimos locais decorrentes das interações entre as diversas variáveis que compõem a função-objetivo estabelecida para o projeto.

Cruz [1999] introduziu o conceito de “mapa de qualidade”, utilizando a simulação numérica para integrar todos os parâmetros determinantes no desempenho do reservatório e avaliar apropriadamente as interações entre estes.

O processo utilizado para a construção do mapa envolveu a realização de um quadro de simulações em que a locação de um único poço produtor vertical é variada a cada rodada para avaliação de toda a área horizontal. É preciso considerar que este processo acarretou um número bastante elevado de simulações. A cada rodada determinou-se a qualidade da célula em que o poço foi alocado, de modo que este mapa de qualidade permitiu visualizar a distribuição do “potencial” ao longo da superfície do reservatório para a produção. Em função deste processo de construção bastante robusto, o mapa de qualidade é uma ferramenta adequada para um conjunto de problemas de engenharia de reservatórios:

- Definir a locação de poços produtores verticais, utilizando um método de otimização simplificado e robusto para a maximização da função-objetivo estabelecida para o projeto.

- Agregar as incertezas associadas ao modelo geológico por meio de uma abordagem (“*full approach*”) para a geração de um conjunto completo de realizações representativas equiprováveis que são submetidas ao simulador de reservatórios e analisadas na tomada de decisões.

A abordagem “*full approach*” foi estruturada em um conjunto de 5 etapas consecutivas: (1) geração do conjunto de realizações para a estrutura e as propriedades físicas do reservatório, utilizando técnicas geoestatísticas para interpolação e simulação estocástica a partir de um conjunto restrito de dados e considerando as incertezas envolvidas, (2) definição da faixa de variabilidade para o número de poços necessários para cada reservatório, (3) otimização da configuração para cada número de poços avaliado, utilizando o mapa de qualidade do primeiro quadrante e maximizando a soma das qualidades associadas aos poços, (4) calcular o lucro obtido para cada número de poços e cada configuração considerando os cenários especificados, (5) determinar o número ótimo de poços na elaboração de um projeto conceitual:

- Comparação de cenários geológicos
- Classificação de realizações representativas
- Identificação de realizações representativas.

Os resultados obtidos com os casos selecionados para a validação da metodologia indicaram que o mapa de qualidade média apresenta uma boa correlação com a distribuição do potencial de produção ao longo da área do reservatório e que o procedimento utilizado para o tratamento das incertezas atendeu aos critérios estabelecidos, viabilizando a comparação de alternativas e definição de parâmetros para um projeto de desenvolvimento.

Pedroso e Schiozer [2000] desenvolveram uma metodologia simplificada e automatizada para o problema de otimização de locação de poços produtores verticais para elaboração de projetos conceituais de recuperação primária em campos marítimos associando a simulação numérica e computação paralela (utilizando o PVM – *Parallel Virtual Machine*). O processo foi automatizado através da implementação de dois programas que promovem a interface entre as etapas seqüenciais. O primeiro programa

processava os resultados fornecidos pela simulação de fluxo e realizava o cálculo da função-objetivo (valor presente líquido) gerando uma listagem com a classificação dos poços (em ordem decrescente). O segundo programa preparava o arquivo de entrada para a simulação seguinte obedecendo aos critérios estabelecidos e a listagem previamente gerada. A automatização da metodologia proporcionou uma redução significativa no tempo requerido pelo processo e os programas podem ser adaptados para a análise de outros indicadores técnicos e/ou econômicos.

Este trabalho realizado por Pedroso e Schiozer [2000] forneceu os fundamentos para a metodologia desenvolvida por Mezzomo e Schiozer [2001] para a otimização de parâmetros operacionais na elaboração de projetos conceituais para o desenvolvimento de campos marítimos com poços verticais e injeção de água. Considerando as características de não-linearidade do problema, optou-se por construir um conjunto de procedimentos que incluíam algoritmos desenvolvidos a partir de métodos diretos baseados em gradientes para a maximização da função-objetivo, de modo a garantir a convergência com um baixo custo computacional (decorrente de um número reduzido de simulações necessárias).

Nakajima e Schiozer [2003] desenvolveram uma metodologia aplicada à uma etapa posterior à definição da estratégia de produção, que proporcionou a otimização de desempenho de poços horizontais no desenvolvimentos de campos de petróleo.

Steagall [2001], Santos [2002] e Costa [2003] implementaram uma metodologia para a quantificação do risco nas etapas de avaliação e desenvolvimento. Esta metodologia propõe uma análise de sensibilidade para redução da quantidade de atributos incertos e a construção de uma árvore de derivação baseada nos atributos críticos, onde cada ramo desta árvore está associado a um modelo de simulação.

Para os estudos mais completos, que envolvam um grande número de atributos críticos a aplicação desta metodologia pode demandar um altos custos computacionais e longos tempos de processo. Nestes casos devem ser utilizados recursos como automação do processo e emprego de computação paralela e tratamentos especiais para atributos geológicos [Costa e Schiozer, 2003]

Deve-se mencionar também trabalhos recentes que apresentaram metodologias desenvolvidas a partir da teoria da utilidade multi-atributos. Esta é uma ferramenta bastante adequada para a tomada de decisões considerando aspectos conflitantes, como ocorre na elaboração de projetos de recuperação para campos de petróleo.

Nepomuceno e Suslick [1999] desenvolveram uma metodologia que possibilitou avaliar incertezas associadas aos aspectos financeiros e tecnológicos no processo de tomada de decisões para a estratégia de recuperação de campos. Os exemplos selecionados permitiram avaliar o desempenho da metodologia, confirmando a conveniência do uso da teoria da utilidade para priorização de alternativas em uma carteira de projetos.

Posteriormente, Furtado e Suslick [2001] aplicaram a teoria da utilidade multi-atributos na elaboração de uma metodologia que permitiu incluir de forma explícita o comportamento em relação ao risco e três objetivos principais – aspectos financeiros, tecnológicos e ambientais, no processo de avaliação para tomada de decisões na projetos de recuperação.

Güyağüler e Horne [2001] propuseram uma abordagem bastante completa para o problema de otimização de planos de desenvolvimento através da elaboração de uma metodologia estruturada em duas etapas integradas: um algoritmo genético híbrido para a otimização da função-objetivo, utilizando as previsões geradas por meio da simulação numérica e um procedimento para o tratamento de incertezas e uma análise de risco associados à locação de poços fundamentado na teoria da utilidade, obedecendo aos critérios propostos para a elaboração do projeto conceitual.

Com relação à etapa inicial, a construção de um algoritmo híbrido a partir da combinação de características do algoritmo genético e do método Polítopo viabilizou a associação de uma busca estocástica e acompanhamento de tendências ao longo do domínio estabelecido para a função-objetivo. Este foi um fator determinante para direcionar e acelerar a pesquisa do valor ótimo ao longo do domínio estabelecido para a função-objetivo, conciliando o comportamento não-linear da superfície de resposta e robustez necessária para garantir a convergência. O processo iterativo para maximização da função-objetivo apresentou uma melhora significativa na qualidade das soluções

decorrente da identificação de ótimos locais no processo de maximização da função-objetivo e de um refinamento na busca em torno de sub-domínios selecionados de acordo com as premissas atribuídas.

No entanto, este algoritmo apresentou dois inconvenientes bastante críticos: tempo de processamento bastante longo e custo computacional elevado, em função do número bastante grande de simulações requeridas para a avaliação do conjunto completo de alternativas equiprováveis e aleatórias inicialmente propostas. Os autores optaram então por reduzir o número de simulações por meio da elaboração de um procedimento aproximado para estimar valores de função-objetivo para uma parte das alternativas que compõem o conjunto inicial mencionado a partir dos resultados obtidos pela simulação de um grupo restrito de alternativas consideradas representativas.

Este método aproximado empregou técnicas de interpolação por krigagem (com a atribuição de ponderadores aos resultados gerados por meio de simulação para cada alternativa representativa). A otimização da função-objetivo envolveu um processo recursivo de seleção de cenários representativos para simulação e análise de valores interpolados pelo método aproximado. Este processo mostrou-se bastante conveniente e proporcionou uma redução bastante significativa no tempo e custo de processamento.

Para garantir a qualidade dos resultados, o método aproximado foi calibrado ao final de cada iteração do algoritmo genético híbrido, utilizando-se um conjunto de dados obtidos pelas simulações já realizadas que foi atualizado a cada nova simulação. É importante ressaltar que a principal vantagem na utilização da interpolação por krigagem é a sua robustez e adaptabilidade para interpolação a partir de um conjunto limitado de dados amostrados, que permitem incorporar tendências e continuidades.

Para a implementação de uma análise de risco apropriada, a metodologia desenvolvida pelos autores adaptou alguns conceitos básicos da teoria da utilidade para viabilizar a quantificação do impacto exercido pelas incertezas associadas ao modelo geológico na função-objetivo, considerando o perfil dos responsáveis pela elaboração do projeto em relação ao risco e os critérios estabelecidos para a classificação das alternativas analisadas. O procedimento envolveu a construção de uma árvore de decisão em que os

nós representam os eventos possíveis, aos quais são atribuídas probabilidades de ocorrência e valores de função-utilidade. Os resultados mostraram a conveniência do uso da teoria da utilidade para a seleção de alternativas na elaboração de projetos conceituais.

## **Capítulo 3**

### **Fundamentos Teóricos**

Este capítulo tem como objetivo introduzir os principais conceitos da engenharia de reservatórios aplicados na elaboração de projetos de desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo: mecanismos de produção (relacionando o comportamento de pressão e o fator de recuperação estimados) e os métodos de recuperação atualmente em uso, com base nos padrões de fluxo e no comportamento da pressão e das saturações dos fluidos contidos nos reservatórios que, por sua vez, são determinados pelas heterogeneidades, anisotropias, barreiras e canais existentes.

#### **3.1 Mecanismos de Produção**

Para que o óleo e/ou gás contido em um reservatório possa(m) ser produzido(s) é necessário que ele disponha de uma determinada quantidade de “energia” para superar a resistência proporcionada pelas tortuosidades e estrangulamentos característicos dos canais porosos. Esta energia de que dispõe o reservatório recebe o nome de energia primária e depende das suas dimensões, do ambiente geológico no qual se encontra inserido e da composição e quantidade dos fluidos presentes.

De uma forma geral, a produção dos poços é determinada principalmente por dois efeitos decorrentes do comportamento de pressão: expansão de fluidos devido à decompressão e deslocamento de um fluido por outro. Estes efeitos resultam de uma combinação de fatores, que determinam o mecanismo de produção.

Os parágrafos a seguir apresentam as características dos principais mecanismos de produção: gás em solução, capa de gás, influxo de água e combinado. Os dois primeiros ocorrem exclusivamente em reservatórios de óleo enquanto que o mecanismo de influxo de água também pode ser observado em reservatórios de gás.

### **3.1.1 Reservatórios de Gás em Solução**

Estes reservatórios apresentam uma zona de óleo limitada externamente, não havendo possibilidade de interferência do ambiente externo (como por exemplo, de uma capa de gás inicial ou de um aquífero, ainda que estes pertençam ao sistema).

Inicialmente, a pressão no intervalo portador de óleo é superior à pressão de saturação e a energia disponível para a produção encontra-se armazenada no próprio líquido. Esta pressão interna do reservatório decresce conforme o óleo é produzido, proporcionando a expansão dos fluidos e uma redução no volume de poros determinada pela compressibilidade efetiva da formação.

Em geral, os fluidos e a formação apresentam compressibilidades baixas e a pressão do reservatório decresce de forma bastante acelerada até atingir a pressão de saturação de óleo, quando o mecanismo de gás em solução passa a atuar de forma efetiva. O óleo é deslocado e produzido pela expansão do gás inicialmente dissolvido, conforme este é liberado da solução.

Em função deste processo de redução da pressão interna, uma quantidade cada vez maior de hidrocarbonetos é vaporizada e a concentração de gás cresce continuamente até a formação de uma fase contínua, quando o gás começa a ser produzido juntamente com o óleo. Este fato constitui um problema, pois ao ser produzido em grandes quantidades e desde muito cedo, a pressão do reservatório decresce ainda mais rapidamente provocando uma liberação cada vez maior de gás de modo que a razão gás-óleo (RGO), inicialmente baixa, cresce acentuadamente e atinge um valor máximo associado a um nível bastante

reduzido de pressão. A partir deste instante, o declínio contínuo de pressão acarreta em redução na vazão de gás e, por consequência, na RGO.

Reservatórios sob este mecanismo apresentam recuperações baixas, freqüentemente inferiores a 20% do volume original. Para casos em que os volumes residuais de óleo são bastante significativos devem ser realizados estudos para a implantação de projetos de recuperação suplementar.

### **3.1.2 Reservatórios com Capa de Gás Inicial**

Estes reservatórios apresentam como o principal mecanismo de produção a expansão da capa de gás acumulada na parte superior da estrutura. As seguintes hipóteses são estabelecidas para a compreensão do comportamento do reservatório:

- O gás da capa e o óleo encontram-se inicialmente em equilíbrio. Deste modo, a pressão inicial do reservatório é a pressão de bolha do sistema.
- A saturação intersticial de água é irreduzível e o seu valor médio é  $S_{wi}$ , tanto na capa de gás como na zona de óleo.
- A capa de gás não contém óleo em nenhum momento da vida produtiva do reservatório.

Quanto maior o volume da capa em relação ao volume de óleo (nas condições de reservatório), maior será a atuação da capa de gás, proporcionando a manutenção da pressão em níveis mais elevados por um período mais longo. A pressão decresce de forma contínua, porém mais lentamente do que o observado no mecanismo de gás em solução. A razão gás-óleo, por sua vez, cresce continuamente e este crescimento é mais acentuado em poços localizados nas partes mais altas da estrutura.

O fator de recuperação para reservatórios sob este mecanismo encontra-se na faixa de 20% a 30%. Deve-se ressaltar que a recuperação depende fortemente da vazão de produção que precisa ser controlada para que a queda de pressão na zona de óleo possa ser transmitida adequadamente para a capa e o gás nela contido possa expandir segundo uma taxa compatível. O intervalo de completação dos poços produtores deve estar à maior

distância possível da capa de gás, respeitando o processo de expansão desta em decorrência da depleção do reservatório de modo a minimizar a ocorrência de um cone de gás.

### **3.1.3 Reservatórios com Influxo de Água**

Estes reservatórios encontram-se em contato direto (subjacente ou lateral) com uma acumulação de água, que recebe o nome de aquífero. Conforme a pressão do reservatório decresce devido à produção, ocorre uma contração no volume poroso do aquífero e a expansão da água nele contida. A água excedente invade a zona de óleo e esse influxo de água promove o deslocamento do óleo para os poços produtores e a manutenção da pressão na zona de óleo.

Devido às baixas compressibilidades da água e da rocha, o aquífero deve apresentar um volume bastante considerável para que este mecanismo tenha uma atuação eficiente e as vazões de produção permaneçam em um nível adequado.

Da mesma forma que para os reservatórios com capa de gás, o fator de recuperação para reservatórios o mecanismo de influxo de água também é determinado principalmente pela vazão de produção dos poços, que precisa ser monitorada de modo a garantir a manutenção da pressão interna e o deslocamento mais eficiente do óleo, evitando a formação de caminhos preferenciais e minimizando a ocorrência de uma chegada de água prematura nos poços produtores, especialmente nos que estejam completados em áreas de maior permeabilidade ou alocados e completados nas partes mais baixas da estrutura.

### **3.1.4 Mecanismo Combinado**

Muitos reservatórios apresentam uma atuação combinada de dois ou mais mecanismos ao longo do tempo conforme o comportamento observado para a pressão. Uma situação bastante comum é a atuação simultânea de um aquífero de fundo e de uma capa de gás original ou secundária (gerada após um período de produção). Para estes

reservatórios, a otimização dos parâmetros operacionais nos projetos de desenvolvimento e gerenciamento requer o monitoramento contínuo do comportamento de pressão, associada a uma avaliação criteriosa da contribuição de cada mecanismo que é determinada pelas vazões de produção de gás e/ou água conforme o óleo é produzido na superfície.

### **3.2 Métodos de Recuperação**

De acordo com a complexidade inerente aos aspectos técnicos envolvidos, os métodos de recuperação podem ser classificados em convencionais e não-convencionais:

- Convencionais: Para estes métodos, a injeção de fluidos é realizada com o objetivo de deslocar o óleo contido nos poros das rochas (o fluido injetado passa a ocupar o espaço liberado pelo óleo produzido). Eles atuam de forma mecânica, proporcionando a suplementação da energia de pressão do reservatório e utilizam fluidos imiscíveis originalmente presentes no reservatório (água ou gás). Ao longo da vida produtiva do reservatório, estes fluidos se expandem e passam a ocupar o espaço previamente ocupado pelo óleo.
- Não-convencionais: São métodos mais complexos, que empregam fluidos com características especiais. Os principais métodos incluídos nesta categoria são: métodos térmicos (dentre eles destacam-se a injeção de água quente, a injeção cíclica de vapor e a injeção contínua de vapor, já bastante difundidos) que atuam reduzindo as forças viscosas responsáveis pela mobilização do óleo, melhorando assim as eficiências de varrido e métodos químicos (injeção de solventes e polímeros) que atuam também reduzindo a razão de mobilidade (tornando-a mais próxima da unidade) assim como as forças capilares decorrentes de altas tensões interfaciais que tendem a reter o petróleo na rocha, favorecendo o seu deslocamento.

### 3.3 Injeção de Água

Este é o método de recuperação convencional mais utilizado atualmente, devido à abundância e ao baixo custo da água de injeção. No Brasil os principais campos marítimos, localizados na Bacia de Campos são recuperados com injeção de água. As fontes de suprimento podem ser subterrâneas (aquíferos), superficiais (mar, lagos, rios) ou a água produzida juntamente com o óleo nos poços, em função dos recursos e facilidades disponíveis. Os principais objetivos para um projeto de injeção de água são o deslocamento do óleo em direção aos poços produtores e a manutenção da pressão interna do reservatório, conforme o óleo é produzido. Entre os principais aspectos a serem avaliados na definição de um esquema de injeção de água devem ser mencionados:

- Incremento na produção de óleo: a finalidade principal de um projeto de injeção é promover um acréscimo nos lucros por meio da recuperação de um volume adicional de óleo. Este volume adicional deve proporcionar um resultado que atenda aos objetivos estabelecidos, considerando os investimentos realizados e o tempo estimado para o projeto.
- Volume de água injetada: o planejamento do esquema de injeção deve visar a minimização do volume de água injetada necessária para a recuperação do volume adicional de óleo, de modo a obter custos menores para a captação, tratamento e para a própria injeção.
- Volume de água produzida: é importante minimizar a produção da água previamente injetada e adotar medidas que proporcionem o retardo desta produção. A minimização do volume produzido indica eficiência no deslocamento do óleo e garante uma redução nos custos de manuseio e descarte de água. Entre os fatores que precisam ser avaliados para atender a este critério estão: identificação de caminhos preferenciais (canais de alta permeabilidade) e monitoramento das vazões de produção de óleo dos poços e do comportamento de pressão nas vizinhanças.
- Quantidade de poços: o esquema de injeção deve ser planejado visando fornecer os volumes injetados e produzidos previamente estabelecidos, com a utilização de um número mínimo de poços. Entre os fatores que precisam ser avaliados estão incluídos: características estruturais, geológicas (distribuição de espessuras porosas

portadoras de óleo, canais de permeabilidade, presença de falhas) e petrofísicas do reservatório em estudo, a compatibilidade com os poços já existentes e os recursos técnicos e financeiros disponíveis. Estes fatores também devem ser considerados na definição do intervalo de completação dos poços, visando proporcionar o deslocamento efetivo do óleo na direção dos poços produtores.

### **3.3.1 Esquemas de Injeção**

Conforme citado na seção anterior, a escolha do esquema de injeção deve ser fundamentada nas características de estrutura e geometria do reservatório. Os esquemas de injeção utilizados com maior frequência são classificados em 2 classes principais: injeção periférica e injeção em padrão repetido (arranjo regular).

A injeção periférica é bastante indicada para reservatórios com estrutura anticlinal. Os poços injetores devem ser completados na parte mais baixa (região que em muitas situações contém água) e os poços produtores devem ser completados na porção mais alta da estrutura, verificando-se que o deslocamento ocorre na direção horizontal e o contato óleo-água sobe ao longo do tempo conforme o volume de água injetada aumenta.

Nestes casos, os aspectos mencionados atuam de forma favorável e um esquema de injeção periférica permite adiar a produção de quantidades significativas de água, proporcionando a recuperação máxima do óleo com uma produção mínima de água. No entanto, a injeção periférica requer um período de tempo relativamente longo para que a água possa deslocar efetivamente o óleo na direção dos poços produtores, principalmente se o número de injetores for reduzido. Para que o arranjo periférico possa ser implantado adequadamente, o reservatório deve apresentar as condições necessárias para promover o deslocamento da água injetada na direção dos poços injetores com vazões adequadas.

Na definição de esquemas aplicados aos reservatórios em forma de cunha os poços injetores também devem ser posicionados na base da estrutura (injeção na base ou injeção no flanco) de modo a considerar o ângulo da formação e favorecer o deslocamento do óleo (menos denso) pela água (mais densa), melhorando assim a recuperação.

A injeção em padrão repetido é mais adequada para reservatórios pouco inclinados (aproximadamente planos e horizontais), que apresentem uma área relativamente extensa e espessura reduzida. Para os reservatórios com estas características estruturais os poços produtores e injetores encontram-se alocados de forma uniforme ao longo da área, com intervalos de completação em profundidades similares. A água deve ser injetada na própria zona de óleo (injeção lateral) sob vazões controladas de modo a favorecer o deslocamento do óleo pela água e maximizar a eficiência de varrido. Um aspecto bastante crítico para a definição de sistemas de injeção está associado à ocorrência de heterogeneidades significativas para as distribuições de permeabilidade e porosidade e de descontinuidades, pois estas dificultam o deslocamento do óleo na direção desejada. A presença de fraturas e zonas de alta transmissibilidade também representa um inconveniente, pois a água injetada tenderá a se deslocar na direção destas, não promovendo a recuperação desejada.

Entre os esquemas mais difundidos encontram-se: *five-spot*, *seven-spot*, *nine-spot*, linha direta e linha esconsa. A razão entre o número de poços produtores e poços injetores varia para cada esquema e é fortemente dependente de aspectos relacionados a permeabilidades e viscosidades dos fluidos presentes. Estes parâmetros também exercem um impacto bastante significativo no raio de drenagem dos poços, devendo ser considerados na definição da distância entre os poços produtores e injetores.

Para condições desfavoráveis de deslocamento, a injetividade de um poço injetor excede a produtividade de um poço produtor após a reposição dos volumes previamente ocupados pelo óleo e a estabilização da pressão interna do reservatório. Deste modo, esquemas compostos por um maior número de poços produtores em relação ao de poços injetores permitem balancear a produtividade de óleo desejada com a injeção de água. O contrário é observado em reservatórios caracterizados por condições favoráveis para o deslocamento de óleo, para os quais espera-se obter uma maior eficiência de deslocamento por meio da implementação de esquemas com um maior número de poços injetores.

O planejamento otimizado de um esquema de injeção demanda uma avaliação criteriosa e adequada do impacto exercido por variações relativas à porosidade, saturação de água e molhabilidade, entre outros parâmetros físicos do reservatório, ao longo da

direção vertical assim como as variações regionais (ao longo de uma área). Esta avaliação determinará os parâmetros operacionais a serem aplicados, visando respeitar as velocidades diferenciadas de avanço das frentes de água e maximizar a eficiência para o deslocamento de óleo no prazo estabelecido para o projeto de injeção. Em muitos casos torna-se necessário analisar o efeito de anisotropias, barreiras de permeabilidade, canais preferenciais, falhas, fraturas que determinam a comunicação entre poços produtores e injetores.

Para reservatórios com canais de alta permeabilidade ou fraturas, os projetos de desenvolvimento geralmente são compostos por pares de poços (produtor-injetor), visando respeitar comunicação observada na região. É importante assegurar que o alinhamento das trajetórias definidas para cada par esteja compatível com as orientações destes elementos resultantes de eventos geológicos, de modo a minimizar a probabilidade de uma chegada de água prematura seguida por um aumento considerável na produção de água através destes caminhos preferenciais. Convém ressaltar também as incertezas associadas aos atributos mencionados, que precisam ser tratadas por meio de procedimentos adequados com um planejamento de experimentos ajustado a partir de modelos representativos.

### 3.3.2 Eficiência de Recuperação

A eficiência final de recuperação proporcionada por um esquema de injeção de água é dada por:

$$E_R = E_D \cdot E_v \quad (3.1)$$

onde:

$E_R$  = eficiência final de recuperação, (% do óleo originalmente presente no reservatório)

$E_D$  = eficiência de deslocamento para o volume “varrido” pela água, (% recuperada do óleo originalmente no volume varrido)

$E_v$  = eficiência de varrido volumétrico, a fração do volume de reservatório realmente varrida pela água, (% do volume do reservatório).

A eficiência de deslocamento resultante é determinada por uma combinação de fatores associados às propriedades da rocha e do fluido e ao volume poroso injetado, que precisam ser avaliados por meio de: (1) testes de laboratório utilizando testemunhos, (2) teoria do fluxo fracionário ou (3) correlações empíricas estabelecidas com base nos parâmetros com maior impacto na mobilidade dos fluidos.

A realização de testes de laboratório, que utilizam preferencialmente testemunhos representativos da formação e fluidos reais do reservatório, é o procedimento mais indicado para a determinação de valores de  $S_{OR}$  (saturação de óleo residual) e cálculo de  $E_D$ . A teoria do fluxo fracionário pode ser usada para estimar a  $S_{OR}$  e a  $E_D$  caso tenham sido realizadas medições para obtenção de valores de saturação utilizados na construção de curvas de permeabilidade relativa óleo-água. Correlações empíricas tais como a gerada por Croes e Schwarz, baseadas nos resultados de testes de injeção de água em laboratório, podem ser adaptadas e utilizadas em determinados estudos.

A eficiência de varrido volumétrico é definida por:

$$E_v = E_A \times E_L \quad (3.2)$$

onde:

$E_A$  = eficiência de varrido areal – fração da área definida pelo arranjo de poços que configuram o padrão unitário de injeção que é efetivamente varrida pelo fluido deslocante, i.e., água.

$E_L$  = eficiência de varrido vertical – espessura do reservatório efetivamente varrida pelo fluido deslocante, i.e., água.

A eficiência de varrido areal é determinada principalmente pela atuação conjunta dos seguintes fatores: razão entre o número de poços produtores e injetores, razão de mobilidade (definida abaixo) e heterogeneidades e variações regionais relativas à parâmetros físicos e geológicos do reservatório.

A razão de mobilidade é determinada pelas permeabilidades relativas e pelas viscosidades dos fluidos envolvidos. A Equação 3.3 apresenta a expressão matemática para o cálculo desta propriedade:

$$M = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o} \quad (3.3)$$

onde:

M = razão de mobilidade

kr = permeabilidade relativa

$\mu$  = viscosidade

w,o = subscritos denotando água e óleo respectivamente

As permeabilidades relativas estão associadas às duas regiões diferentes e separadas do reservatório. Craig sugeriu o cálculo da razão de mobilidade antes da chegada da água, i.e.,  $k_{rw}$  na saturação de água média na região varrida, e  $k_{ro}$  na região não-varrida.

A eficiência de varrido areal foi estudada para vários padrões, utilizando ambos os modelos físico e matemático. As correlações mais difundidas e utilizadas para o padrão *five-spot* são aquelas desenvolvidas por Dyes, Caudle, e Erickson.

O volume deslocável,  $V_D$ , é definido como a água injetada acumulada representada por uma fração do produto entre o volume de poros padrão e a eficiência de deslocamento no fluxo. Deve-se notar que, para as correlações propostas, a eficiência de varrido areal aumenta após a chegada da água para todas as razões de mobilidade.

A eficiência de varrido vertical (ou de invasão) é determinada por uma combinação de parâmetros geológicos e propriedade de fluidos: heterogeneidades e variações regionais associadas à propriedades do reservatório (permeabilidade, porosidade, distribuição de tamanho de poro), saturação de água conata, molhabilidade e razão de mobilidade, fluxo cruzado, forças capilares e gravitacionais. O efeito combinado destes parâmetros apresenta um comportamento bastante dinâmico que precisa ser monitorado de forma adequada ao longo do projeto de injeção de água.

Convém ressaltar que as variações de permeabilidade horizontal ocorrem devido a mudanças nos ambientes deposicionais e aos eventos geológicos subseqüentes e que estas variações afetam muito fortemente a eficiência de varrido areal, pois a água injetada desloca-se preferencialmente ao longo das zonas de maior permeabilidade. Na concepção

do projeto, a geometria e a trajetória dos poços são definidas com base nas informações relativas à distribuição de permeabilidades e de espessuras, de modo a promover o deslocamento efetivo do óleo na direção dos poços produtores. Outro aspecto que precisa ser considerado é a maior influência da variação de permeabilidade na eficiência de varrido vertical e que este efeito apresenta um comportamento dependente da razão entre as vazões de produção e injeção.

Por fim, a definição apropriada dos parâmetros de um projeto de injeção de água também requer a análise do efeito da molhabilidade no deslocamento dos fluidos. Esta propriedade atua de forma conjunta com a variação de permeabilidade determinando a eficiência resultante para o varrido vertical em um projeto de drenagem. Em uma rocha preferencialmente molhada pela água, a água é embebida das zonas de permeabilidades mais altas para zonas de permeabilidades mais baixas por causa das forças capilares, o que acarretaria em uma fração de óleo residual significativa nestas áreas. Além disso, a água injetada tende a fluir para o fundo do reservatório devido à segregação gravitacional.

### **3.3.3 Critérios Aplicados para Definição de Vazões de Injeção**

A vazão de produção de óleo e, por conseguinte, a duração de um projeto de injeção de água obedecendo aos critérios econômicos definidos, está associada às vazões estabelecidas para os poços injetores alocados em cada projeto ao longo de sua operação no campo. Estas vazões são determinadas por uma composição de fatores e estão submetidas a alterações ao longo das diversas fases do projeto. As principais variáveis que precisam ser consideradas na definição das vazões de injeção para os poços alocados em um determinado reservatório são: Propriedades de rocha e fluido, mobilidades de fluido das regiões varridas e não-varridas, as dimensões destas regiões e a ocorrência de anisotropias e caminhos preferenciais, considerando as trajetórias definidas para os poços, a razão entre o número de poços produtores e injetores, o espaçamento entre os poços e o raio de influência destes para o esquema selecionado.

Com relação à trajetória dos poços, de uma forma geral, poços horizontais apresentam um desempenho muito satisfatório para reservatórios com espessura reduzida

ou reservatórios com uma espessura considerável e uma boa permeabilidade vertical ( $K_v$ ). Observa-se que a anisotropia relativa à permeabilidade vertical-horizontal atua de forma bastante expressiva na produção de um poço horizontal segundo uma relação diretamente proporcional - quanto maior a permeabilidade vertical maior será o índice de produtividade do poço horizontal, promovendo um aumento de vazão e/ou uma redução no declínio de pressão.

Por fim, uma outra situação em que poços horizontais também devem ser considerados como uma alternativa interessante está associada ao gerenciamento de campos que apresentam problemas de formação de cone de água ou gás ou de produção de areia. Neste caso, os poços horizontais proporcionam um maior controle para a prevenção destes problemas e podem ser produzidos com um potencial mais alto por um período mais longo.

O parâmetro estabelecido para analisar os efeitos decorrentes destes parâmetros nas vazões de injeção estabelecidas para os poços que compõem a malha de drenagem recebeu o nome de injetividade e é calculado como sendo a vazão de injeção por unidade de diferença de pressão entre os poços injetores e produtores. Este parâmetro apresenta um comportamento dinâmico e deve ser monitorado ao longo do tempo de modo a assegurar a varredura adequada do reservatório.

Durante a primeira fase de injeção em um reservatório cujo mecanismo de produção é o de gás em solução, a injetividade e conseqüentemente a vazão de injeção de água, declina rapidamente do valor inicialmente proposto para o projeto. Após a água preencher o espaço liberado pela produção de fluidos, o comportamento da injetividade passa a estar associado à razão de mobilidade. Ela permanece constante no caso da razão de mobilidade unitária, aumenta se  $M > 1$  (desfavorável) e diminui se  $M < 1$  (favorável).

Este fenômeno vem sendo abordado por diversos autores em um número considerável de estudos ao longo do tempo. Para um fluxo incompressível em regime permanente aplicado a um sistema radial homogêneo, Muskat, e Deppe desenvolveram equações para a vazão de injeção em padrões regulares de injeção com razão de mobilidade unitária e sem saturação de gás livre. Um outro trabalho bastante importante

foi o desenvolvido por Craig, que apresentou uma tabela em sua monografia com um conjunto de expressões teóricas que relacionam as vazões de injeção e a pressão do reservatório para diferentes esquemas de produção/injeção.

Na definição das vazões de injeção para os poços, deve-se buscar ajustá-las em relação às vazões dos poços produtores de forma manter a razão de mobilidade na área em torno de 1 para se obter uma maior efetividade no deslocamento do óleo e maximizar a eficiência de varrido. Isto é especialmente crítico para reservatórios portadores de óleos com viscosidades elevadas. Os valores obtidos com as expressões teóricas mencionadas no parágrafo anterior podem ser utilizados como estimativas iniciais, mas deve-se realizar uma análise integrada com a simulação numérica.

A Tabela 3.1 descreve as expressões para as vazões de injeção para os arranjos mais utilizados.

Tabela 3.1: Expressões para as vazões de injeção aplicadas a padrões completamente desenvolvidos para razão de mobilidade unitária

<i>Direct Linedrive</i>	$i = \frac{3,541kh(\Delta p)}{\mu \left( \ln \frac{a}{r_w} + 1,571 \frac{d}{a} - 1,838 \right)} \frac{d}{a} \geq 1$
<i>Staggered Line Drive</i>	$i = \frac{3,541kh(\Delta p)}{\mu \left( \ln \frac{a}{r_w} + 1,571 \frac{d}{a} - 1,838 \right)}$
<i>Five-Spot</i>	$i = \frac{3,541kh(\Delta p)}{\mu \left( \ln \frac{d}{r_w} - 0,619 \right)}$
<i>Seven-Spot</i>	$i = \frac{4,72kh(\Delta p)}{\mu \left( \ln \frac{d}{r_w} - 0,569 \right)}$

### 3.3.4 Poços Horizontais e Verticais

Uma escolha importante a ser feita no processo de seleção de estratégia de produção é o tipo de poço. Prado (2003) apresentou um trabalho que pode ser utilizado como

referência para comparação entre poços horizontais e verticais pois analisa diversos cenários geológicos e econômicos.

### **3.4 Simulação de Reservatórios**

Ao longo dos últimos anos um número bastante expressivo de pesquisas foram realizadas visando tornar a simulação de reservatórios cada vez mais viável e eficiente. Deve-se destacar a elaboração de novas formulações ajustadas para o sistema de equações a serem resolvidas que considerem a não-linearidade da função-objetivo e outros procedimentos que reduzam o custo computacional, o tempo de processamento e garantam a convergência na solução destas equações.

Atualmente, ela é a ferramenta mais apropriada e confiável por possibilitar a subdivisão adequada da malha proposta para o reservatório em blocos com propriedades distintas e utilizar métodos baseados em diferenças finitas ou elementos finitos, com formulações explícitas, implícitas ou adaptativas, para a solução do conjunto de equações citado anteriormente (balanço de materiais, balanço de energia e lei de Darcy), que descreve o fluxo no meio poroso, fornecendo o comportamento de pressão e de vazões do reservatório ao longo do tempo.

Paralelamente, os novos programas para pós-processamento dos dados gerados pela simulação permitem construir gráficos, mapas e relatórios de forma bastante conveniente, facilitando as análises requeridas nas diversas atividades de engenharia de reservatórios. Eles têm possibilitado utilizar, de forma bastante direta, os resultados gerados pela simulação de reservatórios em análises de risco geológico ou estudos de avaliação econômica.

É sempre importante ressaltar a necessidade de um conjunto representativo e acurado de dados de rocha e fluidos (que deve ser elaborado a partir de informações fornecidas pela sísmica e testes em poços), assim como de um levantamento bastante pertinente do histórico de produção para que a simulação numérica proporcione previsões

confiáveis para o comportamento futuro do reservatório que serão utilizadas no planejamento e gerenciamento de projetos.

### 3.5 Estratégia de Produção

A elaboração de estratégias de para o desenvolvimento de campos é um problema bastante complexo devido (1) às incertezas decorrentes da quantidade bastante limitada de dados disponíveis para as variáveis de reservatório envolvidas neste processo e (2) ao alto grau de liberdade e número de variáveis envolvidas.

Entre os principais aspectos a serem definidos na elaboração de estratégia devem ser mencionados: número de poços, geometria dos poços, intervalo de completação, cronograma de entrada dos poços, vazão de produção, inclusão de sistema de injeção de água ou de injeção de gás, inclusão de sistema de *gas-lift* entre outros.

Inicialmente a abordagem utilizada para a definição dos parâmetros citados era totalmente manual. Os engenheiros buscavam as informações disponíveis sobre estrutura, geometria do reservatório, assim como a distribuição de espessuras e utilizavam as ferramentas viáveis para obtenção de previsões de comportamento do reservatório. Os parâmetros eram definidos a partir dos resultados obtidos, considerando a experiência do engenheiro e este processo demandava um tempo muito grande. Algumas abordagens mais recentes propõem um processo totalmente automatizado. Elas associam simulação de reservatórios e algoritmos para a definição dos parâmetros que compõem o projeto de desenvolvimento. Estas abordagens tornam o processo mais rápido mas demandam um grande número de simulações e um alto custo computacional, não sendo viável avaliar um grande número de alternativas para um campo de grandes dimensões. Pode-se perceber um procedimento bastante adequada para a seleção de projetos de desenvolvimento para reservatórios deve combinar os pontos fortes das abordagens manual e automatizada.

É preciso destacar também que a definição destes parâmetros deve considerar de forma apropriada as incertezas mencionadas no parágrafo anterior, sendo assim necessário

que este processo esteja associado uma análise dos riscos associados (técnicos, operacionais, geológicos, financeiros, etc.)

Uma característica importante do processo de seleção de projetos de desenvolvimento é que o grau de sofisticação do processo depende da fase de desenvolvimento do campo. Para a escolha da alternativa que melhor atenda aos objetivos estabelecidos para cada fase do projeto, considerando os recursos disponíveis e o prazo definido, a análise de risco geológico deve ainda ser complementada por uma análise econômica que considere o comportamento dinâmico do mercado financeiro (preços de venda, custos, tributações e participações) que tem um impacto bastante forte no retorno de um projeto.

### **3.6 Indicadores Econômicos**

Esta seção apresentará alguns indicadores econômicos que podem ser utilizados como função-objetivo para a otimização de parâmetros operacionais na elaboração de projetos de desenvolvimento ou gerenciamento de campos de petróleo, assim como para análise de risco geológico e para a análise de sensibilidade financeira. Os valores obtidos para estes indicadores resultam da combinação de parâmetros de reservatório e cenários econômicos e a comparação de alternativas está associada à análise e quantificação de riscos e incertezas, considerando o princípio da equivalência e os critérios estabelecidos para a concepção de um projeto (nível de investimento, evolução do fluxo de caixa associada à captação e distribuição de recursos ao longo do período, aversão ao risco, entre outros). Um aspecto determinante na tomada de decisões e priorização destas alternativas é conciliar a rentabilidade, a antecipação de produção e receitas e as restrições estabelecidas pela gestão de recursos. Os principais indicadores são:

- Valor presente líquido: o cálculo do VPL de um projeto é realizado transportando-se todos os custos e as receitas para a sua data inicial com a aplicação da taxa mínima de atratividade. Este indicador representa o resultado proporcionado pela realização de um projeto e é indicado para comparar alternativas para as quais estejam definidos custos e receitas diferenciadas. No caso da análise de projetos de desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo, as simulações fornecem

valores futuros de receitas e os custos associados são definidos segundo as características do projeto. A fórmula utilizada para o cálculo do VPL de um projeto é:

$$VPL = \frac{FC}{(1+r)^t} \quad (3.4)$$

onde:

VPL = valor presente líquido;

r = taxa de desconto ou taxa de atratividade;

FC = fluxo de caixa do projeto para o período t considerado;

t = período considerado.

- Coeficiente de retorno: o CR é calculado como sendo a razão entre o lucro líquido e o total atualizado de investimentos. Este indicador representa o número de unidades monetárias obtidas para cada unidade monetária investida.
- Taxa interna de retorno: é a taxa de juros que aplicada para transportar as parcelas de um fluxo de caixa para o tempo inicial proporciona um valor presente líquido nulo. Para a avaliação de um projeto, a TIR é utilizada como indicador de sua atratividade a partir da comparação com as TIR de outras alternativas ou com uma taxa mínima de atratividade.
- Valor monetário esperado (VME): este indicador é muito utilizado para avaliação de projetos de desenvolvimento para reservatórios de petróleo em uma análise de decisão sob condições de incerteza.

O valor monetário esperado (VME) de um projeto é definido como o somatório dos valores presentes líquidos (VPL) dos cenários considerados ponderados pelas suas respectivas probabilidades de ocorrência, conforme indicado na Equação 3.5

$$VME = \sum_{i=1}^n p_i \cdot VPL_i \quad (3.5)$$

onde:

$p_i$  = probabilidade de ocorrência do cenário i

$VPL_i$  = valor presente líquido do cenário i

$$n = \text{número de cenários possíveis, e } \sum_{i=1}^n p_i = 1 \quad (3.6)$$

Os algoritmos para definição dos parâmetros que compõem o procedimento proposto neste trabalho, estes indicadores econômicos foram utilizados em conjunto com dois indicadores técnicos: produção acumulada (Np) e produção acumulada atualizada (NPAT) (que representa um valor obtido ao se transportar os valores de produção acumulada ao longo do tempo para a data de início da produção e é um indicador adequado para projetos com meta de antecipação de produção). Esta análise integrada é importante para ponderar a robustez e evolução do fluxo de caixa das alternativas mencionadas, segundo os critérios estabelecidos.

As etapas de análise de risco utilizaram como indicadores a produção acumulada (Np) e o valor monetário esperado. Esta análise conjunta proporciona uma boa fundamentação para a tomada de decisões, visando a seleção da melhor alternativa.

### **3.7 Análise de Risco**

Incerteza pode ser definida como uma grandeza decorrente da falta de informação sobre os atributos (geológicos, tecnológicos ou econômicos). A incerteza inerente a estes atributos, por sua vez, gera incerteza também nas previsões de produção. Ao final, a análise da incerteza de produção combinada com o retorno financeiro dos projetos e um processo decisório (por exemplo, a seleção de estratégia de recuperação) proporciona a quantificação dos riscos de cada projeto.

O risco é determinado pelas incertezas acima mencionadas que precisam ser consideradas na construção do modelo de fluxo para avaliação de estratégias de produção, usado no gerenciamento do processo de decisão. Estes aspectos são ainda mais determinantes na análise de reservatórios complexos que demandam um nível maior de detalhamento na previsão de produção.

As metodologias mais recentes para análise de risco utilizam procedimentos elaborados a partir de três ferramentas: elaboração de árvores de decisão, simulação Monte Carlo e teoria das opções reais. A escolha de uma destas ferramentas é baseada em características individuais dos atributos considerados.

### **3.8 Análise de Risco Geológico**

Na fase de definição dos parâmetros que compõem o plano de desenvolvimento há muitas incertezas associadas aos atributos geológicos (volume de óleo *in situ*, continuidade, extensão e atuação das falhas, anisotropias, etc.) em função da quantidade bastante limitada de dados disponíveis. Estas incertezas precisam ser tratadas de forma apropriada pois influenciam significativamente nos resultados esperados para o projeto.

Existem diversas metodologias para a definição dos atributos incertos críticos e para a quantificação e avaliação do impacto dos riscos inerentes. Em geral busca-se adequar o número de atributos incertos e o grau de refinamento da metodologia para quantificação à importância do projeto e à um custo computacional aceitável.

### **3.9 Modelos Geológicos Representativos**

A maior parte das metodologias empregadas para a quantificação do risco inerente à atributos geológicos e avaliação do impacto deste risco na seleção de projetos de desenvolvimento utilizam modelos geológicos representativos que retratem os diferentes cenários possíveis a partir dos atributos considerados determinantes (com suas respectivas probabilidades de ocorrência definidas segundo a experiência do geólogo).

Existem na literatura diversos procedimentos para a construção do conjunto de modelos geológicos representativos. Para a obtenção de um conjunto apropriado de modelos representativos, os modelos selecionados devem apresentar diferenças significativas no fator de recuperação (FR) e estar próximos dos percentis P10, P50, P90 da curva de distribuição normal para a função-objetivo (desta forma é possível garantir

também uma variação considerável na produção de óleo acumulada ( $N_p$ ) e na produção de água acumulada ( $W_p$ ).

Alguns procedimentos mais simplificados utilizam, por exemplo, apenas três modelos (1 pessimista, 1 mais provável e 1 otimista) como mostrado na Figura 3.1. Para determinados estudos em que se deseja uma resposta rápida esta pode ser uma opção adequada.

Steagall [2001] propôs uma metodologia baseada na escolha de alguns modelos em intervalos próximos aos percentis estabelecidos – P10, P50 e P90 – como otimista, médios ou pessimista, respectivamente, em função da existência de vários modelos que podem ser representativos em relação às incertezas do reservatório.

Para avaliar quais modelos podem ser escolhidos como representativos a metodologia de Steagall propõe a construção do gráfico apresentado na Figura 4.1 em que estão mostrados os valores de VPL e FR para os diversos cenários geológicos considerados. A escolha do modelo otimista foi feita entre os modelos que obtiveram resultados próximos do percentil P10 e a escolha dos modelos médio e pessimista foi feita considerando intervalos próximos dos percentis P50 e P90.

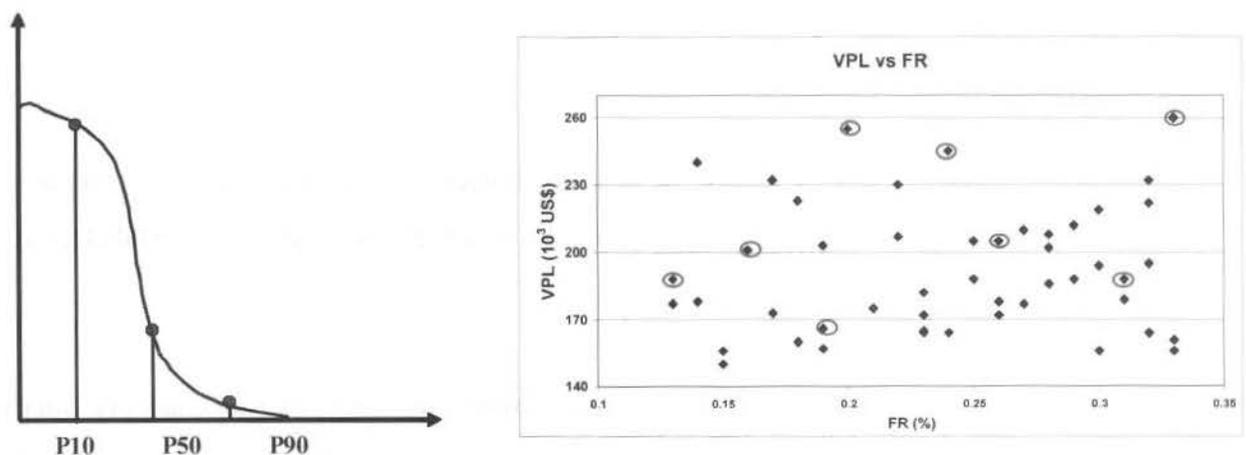


Figura 3.1: Ferramentas para Escolha dos Modelos Geológicos Representativos

Santos [2002] empregou o conceito de modelos representativos como uma ferramenta para o processo de tomada de decisões para diferentes aspectos de um projeto de recuperação como o dimensionamento das instalações de produção e o detalhamento requerido em uma etapa posterior. O conceito também pode ser aplicado para avaliação da flexibilidade entre estes projetos para cada um dos cenários possíveis.

Costa [2003] empregou o conceito de modelos representativos e afirma que a utilização destes modelos na representação de incertezas relativas aos atributos geológicos e a integração destas mesma com as demais incertezas é uma forma bastante conveniente de reduzir o tempo e o custo requerido no processo.

O conceito de modelos representativos foi também utilizado por Schiozer *et al.* [2003] empregam o conceito de modelos representativos na quantificação de incertezas inerentes aos atributos geológicos. As incertezas inerentes à escolha da estratégia de recuperação foram integradas às incertezas geológicas na otimização destes modelos representativos. Posteriormente, foram incorporadas as incertezas relativas aos atributos tecnológicos e financeiros. Os resultados indicaram que a integração dos modelos representativos com a estratégia de recuperação proporcionou uma redução significativa no número de simulações requeridas e no custo computacional do processo.

### **3.10 Análise de Decisão**

As ferramentas de análise de decisão fornecem o embasamento para comparação de alternativas para um projeto, considerando os objetivos e restrições estabelecidos para este.

Para uma análise de decisão considerando dois objetivos (indicadores), uma opção bastante adequada é a construção de um gráfico como o apresentado na Figura 3.2. Para cada alternativa são mostrados os valores para os dois indicadores. A curva de fronteira eficiente é estabelecida pelo tomador de decisões atendendo aos critérios estabelecidos para o projeto. As combinações de valores que compõem a curva da fronteira eficiente são

igualmente atraentes para o tomador de decisões, optando-se pelas alternativas que se encontrem mais próximas desta.

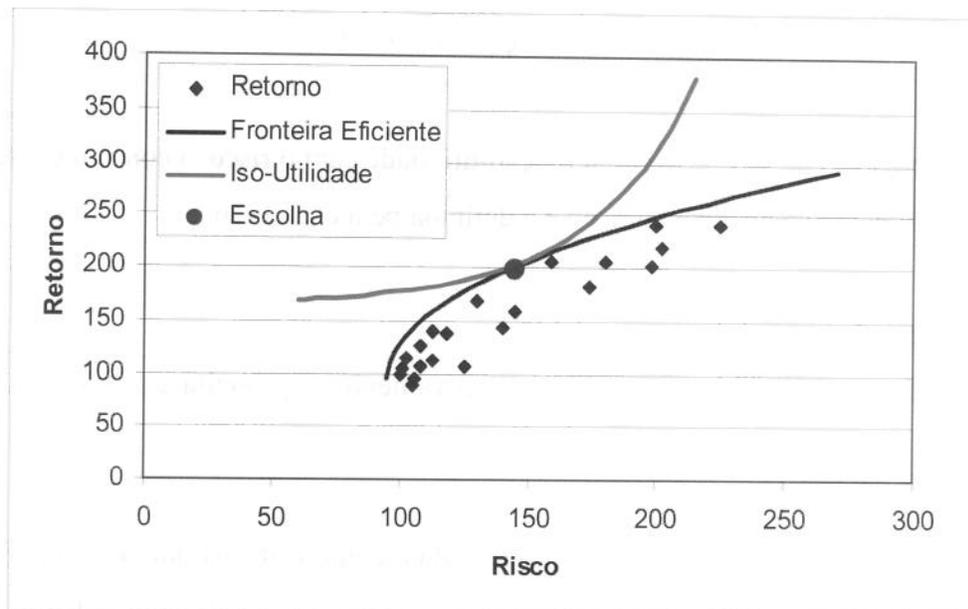


Figura 3.2: Exemplo de Análise Gráfica, Considerando dois Objetivos

### 3.11 Teoria da Utilidade Multi-Atributos

O gráfico da Figura 3.2 é conveniente para a tomada de decisões para casos em que se deseja considerar 2 objetivos ou que uma das alternativas se encontre mais próxima da curva da fronteira eficiente. Caso as alternativas se apresentem igualmente próximas da curva da fronteira eficiente ou caso seja necessário considerar mais de dois objetivos, incorporando as preferências em relação ao cumprimento destes, a teoria da utilidade multi-atributos é uma ferramenta mais apropriada para a tomada de decisões.

Esta teoria requer inicialmente a definição de funções utilidades individuais –  $u_i(x)$  para cada indicador estabelecido para o projeto. As expressões numéricas estabelecidas para estas funções-utilidade podem ser definidas empírica ou analiticamente. A definição empírica requer uma entrevista. Entre as expressões analíticas para uma função-utilidade para uma determinada variável podem ser citadas:

- Linear:  $U(x) = c \cdot x$  (3.7)

- Exponencial:  $U(x) = -e^{-cx}$  (3.8)

- Logarítmica:  $U(x) = \ln(x + c)$ ,  $c > 0$ ,  $x > -c$  (3.9)

- Raiz Quadrada:  $U(x) = \sqrt{(x + c)}$ ,  $c > 0$ ,  $x > -c$  (3.10)

No caso de se utilizar uma função-utilidade para o risco, a constante  $c$  recebe o nome de coeficiente de aversão ao risco e é definida pela expressão

$$c = -U''(x)/U'(x) \quad (3.11)$$

Em que  $U''(x)$  e  $U'(x)$  são, respectivamente, a primeira e a segunda derivadas de  $U(x)$ .

O coeficiente de aversão ao risco indica como o investidor se comporta em relação ao risco considerando a magnitude dos valores monetários (retorno). Desta forma,  $C > 0$  indica aversão ao risco,  $c = 0$  indica indiferença em relação ao risco e  $c < 0$  indica uma atitude pró-risco.

Em alguns casos pode ser conveniente operar com as funções-utilidade normalizadas em que o valor 0 é atribuído ao pior cenário e o valor 1 é atribuído ao cenário mais adequado para o objetivo.

A etapa seguinte é o agrupamento das funções utilidades individuais. Para a teoria da utilidade multi-atributos, são utilizados duas formas principais: a forma aditiva e a forma multiplicativa.

A formulação geral do modelo aditivo é:

$$u(x) = \sum_{i=1}^n k_i u_i(x_i) \quad (3.12)$$

onde  $i$  é o atributo selecionado,  $x_i$  é o valor obtido para este atributo,  $u_i(x_i)$  é o valor da função utilidade para este atributo obtido com o valor  $x_i$  e  $k_i$  é a importância relativa do atributo  $i$  considerando os  $n$  atributos, tal que  $\sum_{i=1}^n k_i = 1$ .

Estudos indicam que este modelo deve ser aplicado a casos em que a preferência do tomador de decisões atenderem a independência aditiva.

A formulação geral do modelo multiplicativo pode ser representada por:

$$1 + ku(x) = \prod_{i=1}^n [1 + k \cdot k_i \cdot u(x_i)] \quad (3.13)$$

onde  $0 \leq k_i \leq 1$  é o peso para cada atributo sendo que  $\sum_{i=1}^n k_i \neq 1$  e a constante  $k$  na equação recebe o nome de  $k$  comum.

Os pesos atribuídos a cada função-utilidade individual devem ser determinados com base em análises bastante pertinentes, de acordo com as preferências para a tomada de decisões. Em muitos casos observa-se uma interação entre as funções-utilidade individuais consideradas.

## **Capítulo 4**

### **Procedimento para Seleção de Projetos de Desenvolvimento**

Este capítulo apresenta o procedimento proposto neste trabalho para a seleção de projetos de desenvolvimento sob incertezas. Este procedimento foi organizado em etapas, as quais foram subdivididas em fases, visando uma abordagem mais conveniente para o problema em estudo. Ao longo das seções serão descritos os algoritmos e as análises que compõem o procedimento, obedecendo a seqüência em que são executados.

#### **4.1 Considerações Preliminares**

Com a finalidade de agregar ao procedimento resultante deste trabalho as características de flexibilidade e confiabilidade requeridas para o estudo deste problema, tornou-se necessário estabelecer um conjunto de premissas e diretrizes simplificadoras para a construção das etapas que a compõem.

A primeira premissa estabelecida foi uma abordagem seqüencial para a definição dos parâmetros. Em função do grande número de parâmetros envolvidos na construção de um projeto de desenvolvimento eles foram avaliados de forma sucessiva e independente.

A segunda premissa adotada foi a utilização de um processo simplificado para seleção dos atributos geológicos incertos. Esta premissa foi adotada visando adequar o tempo para a execução do processo

Uma terceira premissa estabelecida foi compatibilizar o custo computacional dos algoritmos para a definição dos parâmetros e os processos para análise de risco e análise de decisão e a qualidade requerida para os resultados. Esta premissa teve por objetivo garantir um procedimento viável, considerando os recursos limitados e os prazos estabelecidos para a elaboração dos projetos.

## 4.2 Descrição do Procedimento

O procedimento desenvolvido neste trabalho foi estruturado em uma seqüência de etapas seguindo o percurso para a definição dos parâmetros, análise de risco, análise de decisão e refinamentos. A Figura 4.1 apresenta o fluxograma geral para este procedimento.

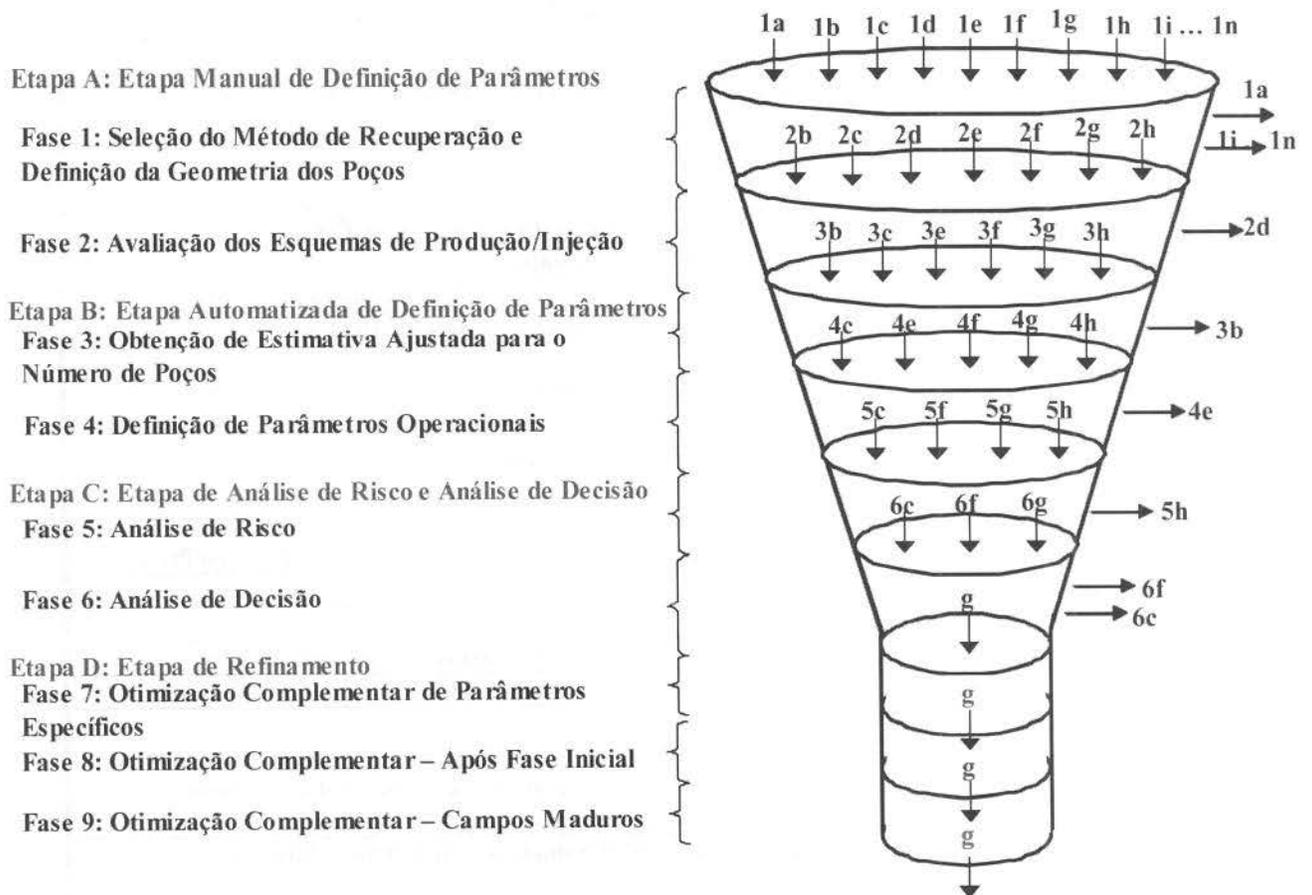


Figura 4.1: Estrutura da Metodologia Proposta

A Tabela 4.1 apresenta os aspectos críticos na concepção das etapas que compõem o procedimento. Estes aspectos precisam ser considerados de forma individualizada para

cada projeto, de forma a garantir a qualidade dos resultados e estabelecer um custo computacional aceitável.

Tabela 4.1: Aspectos Críticos na Elaboração das Etapas que Compõem o Procedimento

<b>Etapa A – Definição Manual de Parâmetros de Projetos de Desenvolvimento</b>
Aspectos Críticos <ul style="list-style-type: none"> <li>• Construção do Modelo Geológico Inicial</li> <li>• Importação do Modelo Geológico para o Modelo de Simulação</li> <li>• Número de Simulações</li> </ul> <p>Interação Eficiente entre Geólogos e Engenheiros Agregar a Experiência dos Engenheiros para Obtenção de um Conjunto Adequado de Alternativas Considerando as Características do Reservatório (Geometria, Arcabouço Estrutural e o(s) Mecanismo(s) Atuante(s)) e as Restrições Técnicas e Operacionais.</p>
<b>Fase 1 – Seleção do Método de Recuperação e Definição da Geometria dos Poços</b>
<b>Fase 2 – Avaliação dos Esquemas de Produção/Injeção</b>
<b>Etapa B – Definição Automatizada de Parâmetros de Projetos de Desenvolvimento</b>
Aspectos Críticos <ul style="list-style-type: none"> <li>• Construção de Algoritmos Apropriados para a Definição dos Parâmetros – Escolha do Método Numérico</li> <li>• Custo Computacional</li> <li>• Número de Simulações</li> </ul>
<b>Fase 3 – Obtenção de Estimativa Ajustada para o Número de Poços</b>
<b>Fase 4 – Definição de Parâmetros Operacionais</b>
Após a Fase 4 – Obtém-se um conjunto de Alternativas Viáveis
<b>Etapa C – Análise de Risco e Análise de Decisão</b>
Aspectos Críticos <p>- Para a Análise de Risco (Riscos Técnicos, Operacionais, Geológicos, Econômicos...)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Seleção dos Atributos Críticos – Quantificação do Risco / Avaliação do Impacto</li> <li>• Custo Computacional / Número de Simulações</li> </ul> <p>- Para a Análise de Decisão</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Compatibilizar os Objetivos, Segundo a Priorização Estabelecida para o Projeto</li> </ul>
<b>Fase 5 – Análise de Risco</b>
<b>Fase 6 – Análise de Decisão</b>
<b>Resultado da Fase 6 – Projeto de Desenvolvimento Selecionado</b>
<b>Etapa D – Refinamento</b>
Aspectos Críticos <ul style="list-style-type: none"> <li>• Combinar Procedimentos Manuais e Automatizados para Agregar a Experiência dos Engenheiros no Tratamento dos Parâmetros e Compatibilizar o Custo Computacional e a Qualidade da Análise</li> </ul>
<b>Fase 7 – Otimização Complementar de Parâmetros Específicos – Antes da Implementação</b>
<b>Fase 8 – Otimização Complementar – Após Fase Inicial</b>
<b>Fase 9 – Otimização Complementar – Para Campos Maduros</b>

Dois pontos determinantes na construção dos algoritmos para definição dos parâmetros de um projeto é a adequação destes às características específicas deste projeto (restrições técnicas e operacionais) e o ajuste do grau de robustez a um custo computacional aceitável. Esta robustez permite simultaneamente, garantir a convergência na determinação dos valores ótimos e minimizar o número de simulações necessárias para atender ao nível de precisão estabelecido. Deste modo os algoritmos viabilizam a avaliação do número requerido de alternativas nas etapas de definição dos parâmetros para a concepção do projeto.

Convém ressaltar que a estrutura apresentada na Figura 4.1 deve ser flexível. O número de alternativas a serem analisadas a cada etapa, assim como o grau de aprimoramento dos métodos para análise de risco e análise de decisão devem ser estabelecidos com base na importância do projeto e do grau de incerteza associado aos atributos incorporados, de forma que os resultados proporcionem um embasamento adequado para o dimensionamento das facilidades de superfície e sub-superfície, assim como para elaboração de cronogramas de intervenções. Deve-se considerar que projetos considerados estratégicos ou de maior risco demandam a avaliação de um número de alternativas para que seja possível obter uma solução bastante satisfatória.

A Figura 4.2 mostra que o procedimento pode ser iniciado em qualquer uma das etapas ou fases. Mostra também que após a análise de risco, caso se julgue necessário, o processo pode retornar para a Etapa A ou B, de modo a buscar melhores resultados.

Após a execução das etapas A, B e C apresentadas nas Figuras 4.1 e 4.2 e na Tabela 4.1, o procedimento ainda inclui a realização de etapas posteriores para refinamento da solução selecionada. Uma sétima etapa para a otimização suplementar de parâmetros específicos da alternativa selecionada é recomendada antes da implantação do projeto. Etapas posteriores de otimização podem ainda ser aplicadas para integração com o sistema de produção e gerenciamento da produção de campos em produção ou campos maduros.

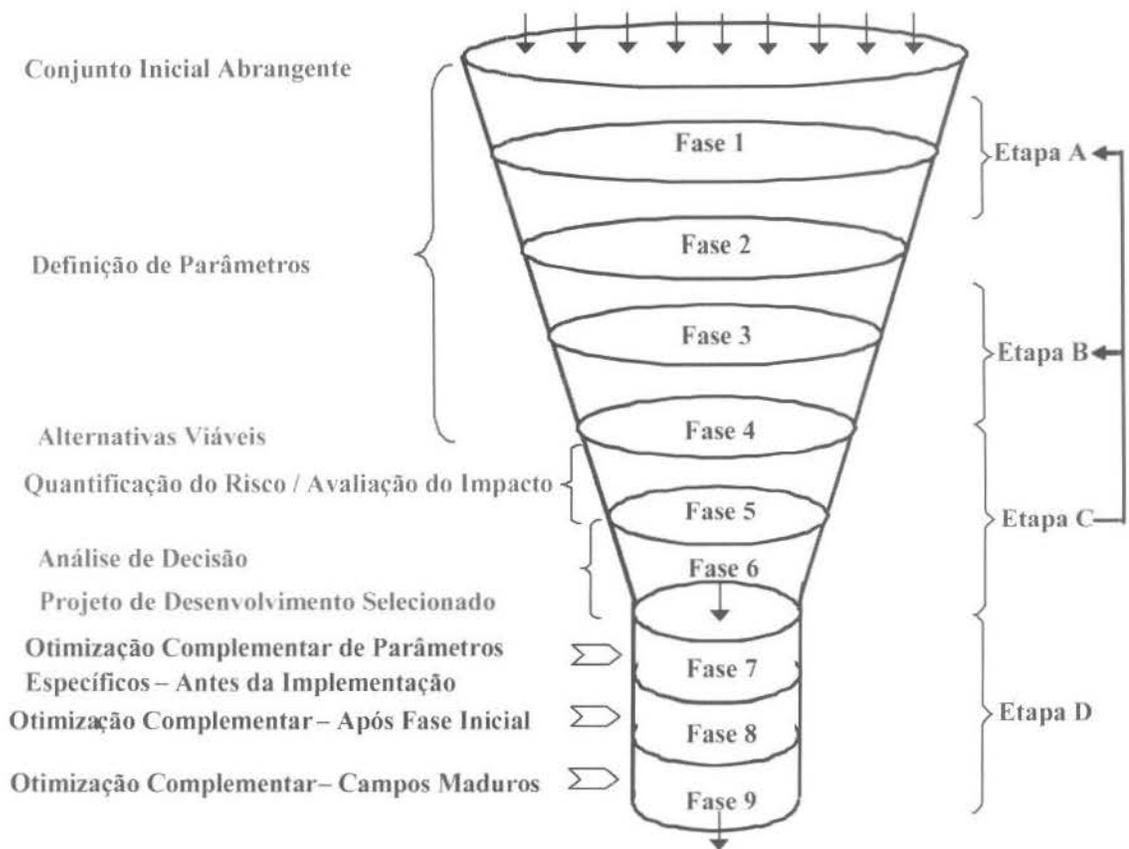


Figura 4.2: Estrutura Flexível do Procedimento

Embora a etapa de refinamento proporcione ganhos significativos, especialmente para projetos mais complexos, este trabalho tem como foco principal as três primeiras etapas que têm como objetivo a seleção de uma estratégia de produção sob incertezas e a escolha da estratégia de implantação para o projeto. As seis primeiras etapas são importantes, principalmente para campos marítimos, para que seja possível a seleção do projeto de desenvolvimento antes do fechamento de contratos para as facilidades de produção.

Para a avaliação do procedimento proposto neste trabalho foram selecionados cinco reservatórios com diferentes características geológicas e estruturais que compõem o seu escopo inicial. Os resultados permitiram identificar aspectos relevantes que podem ser generalizados na elaboração de algoritmos para a definição de um conjunto de parâmetros operacionais na elaboração de projetos e critérios que requerem um estudo mais detalhado e adaptado às particularidades do reservatório em questão.

Este procedimento pode receber complementações de modo a incorporar aspectos específicos para determinados planos de desenvolvimento. Os procedimentos para a seleção e avaliação de cenários operacionais e financeiros representativos podem ser ajustados para atender às condições estabelecidas como, por exemplo, poços com geometrias e trajetórias especiais e tributações diferenciadas. Também é possível elaborar novos métodos numéricos e algoritmos para as quatro primeiras etapas mencionadas que proporcionem uma melhor convergência para o cálculo da função-objetivo, de modo a melhorar a qualidade das soluções e reduzir o custo computacional.

### **4.3 Etapa A: Definição Manual dos Parâmetros de Projetos de Desenvolvimento**

A primeira etapa do procedimento foi dividida em duas fases. A fase 1 foi elaborada para definição do método de recuperação e da geometria dos poços, enquanto a fase 2 foi construída para avaliação dos esquemas de produção/injeção. Na execução desta etapa o conhecimento do engenheiro é fundamental para avaliar as informações geradas pela modelagem geológica e identificar os pontos determinantes para a escolha apropriada do método de recuperação e da geometria dos poços assim como para a composição das malhas de drenagem e injeção. As seções seguintes descrevem as fases 1 e 2.

#### **4.3.1 Fase 1: Definição do Método de Recuperação e da Geometria dos Poços**

Para esta fase foi desenvolvido um processo para definição do método de recuperação na concepção do projeto de desenvolvimento e da geometria dos poços, a partir de métodos propostos nos trabalhos mencionados na revisão bibliográfica.

Para a escolha do método de recuperação foi elaborada uma abordagem para avaliação geral das principais características geológicas e estruturais do reservatório para o qual está sendo definido o projeto, atendendo às características particulares de seus mecanismo atuante (gás em solução, capa de gás, influxo de água por atuação do aquífero, ou uma combinação destes).

O número de métodos de recuperação a serem avaliados (convencional – injeção de água ou gás, ou não-convencional – térmico ou químico) é função da valor e da complexidade do projeto e dos aspectos particulares do mecanismo atuante mencionados acima. Também é preciso ponderar as restrições técnicas e operacionais.

Outro aspecto a ser considerado, para a definição da geometria e trajetória dos poços, é a construção de um conjunto apropriado de simulações que permita avaliar o desempenho dos poços com diferentes trajetórias (vertical, horizontal ou direcional) considerando as características individuais de cada reservatório. Ele deve permitir a comparação do desempenho dos poços verticais e horizontais na recuperação do reservatório, atendendo aos diferentes mecanismos de recuperação mencionados.

Convém destacar que, em função da abordagem proposta para esta Fase I estar fundamentada em uma avaliação do conjunto bastante limitado de dados disponíveis para a caracterização geológica e estrutural do reservatório torna-se necessária uma boa interação com os profissionais das áreas de geologia e geofísica para que as informações geradas a partir da interpretação da sísmica e dos perfis possam fornecer o embasamento requerido para a composição do conjunto de simulações mencionado nos parágrafos anteriores.

Esta abordagem é bastante flexível. A idéia principal é usar um número de métodos de recuperação inicial compatível com a importância e o nível de conhecimento do reservatório, deixando opções não adequadas de fora e incluindo todas as opções com possibilidade de sucesso. Se o reservatório em estudo é importante para a empresa e várias opções são possíveis, muitos testes devem ser feitos. Para casos menos importantes ou que estudos iniciais já levem a um número restrito de opções de método de recuperação, poucas opções iniciais entrarão no “funil” da Figura 4.1.

#### **4.3.2 Fase 2: Avaliação de Esquemas de Produção/Injeção**

A fase seguinte foi elaborada para avaliação de esquemas de produção/injeção concebidos com base no método de recuperação e na geometria dos poços definidos na

fase anterior. Escolhido o método de recuperação, pode-se determinar o esquema de produção e injeção do campo. Esta fase é dividida em dois eventos: seleção de espaçamentos regulares para a locação de poços e concepção de malhas de drenagem e avaliação de um quadro representativo de esquemas de produção/injeção que serão também utilizados para a determinação das áreas com maior potencial de recuperação. Assim como citado na seção anterior, esta avaliação deve respeitar a quantidade bastante limitada de dados disponíveis (referentes a caracterização geológica do reservatório e dos fluidos contidos neste).

Ao longo da seqüência de testes para seleção dos espaçamentos regulares iniciais que definirão as malhas de drenagem são avaliados simultaneamente três fatores críticos: extensão do campo, raio de drenagem definido para os poços e dimensões dos blocos que compõem a malha de simulação escolhida, considerando a geometria indicada para os poços na etapa anterior. Estes espaçamentos devem proporcionar uma avaliação pertinente da distribuição de óleo e da comunicação ao longo das áreas estabelecidas para os reservatórios, especialmente em casos onde o deslocamento do óleo é determinado pelo comportamento heterogêneo para propriedades como permeabilidade e porosidade e da presença de discontinuidades (falhas selantes, barreiras de transmissibilidade, etc.).

Os espaçamentos iniciais definidos serão utilizados para avaliação dos esquemas definidos nesta etapa. As simulações permitem identificar as áreas do campo com maior potencial de recuperação a partir da avaliação pertinente do desempenho dos poços nas locações sugeridas para cada esquema, sob as mesmas condições. Deste modo, torna-se necessário estabelecer no modelo de simulação a entrada simultânea em operação de todos os poços produtores e injetores e que os poços produtores estejam produzindo com as maiores vazões permitidas (vazões potenciais) a partir do início da simulação até o momento em que se atinge uma restrição econômica (vazão mínima de óleo ou valor máximo de BSW). Os cálculos associados à elevação dos fluidos são simplificados e não se estabelece um limite para a capacidade de processamento da plataforma.

O procedimento para cálculo de valor da função-objetivo foi elaborado considerando a utilização direta dos resultados obtidos para cada alternativa. Após a realização desta etapa obtém-se um quadro composto pelos esquemas com maior potencial de recuperação,

que serão submetidos ao procedimento proposto na fase seguinte para obtenção de um número preliminar de poços que promova a drenagem adequada para cada alternativa.

Novamente, são consideradas para a seqüência das etapas, o máximo de alternativas com potencial de ser a alternativa ótima e são descartadas aquelas com baixo potencial. Como ainda muitos parâmetros ainda serão alterados nas próximas etapas, a sugestão, para as etapas iniciais é manter algumas alternativas diferentes mesmo que não estejam entre as melhores.

#### **4.4 Etapa B: Definição Automatizada de Parâmetros de Projetos de Desenvolvimento**

A etapa subsequente do procedimento proposto envolve a definição automatizada de parâmetros de desenvolvimento. Esta etapa foi estruturada em duas fases: obtenção de uma estimativa ajustada para o número de poços produtores e injetores que comporão cada alternativa do quadro resultante da execução da etapa anterior e definição dos parâmetros operacionais para estas. Estas fases serão detalhadas nas seções seguintes.

##### **4.4.1 Fase 3: Obtenção de uma Estimativa Ajustada para o Número de Poços**

Para esta etapa é preciso elaborar um algoritmo adequado para a definição do número de poços. Este algoritmo deve respeitar o comportamento da função-objetivo estabelecida para a definição do número de poços e os aspectos críticos do projeto que têm uma influência significativa neste número de poços. Algoritmos mais complexos permitem identificar ótimos locais e proporcionam uma análise mais completa do domínio estabelecido para a função-objetivo. Deve-se considerar a velocidade de convergência e o número de simulações requeridas, conciliando o custo computacional e a qualidade dos resultados obtidos.

As curvas potenciais de produção e injeção obtidas por meio das simulações são utilizadas de forma bastante direta para o cálculo da função-objetivo. Para cada alternativa

realiza-se o processo iterativo que associa o cálculo desta função-objetivo para cada poço e da alternativa como um todo a uma análise comparativa dos potenciais de produção e injeção dos poços, determinando-se o número de poços que proporciona a drenagem mais eficiente e maximiza a função-objetivo estabelecida para o projeto.

Assim como estabelecido para a segunda etapa descrita na seção anterior, torna-se necessário definir a entrada em operação simultânea dos poços para a obtenção da estimativa ajustada do número destes em cada alternativa selecionada, de modo a assegurar que o valor da função-objetivo para cada poço será calculado sob as mesmas condições e que a análise comparativa será pertinente.

Outro detalhe importante que precisa ser considerado para garantir a qualidade das soluções é o efeito dinâmico de interferência entre os poços através da realização da análise mencionada para comparação do potencial dos poços a cada iteração, identificando os ganhos e perdas individuais na produção e mantendo o padrão inicialmente proposto (razão entre o número de poços produtores e o número de poços injetores). Deve-se mencionar também que os critérios aplicados na análise comparativa para seleção dos poços a serem mantidos a cada iteração determinam a velocidade de convergência e devem ser ajustados para se obter uma avaliação com o grau de refinamento requerido pela importância do projeto.

Para casos em que é necessário avaliar um grande número de alternativas, a automatização do processo mostra-se bastante interessante, proporcionando uma redução no tempo de execução desta etapa. O número de alternativas que devem ser mantidas após a realização desta fase é determinado pela importância e pela complexidade do projeto. A Figura 4.2 apresenta um fluxograma com os passos que compõem o procedimento de otimização.

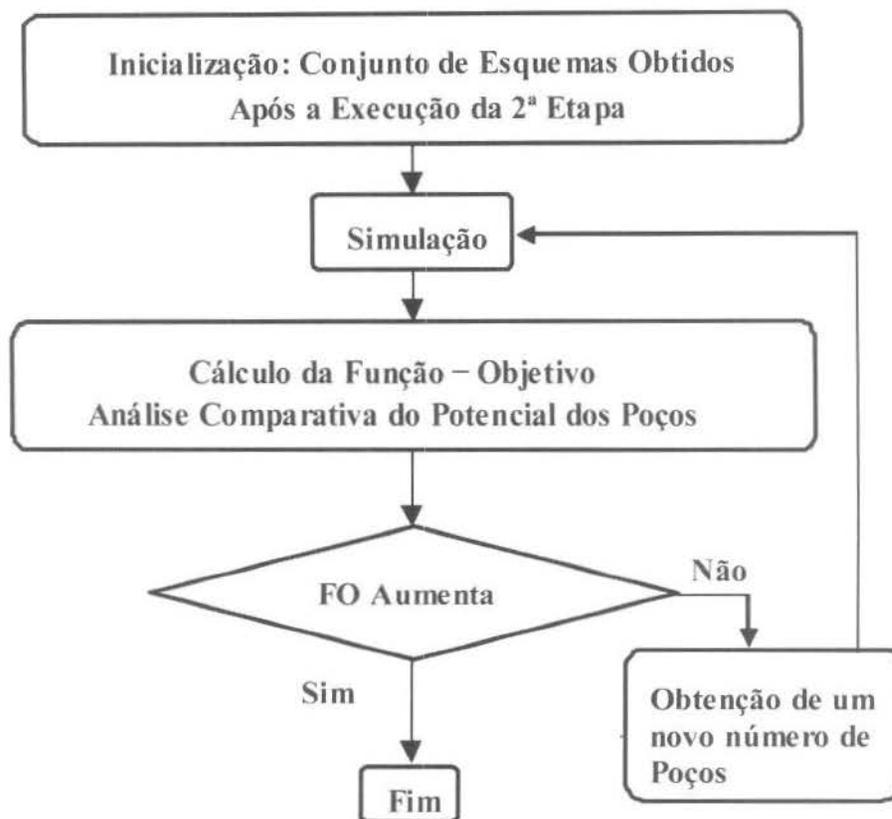


Figura 4.2 Fluxograma para Obtenção da Estimativa Ajustada para o Número de Poços

#### 4.4.2 Otimização de Parâmetros Operacionais

Esta fase foi construída para definição de parâmetros relativos às condições operacionais para os poços que compõem cada uma das alternativas contempladas no quadro proposto após a execução da etapa anterior, considerando as restrições técnicas associadas principalmente aos investimentos e custos estabelecidos. Após a execução desta etapa obtém-se um conjunto de boas alternativas, com todos os parâmetros requeridos para a implementação definidos. Estas alternativas serão então submetidas à análise de risco e à análise de decisão para a seleção da que esteja mais de acordo com os objetivos estabelecidos.

O algoritmo proposto para a definição de parâmetros operacionais neste trabalho, de forma semelhante ao algoritmo mencionado na seção anterior, deve atender ao comportamento não-linear da função-objetivo e aos aspectos particulares dos parâmetros

operacionais analisados. O número de parâmetros a serem avaliados e o grau de detalhamento para a concepção do algoritmo é determinado pela importância do projeto e pela complexidade do reservatório em estudo.

É preciso também considerar as mesmas restrições mencionadas ao longo do trabalho e um conjunto de premissas operacionais previamente definidas, por exemplo, intervalo regular para a entrada dos poços (que é função da disponibilidade de sondas e do tempo requerido para perfuração/completação dos poços), data para o início da injeção e a data de encerramento do projeto (em geral considera-se um limite econômico).

A automatização do procedimento pode ser implementada através da construção de programas para montagem dos arquivos de simulação para cada iteração e que utilizem de forma direta os arquivos gerados pelos pós-processadores para o cálculo da função-objetivo e classificação dos resultados.

#### **4.5 Etapa C: Análise de Risco e Análise de Decisão**

Nesta etapa, as alternativas selecionadas após a execução da fase 4, são submetidas à uma análise de risco e em seguida à uma análise de decisão. Com base nesta análise de decisão é selecionada a alternativa que se encontra mais adequada aos objetivos estabelecidos para o projeto. A Fase 5 de análise de risco e a Fase 6 de análise de decisão serão descritas nas seções seguintes

##### **4.5.1 Fase 5: Análise de Risco**

Esta fase deve ser composta por métodos que proporcionem uma quantificação adequada dos riscos considerados na elaboração do projeto e uma avaliação do impacto exercido por estes. Os riscos podem ser técnicos, operacionais, geológicos, financeiros, etc.

No caso da análise de risco geológico para projetos de desenvolvimento, conforme citado anteriormente, a quantidade de dados geológicos e estruturais disponíveis para a elaboração de projetos conceituais aplicados a campos novos é bastante limitada. Podem ser utilizados conceitos geoestatísticas, como a interpolação por *krigagem* e a simulação estocástica para a construção de cenários geológicos que incorporem aos modelos de simulação as incertezas associadas aos atributos geológicos. A partir destes cenários aplica-se uma metodologia adequada para a seleção de um conjunto de atributos críticos e para a avaliação do impacto exercido por estes. O nível de detalhamento desta metodologia deve compatibilizar a qualidade desejada para os resultados e um custo computacional adequado. Esta análise é crítica para reservatórios complexos, que apresentem, por exemplo, alto grau de heterogeneidade, canais de alta permeabilidade, barreiras, falhas e aquíferos.

Para a análise de risco financeiro, é preciso construir uma metodologia adequada para avaliação do impacto exercido pelo conjunto variáveis selecionadas. Recomenda-se estabelecer um quadro de diretrizes para selecionar os atributos financeiros críticos e ajustar esta análise de sensibilidade ao nível de detalhamento e às restrições de tempo de processamento e custo computacional. Estas diretrizes devem apresentar um caráter abrangente, sendo fundamentadas em trabalhos recentes e tendências do mercado. O enfoque principal deve ser a incorporação da evolução do fluxo de caixa ao longo do tempo, de uma forma bastante pertinente para a tomada de decisões segundo o plano estabelecido para a gestão do projeto.

Outro aspecto a ser mencionado é que a formulação empregada para a análise econômica deve apresentar flexibilidade de modo a agregar particularidades inerentes às tributações, participações especiais, antecipação de produção, parcerias e outros aspectos financeiros que se tornem críticos para a implementação de um projeto.

#### **4.5.2 Fase 6: Análise de Decisão**

Para esta fase é preciso desenvolver um método de análise de decisão que permita selecionar a alternativa mais adequada considerando os objetivos estabelecidos para o

projeto. Entre as ferramentas indicadas podem ser mencionadas a análise gráfica e a teoria da utilidade multi-atributos.

Para a análise gráfica deve-se definir dois objetivos (que podem ser dois indicadores a serem maximizados ou minimizados) e construir um gráfico com os valores destes. Neste gráfico deve ser acrescentada a curva da fronteira eficiente determinada para o projeto e a alternativa a ser escolhida é a que se encontrar mais próxima da fronteira eficiente.

Para a utilização da teoria da utilidade multi-atributos, inicialmente, é necessário estabelecer de forma bastante clara um quadro de objetivos mensuráveis para a construção das funções-utilidade individuais –  $u_i(x)$  relativas a cada um destes.

Após a definição das funções-utilidade individuais são estabelecidos os pesos para estas funções segundo a importância relativa dos objetivos do projeto. As funções-utilidades individuais são então agrupadas de forma aditiva, obtendo-se a função-utilidade multi-atributos.

Convém destacar que as formulações aplicadas às funções-utilidades individuais devem retratar a relação entre o comportamento das variáveis e o interesse do tomador de decisões nas diferentes alternativas. Os pesos atribuídos a estas funções-utilidades devem expressar as importâncias relativas na escolha.

#### **4.6 Etapa D: Refinamento**

Esta etapa tem por objetivo melhorar a alternativa selecionada após a análise de decisão. Esta etapa deve ser executada em casos onde se verifica a necessidade de uma otimização complementar de um grupo específico de parâmetros da alternativa selecionada, que as análises realizadas na fase 5 indiquem exercer uma influência muito significativa na função-objetivo estabelecida. A avaliação dos resultados gerados após a execução desta fase deve proporcionar um melhor entendimento da interação entre estes parâmetros críticos e da sua atuação combinada no comportamento da função-objetivo.

Estas melhoras podem ser obtidas por otimizações antes da implementação da alternativa (Fase 7) ou após a implementação (Fase 8 e Fase 9).

#### 4.6.1 Fase 7: Otimização Suplementar de Parâmetros Específicos

Entre os parâmetros recomendáveis para esta fase de otimização complementar devem ser mencionados, por exemplo, cotas de produção e injeção (para poços alocados em um mesmo bloco no reservatório e que estejam interligados a uma mesma plataforma), assim como cotas de *gas-lift* para poços que apresentem um potencial de produção inferior ao desejado. Para muitos projetos pode também ser interessante implementar uma otimização de intervalos de completação de poços produtores, considerando o volume original de óleo *in situ*, a distribuição de espessura porosa e as permeabilidades horizontais e verticais ao longo da área de reservatório. Isto proporcionaria uma redução considerável nos custos de perfuração e completação dos poços e minimizaria na medida do possível a ocorrência de chegada da água prematura nos poços produtores.

A seleção de cenários representativos deve atender ao grau de incerteza associado a cada variável considerada para otimização, conciliando as suas características individuais e os critérios estabelecidos para os projetos. Estes dois aspectos estão sempre associados e também devem ser considerados na construção do algoritmo para a otimização mencionada. A inclusão desta etapa acarreta um aumento no custo computacional e em muitos casos, no número de simulações requeridas pelo processo, sendo importante ajustar o custo adicional e o ganho de qualidade associado ao novo conjunto de soluções, dada a importância do projeto.

Ponderando estas recomendações inicialmente mencionadas, uma abordagem bastante conveniente para a elaboração desta etapa é a automatização dos algoritmos de otimização por meio de programas que proporcionem uma interação bastante eficiente com os dados fornecidos após o processamento das simulações e reduza o tempo necessário para a execução da análise especificada.

#### **4.6.2 Fases 8 e 9: Otimização Complementar Após Fase de Produção Inicial e Otimização Complementar para Campos Maduros**

Após um período de produção, pode-se observar uma necessidade de melhorar o desempenho da estratégia em operação. Este é o momento para realização da Fase 8 do procedimento. Ela proporciona uma nova otimização do projeto, com a avaliação de alternativas como *infill drilling* (para drenagem de áreas não varridas), recompletação de poços que estejam produzindo com BSW ou RGO.

Mais tarde, quando o campo atinge a sua “maturidade”, pode-se observar um novo potencial de otimização, buscando a sua revitalização. Este seria o momento para a execução da Etapa 9 do procedimento. Neste caso, pode-se buscar uma nova otimização a partir da estratégia corrente, contemplando métodos especiais de recuperação como injeção de vapor ou de produtos químicos para a drenagem de áreas do campo que contenham óleos mais viscosos.

## Capítulo 5

### Aplicações

Neste capítulo são apresentados os exemplos selecionados para avaliação do desempenho da metodologia desenvolvida neste trabalho, destacando aspectos determinantes referentes à elaboração dos modelos de fluxo e construção dos cenários econômicos adequados às análises de sensibilidade propostas. São discutidas também algumas opções feitas para a realização das etapas descritas na metodologia.

#### 5.1 Descrição Geral dos Exemplos

Para a avaliação do desempenho da metodologia foram escolhidos 5 exemplos de reservatórios marítimos baseados em 2 campos pertencentes à Bacia de Campos no Estado do Rio de Janeiro. Os quatro primeiros exemplos foram construídos a partir do Campo 1 com a aplicação respectivamente de um mecanismo de gás em solução, um mecanismo de influxo de água por atuação de aquífero de fundo, um mecanismo de gás em solução associado a espessuras porosas reduzidas e um mecanismo de gás em solução associado a um óleo pesado. O quinto exemplo foi elaborado a partir do Campo 2 com a aplicação de um sistema de falhas associado a um mecanismo de gás em solução.

Estes exemplos, em função das suas características, permitem a utilização de modelos black-oil para a simulação. Foram escolhidos dois simuladores *Black-oil* comerciais: para os exemplos aplicados ao primeiro campo optou-se pelo IMEX da CMG, enquanto que para o exemplo baseado no segundo campo optou-se pelo simulador

ECLIPSE da Geoquest/SCHLUMBERGER. Os modelos de simulação foram construídos a partir de uma estrutura simplificada, respeitando as restrições decorrentes da quantidade limitada de dados físicos e geológicos disponíveis para reservatórios em estágio inicial de desenvolvimento e também por ser o objetivo deste trabalho o desenvolvimento de metodologia e não de aplicação.

A malha aplicada ao primeiro campo foi composta por 28 x 51 x 6 blocos nas direções x, y, z respectivamente, com dimensões de 150m nas direções x e y e dimensões variáveis na direção z. Para o segundo campo os modelos foram construídos a partir de uma malha composta por 40 x 40 x 10 blocos com dimensões de 150m nas direções x e y e dimensão de 2m na direção z.

## **5.2 Critérios Estabelecidos para Aplicação da Metodologia aos Exemplos Propostos**

Para que esta metodologia proporcione análises adequadas ao longo da execução das etapas foi necessário estabelecer um conjunto de critérios, considerando os cinco exemplos propostos. Os poços produtores apresentam um canhoneio efetivo em 30% da espessura das camadas e estão completados em todas as camadas que apresentem uma saturação de água equivalente apenas a de água conata. O limite econômico para operação do poço é BSW máximo de 90% (a vazão de água produzida corresponde a 90% da vazão total de líquido. Com relação aos poços injetores, determina-se um intervalo para o início de operação de acordo com a condição inicial de pressão do reservatório e das condições operacionais definidas para os poços, de modo a evitar a ocorrência de problemas operacionais e de convergência bastante graves ao longo da simulação, especialmente em regiões com espessuras mais baixas ou permeabilidades e porosidades reduzidas. A água é injetada com a máxima vazão possível até o limite de pressão estabelecido.

### 5.3 Parâmetros Referentes ao Campo 1

Os dados referentes a testes realizados para o Campo 1 foram utilizados para a elaboração dos modelos de simulação para os Exemplos A, B, C e D. Os valores adotados para um conjunto de parâmetros geológicos e propriedades de fluidos são apresentados nas Tabela 5.1 e 5.2.

Tabela 5.1: Parâmetros Geológicos para os Quatro Exemplos Relacionados ao Campo 1

<b>Parâmetros Geológicos</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADES</b>
Número de Blocos	8568	Blocos
Dimensões da Malha	$51_i \times 28_j \times 6_k$	-
Dimensão dos Blocos – Dir. X e Y	150	M
Espessuras dos Blocos – Dir. Z	Variável	M
Permeabilidade Horizontal	255	MD
Permeabilidade Vertical	26	MD
Porosidade ( $\phi$ )	24	%
Profundidade Média	3100	M

Tabela 5.2: Parâmetros de Fluidos para os Exemplos A, B e C Relacionados ao Campo 1

<b>Propriedades de Fluidos</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADES</b>
Densidade do óleo	28	°API
Densidade do Gás	0,76	relativa a densidade do ar
Pressão de Saturação	210	kgf/cm <sup>2</sup>
$S_{wi}$	18	%
$S_{or}$	22	%

Conforme já mencionado anteriormente, o modelo elaborado para o Exemplo C apresenta espessuras porosas reduzidas. Para efeitos de comparação com os resultados obtidos para o Exemplo A, optou-se por manter a proporcionalidade na distribuição destas espessuras ao longo da área.

Para o Exemplo D foi adotado o mesmo modelo geológico elaborado para o Exemplo A (distribuição de permeabilidades, distribuição de espessuras e porosidades). O valor atribuído à densidade do óleo mais pesado contido no reservatório foi 16° API, associada a uma viscosidade de 25 cp.

Para o cálculo da função-objetivo ao longo das etapas que compõem a metodologia foi necessário incluir na formulação um quadro restrito de investimentos (determinados pelas características da plataforma) e de custos de perfuração associados ao tipo de poço e uma taxa de atratividade. A Tabela 5.3 apresenta os valores definidos para estes parâmetros aplicados aos quatro exemplos construídos a partir do Campo 1.

Tabela 5.3: Parâmetros Financeiros para os Quatro Exemplos Relacionados ao Campo 1

<b>PARÂMETROS FINANCEIROS</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADES</b>
Custo de Perfuração/Poço: Produtor Vertical – Terrestre	1.000.000	US\$
Custo de Perfuração/Poço: Injetor Vertical – Terrestre	890.000	US\$
Custo de Perfuração/Poço: Produtor Vertical – Marítimo	5.300.000	US\$
Custo de Perfuração/Poço: Injetor Vertical – Marítimo	4.900.000	US\$
Custo de Perfuração/Poço: Produtor Horizontal – Marítimo	8.000.000	US\$
Custo de Perfuração/Poço: Injetor Horizontal – Marítimo	7.200.000	US\$
Taxa de Atratividade – Anual	15	%
Número de Sondas Disponíveis	1	-
Lâmina de Água	60	m
Investimento – Plataforma Caisson	3.500.000	US\$
Investimento – Plataforma Jaqueta	13.000.000	US\$

Complementando as informações necessárias para a construção do cenário financeiro aplicado aos exemplos construídos a partir do Campo 1, o valor utilizado para o custo de produção nos Exemplos A e B foi US\$ 10,00/bbl associado a um preço de venda de US\$ 18,00/bbl. Estes valores foram definidos com base nas propriedades do óleo e nas condições operacionais da plataforma. Para o Exemplo C o custo de produção adotado foi US\$ 12,00/bbl e o preço aplicado para a venda do óleo foi US\$ 18,00/bbl. O custo de

produção adotado para o óleo pesado do exemplo D foi US\$ 13,00/bbl associado a um preço de venda de US\$ 16,00/bbl. O preço de venda do gás adotado para os 4 exemplos foi de US\$ 90,00/1.000 m<sup>3</sup>.

Com base na lâmina de água e nas informações apresentadas no Anexo 1, as plataformas adequadas aos projetos de desenvolvimento para os exemplos A, B, C e D são as do tipo Caisson ou jaqueta. A escolha entre os dois tipos de plataforma obedeceu aos critérios de custo de aquisição e ao número de poços que compõem a malha de drenagem, dando origem ao seguinte quadro de diretrizes:

Tabela 5.4: Diretrizes para a Seleção de Plataformas

NÚMERO DE POÇOS	FACILIDADES
1 – 7	1 plataforma tipo Caisson
8 – 14	2 plataformas tipo Caisson
14 – 22	3 plataformas tipo Caisson
> 22	Jaqueta

#### 5.4 Parâmetros Aplicados ao Campo 2

As informações referentes aos levantamentos sísmicos, testes de formação e perfisagens realizadas para o Campo 2 foram utilizadas para construção do modelo de simulação para o Exemplo E. Os valores adotados para um quadro de parâmetros geológicos e propriedades de fluidos são apresentados nas Tabela 5.4 e 5.5.

Tabela 5.5: Parâmetros Geológicos para o Exemplo Relacionado ao Campo 2.

PARÂMETROS GEOLÓGICOS	VALOR	UNIDADES
Número de Blocos	16000	Blocos
Dimensões da Malha	40 <sub>i</sub> x 40 <sub>j</sub> x 10 <sub>k</sub>	-
Dimensão dos Blocos – Dir. X e Y	150	M
Espessuras – Dir. Z	2	M
Permeabilidade Horizontal	1.000 a 8.000	mD
Permeabilidade Vertical	0,3 *K <sub>H</sub>	mD

Tabela 5.6: Parâmetros de Fluido para o Exemplo Relacionado ao Campo 2

<b>Propriedades de Fluidos</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADES</b>
Densidade do Óleo	21	°API
Densidade do Gás	0,76	(relativa: dens. Ar = 1)
Pressão de Saturação	270	kgf/cm <sup>2</sup>
S <sub>wi</sub>	0,15	%
S <sub>or</sub>	0,25	%

O cenário financeiro considerado no cálculo da função-objetivo e nas análises comparativas foi ajustado às características de exploração do Campo (que são função do °API do óleo, da lâmina de água e do desempenho dos poços). A Tabela 5.6 apresenta os valores definidos para investimentos, custos de perfuração e taxa de atratividade para este Exemplo E construído a partir do Campo 2.

Tabela 5.7: Parâmetros Financeiros para o Exemplo Relacionado ao Campo 2

<b>PARÂMETROS FINANCEIROS</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADES</b>
Custo de Perfuração/Poço: Produtor Vertical– Terrestre	1.000.000	US\$
Custo de Perfuração/Poço: Injetor Vertical– Terrestre	890.000	US\$
Custo de Perfuração/Poço: Produtor Vertical – Marítimo	5.300.000	US\$
Custo de Perfuração/Poço: Injetor Vertical – Marítimo	4.900.000	US\$
Custo de Perfuração/Poço: Produtor Horizontal – Marítimo	8.000.000	US\$
Custo de Perfuração/Poço: Injetor Horizontal – Marítimo	7.200.000	US\$
Taxa de Atratividade – Anual	15	%
Número de Sondas Disponíveis	1	
Investimento – Plataforma Semi-submersível	92	US\$
Lâmina de Água	1.000	M

Com base em uma análise similar às realizadas para os exemplos construídos a partir de dados referentes ao Campo 2, o custo de produção adotado para este Exemplo E foi US\$ 12,00/bbl e o preço aplicado para a venda do óleo foi US\$ 18,00/bbl. O tipo de

plataforma escolhido na elaboração de projetos de desenvolvimento foi a Semi-submersível, sendo o investimento requerido para sua aquisição determinado pelo número de poços a serem interligados.

### **5.5 Exemplo A: Campo 1 – Mecanismo de Gás em Solução**

O modelo de simulação elaborado para o Exemplo A apresenta 5 camadas (4 camadas portadoras de óleo e uma camada inferior caracterizada por uma saturação maior de água) com um total de 7.140 blocos divididos em 3 regiões. A pressão inicial encontra-se acima da pressão de saturação, caracterizando um reservatório sub-saturado e o mecanismo atuante para a produção dos fluidos é a expansão de gás em solução.

A produção do óleo do campo acarreta um declínio contínuo de pressão no reservatório e observa-se a formação de uma capa de gás secundária após esta pressão atingir o valor de sua pressão de saturação. A partir de então, a expansão desta capa de gás secundária passa a atuar como mecanismo que fornece energia para a produção de fluidos.

Convém mencionar que as distribuições de porosidade e permeabilidade (nas direções horizontal e vertical) apresentam valores relativamente altos que obedecem a uma distribuição homogênea, caracterizando um reservatório com boa comunicação de pressão, tanto na direção vertical quanto na horizontal.

### **5.6 Exemplo B: Campo 1 – Mecanismo de Influxo de Água por Atuação do Aquífero de fundo**

O modelo de simulação construído para o Exemplo B apresenta o mesmo número de camadas e blocos que o modelo descrito na seção anterior. A camada inferior desta malha representa um aquífero de fundo bastante atuante, que fornece a energia para a produção de óleo por meio do influxo de água. É importante ressaltar que este aquífero foi definido no modelo de simulação segundo as formulações desenvolvidas por Fetkovitch para aquífero radial infinito, visando retratar de forma mais correta o comportamento esperado.

As distribuições de permeabilidade, porosidade e espessura, assim como as condições iniciais de pressão são iguais às utilizadas no modelo do Exemplo A. Isto permitiu identificar as particularidades dos mecanismos de gás em solução e influxo de água que precisam ser consideradas na implementação da metodologia proposta neste trabalho.

### **5.7 Exemplo C: Campo 1 – Mecanismo de Gás em Solução Associado à Espessuras Reduzidas**

O modelo de simulação para este terceiro exemplo também apresenta o mesmo número de camadas e blocos que o modelo utilizado no Exemplo A. Para a sua elaboração, as conservou-se a distribuição original de saturações de fluidos nas camadas e foi aplicado um redutor amadas apresentam a mesma distribuição original de saturações de fluidos e as espessuras foram submetidas a uma redução proporcional, mantendo-se constante a razão entre as espessuras das células.

As distribuições de permeabilidade, porosidade, assim como as condições iniciais de pressão são iguais às utilizadas no modelo do Exemplo A. Isto viabilizou o estudo do impacto da distribuição de espessuras na definição das trajetórias e intervalos de completação dos poços e também a avaliação da compatibilidade das diretrizes utilizadas na primeira etapa da metodologia para ambos os exemplos.

### **5.8 Exemplo D: Campo 1 – Mecanismo de Gás em Solução Associado a Óleo de Alta viscosidade**

O modelo de simulação elaborado para este quarto exemplo também apresenta o mesmo número de camadas e blocos que o modelo utilizado no Exemplo A. As camadas apresentam a mesma distribuição original de saturações de fluidos.

As espessuras e as distribuições de permeabilidade, porosidade, assim como as condições iniciais de pressão são iguais às utilizadas no modelo do Exemplo A. O óleo contido no reservatório tem alta viscosidade (25 cp) e uma densidade de 16 °API. A comparação dos resultados obtidos para o Exemplo D e para o Exemplo A, permitirá avaliar o impacto da qualidade do óleo nas tomadas de decisão ao longo da elaboração de um projeto conceitual.

### **5.9 Exemplo E: Campo 2 – Mecanismo de Gás em Solução Associado a Sistema de Falhas**

O modelo de simulação para o Exemplo E, elaborado a partir de um segundo campo apresenta 10 camadas com espessura constante (8 camadas portadoras de óleo e as 2 camadas inferiores saturadas com água). Também para este modelo a pressão inicial estabelecida encontra-se acima da pressão de saturação, caracterizando um reservatório sub-saturado. Deve-se ressaltar a formação de uma capa de gás secundária, que passa a atuar como principal mecanismo de produção após a pressão do reservatório atingir valores inferiores à pressão de saturação. O sistema de falhas verticais atravessa as dez camadas e divide o reservatório em três áreas com comunicação bastante reduzida de pressão.

A distribuição dos parâmetros geológicos foi definida com a utilização de procedimentos da geoestatística (krigagem e simulação estocástica). Os valores para as permeabilidades (nas direções horizontal e vertical) variam de forma relativamente gradual ao longo do malha estabelecida para o modelo, em um intervalo de 2.000 a 8.000 mD. Os valores mais elevados encontram-se no faixa central do reservatório e tornam-se menores na direção das extremidades.

## 5.10 Especificações para as Etapas e Fases do Procedimento Aplicadas aos Exemplos Selecionados

Nesta seção serão apresentados as especificações estabelecidas para as fases que compõem o procedimento para aplicação aos 5 exemplos escolhidos. A Tabela 5.8 apresenta um resumo geral e os parágrafos seguintes detalharão estas especificações.

Tabela 5.8: Especificações as Etapas e Fases que Compõem o Procedimento Aplicadas aos Exemplos Selecionados

<b>Etapa A: Definição Manual de Parâmetros</b>	
<b>Fase 1</b>	Métodos de Recuperação Avaliados: Recuperação Primária Injeção de Água
<b>Fase 2</b>	Avaliação de Malhas de Drenagem – Espaçamento Regular Avaliação de Intervalos de Completação
<b>Etapa B: Definição Automatizada de Parâmetros</b>	
<b>Fase 3</b>	Algoritmo Apresentado na Figura 5.
<b>Fase 4</b>	Parâmetros selecionados: Cronograma de Entrada dos Poços Data de Início da Injeção
<b>Etapa C: Análise de Risco e Análise de Decisão</b>	
<b>Fase 5</b>	<p>Análise de Risco Geológico</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Procedimento baseado na Metodologia Proposta por Steagall</li> <li>• Seleção dos Atributos Críticos</li> <li>• Construção do Modelo Base</li> <li>• Elaboração de Nove Modelos Representativos <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 3 Pessimistas (Soma das Probabilidades de Ocorrência – 20%)</li> <li>▪ 3 Mais Prováveis (Soma das Probabilidades de Ocorrência – 60%)</li> <li>▪ 3 Otimistas (Soma das Probabilidades de Ocorrência – 20%)</li> </ul> </li> </ul> <p>Análise de Risco Financeiro</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Atributo Incerto – Preço do Óleo</li> <li>• 3 Preços – 1 Pessimista, 1 Mais Provável e 1 Otimista</li> <li>• Probabilidades de Ocorrência: 20%, 60% e 20% - Respectivamente</li> </ul>
<b>Fase 6</b>	Análise Gráfica Análise Conjunta de 2 Objetivos - Funções-Utilidade

### 5.10.1 Especificações para as Etapas A e B

A função-objetivo a ser maximizada nas quatro primeiras etapas que compõem a metodologia proposta neste trabalho foi o valor presente líquido (VPL). Este indicador foi escolhido por englobar parâmetros de reservatórios e operacionais associados a cenários econômicos, sendo bastante adequado para a otimização de projetos conceituais. Para a avaliação do desempenho da metodologia optou-se por analisar também, de forma integrada, a produção acumulada de óleo ( $N_p$ ) em cada etapa do processo para todos os casos.

Na Fase 1 de definição do método de recuperação e da trajetória dos poços os métodos analisados poços com trajetória vertical e horizontal. Foram avaliados 2 intervalos de completação (poços produtores completados nas camadas 1 e 2 e completados nas camadas 1, 2, 3 e 4 para os Exemplos A, B, C e D. Para o Exemplo E, poços produtores completados nas camadas 1, 2, 3 e 4 e completados nas camadas 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 e 8)

Na Fase 2 as locações dos poços que compuseram as malhas de drenagem e injeção respeitaram espaçamentos regulares.

O algoritmo utilizado para a obtenção de uma estimativa ajustada para o número de poços na Fase 3 foi dividido em dois passos. No passo 1, para cada alternativa, a primeira iteração utiliza a malha densa com o espaçamento inicial, realiza-se a simulação e calcula-se o VPL do Campo. Seleciona-se uma fração dos poços – que apresentarem o pior desempenho e estes poços são excluídos. Realiza-se então uma nova simulação e calcula-se o VPL do campo. Este processo é repetido até que o VPL do campo diminua. Tem início então o passo 2, em que se realiza uma busca baseada no método da bisseção com o intervalo definido pelas duas últimas iterações do passo 1. Ao final do passo 2 obtém-se a estimativa ajustada para o número de poços. A Figura 5.1 Apresenta o Fluxograma para este algoritmo

Para a fase 4 os parâmetros operacionais escolhidos foram: cronograma de entrada dos poços e data de início da injeção. Na determinação do melhor cronograma aplicada a

cada exemplo foi estabelecido um quadro de cronogramas para as alternativas mantidas após a realização da fase 3. Estes cronogramas foram implementados nas simulações e utilizando as curvas de produção geradas pelas simulações foram calculados os valores para o VPL do Campo. Uma vez identificado o melhor cronograma para a entrada dos poços, tem início o processo para determinação da melhor data para início da injeção. O processo foi iniciado com um intervalo de 2 meses entre a entrada do primeiro poço produtor e o primeiro poço injetor, com o aumento gradual deste intervalo. Para cada alternativa proposta para os exemplos foi escolhida a data de início para a injeção que proporcionou o maior VPL para o campo.

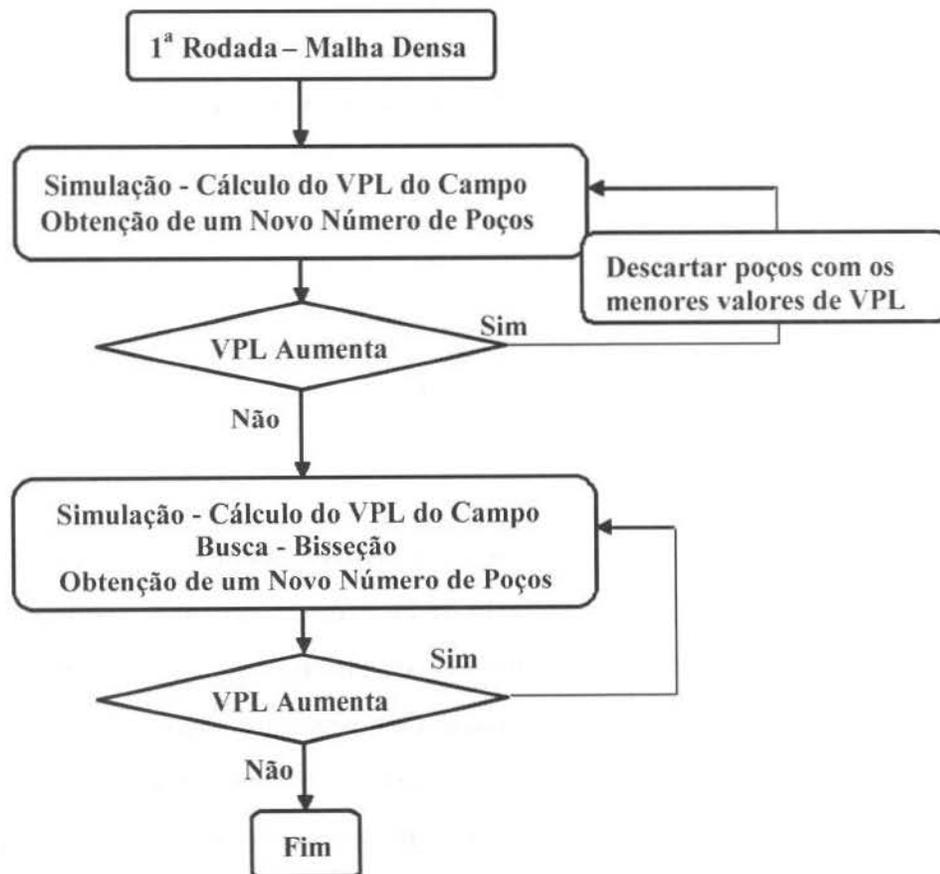


Figura 5.1: Algoritmo Aplicado aos Exemplos para Obtenção de Estimativa Ótima para o Número de Poços

### 5.10.2 Especificações para a Análise de Risco

Para este trabalho os riscos considerados foram os riscos inerentes aos atributos geológicos e o risco financeiro.

O procedimento utilizado para análise de risco geológico neste trabalho foi baseado na metodologia proposta por Steagall [2001]. Ele requer o tratamento das incertezas existentes e a construção de um modelo base integrada a um planejamento de experimentos para definição do número de atributos incertos (entre eles: espessura, extensão de aquífero, permeabilidades e porosidade entre outros), do intervalo de variabilidade para os parâmetros geológicos considerados, admitindo-se total independência entre estes atributos. Os atributos críticos são definidos através de uma análise de sensibilidade parâmetro a parâmetro, a partir do modelo de reservatório mais provável.

A partir do conjunto inicial formado por todas as combinações possíveis são aplicados critérios para a montagem de um conjunto de modelos representativos dimensionado em função da importância do projeto, conciliando os critérios de custo computacional e prazo.

Os critérios aplicados na escolha dos modelos representativos são definidos por: (a) o número de variáveis passíveis de redução de incerteza, associadas aos seus respectivos níveis, de forma que, quanto maior o número de atributos cujas incertezas possam ser eliminadas ou reduzidas por meio da aquisição de novas informações, maior o número de modelos representativos; (b) do grau de dispersão ou concentração apresentado pela distribuição de pontos no gráfico VPL *versus* FR, que indica uma diferença significativa ou não entre os valores de VPL e FR; (c) da distribuição de probabilidades de ocorrência relacionada a cada modelo gerado; (d) da importância atribuída ao projeto conceitual - grau de confiança que se deseja obter no processo - considerando que, a precisão e a confiabilidade da análise estão diretamente relacionados com o número de modelos representativos e, (e) do prazo definido para a realização do processo de análise de risco.

De uma forma geral, a escolha dos modelos representativos está fundamentada nas funções-objetivo, mencionadas anteriormente como, o valor presente líquido (VPL), produção de óleo (Np), fator de recuperação (FR) e produção de água (Wp). Para a composição do conjunto de modelos representativos devem ser selecionados modelos que apresentem diferenças significativas no fator de recuperação (FR) e que estão próximos de P10, P50 e P90 do valor presente líquido (de modo a garantir também uma grande variação no Np e Wp).

O número de modelos que deve compor o quadro de modelos geológicos representativos deve considerar o grau de incerteza associada aos parâmetros selecionados (quanto maior as incertezas, maior o número de modelos que deverão compor o quadro) e atender aos critérios de custo computacional e precisão estabelecidos para esta análise. Após a construção dos modelos são definidas probabilidades de ocorrência para cada um deles e cada alternativa selecionada é aplicada a este quadro de modelos representativos.

As probabilidades de ocorrência atribuídas a cada um destes cenários são definidas com base no conhecimento do geólogo. Uma atribuição pertinente destas probabilidades, respeitando as incertezas, é um aspecto determinante para a obtenção de resultados coerentes. Atualmente existem técnicas bastante apropriadas para a definição destas probabilidades.

Para os exemplos A, C, D e E os atributos incertos são apresentados na Tabela 5.8. O atributo volume poroso agrega a incerteza não apenas quanto à porosidade, mas também associada ao volume de rocha do reservatório. Para a definição das distribuições de permeabilidades horizontal e vertical utilizou-se um mapa determinístico, considerado como o mais provável segundo as informações analisadas pelos geólogos. Os demais níveis são obtidos por meio da aplicação de fatores multiplicadores a todas as células do mapa. A compressibilidade da rocha foi tratada como um atributo uniforme para todo o reservatório.

Tabela 5.9: Atributos Críticos para os Exemplo A, C, D e E.

ATRIBUTOS	NÍVEIS
Porosidade	por0
	por1 = por0 * c <sub>1</sub>
	por 2 = por0 * c <sub>2</sub>
Permeabilidade Horizontal	permx0
	permx1 = permx0 * c <sub>3</sub>
	permx2 = permx0 * c <sub>4</sub>
Permeabilidade Vertical	permz0
	permz1 = permz0 * c <sub>5</sub>
	permz2 = permz0 * c <sub>6</sub>
Compressibilidade Da Rocha	cpor0
	cpor1 = cpor0 * c <sub>7</sub>
	cpor0 = cpor0 * c <sub>8</sub>

onde c<sub>1</sub>, c<sub>3</sub> e c<sub>5</sub>, c<sub>7</sub> apresentam valores entre 0 e 1 e as constantes c<sub>2</sub>, c<sub>4</sub>, c<sub>6</sub> e c<sub>8</sub> assumem valores maiores que 1. Os níveis 0, 1 e 2 estabelecidos representam respectivamente os níveis mais provável, pessimista e otimista.

Com relação ao Exemplo B – elaboração de um projeto para o desenvolvimento de reservatórios com mecanismo de influxo de água por atuação de aquífero de fundo ou lateral, deve-se ressaltar que análise de risco precisa considerar de forma bastante coerente as incertezas inerentes à modelagem adotada para este aquífero (para este exemplo considerou-se como atributo incerto a extensão do aquífero).

Tabela 5.10: Atributos Críticos para o Exemplo B

ATRIBUTOS	NÍVEIS
Porosidade	por0
	Por1 = por0 * c <sub>1</sub>
	Por 2 = por0 * c <sub>2</sub>
Permeabilidade Horizontal	Permx0
	Permx1 = permx0 * c <sub>3</sub>
	Permx2 = permx0 * c <sub>4</sub>
Permeabilidade Vertical	Permz0
	Permz1 = permz0 * c <sub>5</sub>
	Permz2 = permz0 * c <sub>6</sub>
Compressibilidade Da Rocha	cpor0
	Cpor1 = cpor0 * c <sub>7</sub>
	Cpor0 = cpor0 * c <sub>8</sub>
Extensão do Aquífero	eaq0
	Eaq1 = eaq0 * c <sub>9</sub>
	Eaq2 = eaq0 * c <sub>10</sub>

onde c<sub>1</sub>, c<sub>3</sub>, c<sub>5</sub>, c<sub>7</sub> e c<sub>9</sub> apresentam valores entre 0 e 1 e as constantes c<sub>2</sub>, c<sub>4</sub>, c<sub>6</sub>, c<sub>8</sub> e c<sub>10</sub> assumem valores > 1 e os níveis 0, 1 e 2 representam respectivamente os níveis mais provável, pessimista e otimista.

Na construção do quadro de modelos representativos para a análise de risco aplicada aos 5 exemplos selecionados neste trabalho, são utilizados 9 modelos geológicos, considerando 3 otimistas (representativos de P10), 3 médios (representativos de P50) e 3 pessimistas (representativos de P90). O número de modelos foi definido com base no número de atributos incertos considerados e os níveis atribuídos a estes. As probabilidades de ocorrência de cada um desses cenários aplicados na análise de risco são atribuídas com base no conhecimento do geólogo. Cada conjunto de modelos representativos de P10, P50 e P90 têm respectivamente 20%, 60% e 20% de probabilidade de ocorrência, resultando nas seguintes probabilidades de ocorrência para os modelos: para cada cenário otimista – 6,67%, para cada cenário médio – 20% e para cada cenário pessimista – 6,67%.

Na realização da análise de risco financeiro optou-se por definir apenas um atributo financeiro incerto para a composição dos cenários – o preço do óleo, aplicando-se três

níveis (valores) para este parâmetro. Para os Exemplos A, B, C, E os valores utilizados foram US\$ 14,00/bbl, US\$18,00/bbl e US\$25,00/bbl. Para o Exemplo D, caracterizado por um óleo mais viscoso foram utilizados os valores US\$12,00/bbl, US\$16,00/bbl e US\$22,00/bbl. Em função destes valores foram selecionados três níveis para o investimento requerido por cada alternativa: Para o preço mais baixo e o preço mais alto a probabilidade de ocorrência adotada foi 20%, enquanto que para o preço médio foi definida uma probabilidade de 60%.

A Tabela 5.11 apresenta os modelos para o cálculo dos indicadores VME, Risco (foram utilizadas duas definições para Risco), NpAtE (para o Exemplo E).

Tabela 5.11: Modelos para o Cálculos dos Indicadores

Modelo para Cálculo dos Indicadores	
Considerando as Probabilidades atribuídas aos 9 Modelos Representativos	
<b>VME</b>	$= \text{Prob}_{\text{Pes1}} \cdot \text{VPL}_{\text{Pes1}} + \text{Prob}_{\text{Pes2}} \cdot \text{VPL}_{\text{Pes2}} + \text{Prob}_{\text{Pes3}} \cdot \text{VPL}_{\text{Pes3}} + \text{VPL}_{\text{Md1}} \cdot \text{VPL}_{\text{Md1}} + \text{Prob}_{\text{Md2}} \cdot \text{VPL}_{\text{Md2}} + \text{Prob}_{\text{Md3}} \cdot \text{VPL}_{\text{Md3}} + \text{Prob}_{\text{Ot1}} \cdot \text{VPL}_{\text{Ot1}} + \text{Prob}_{\text{Ot2}} \cdot \text{VPL}_{\text{Ot2}} + \text{Prob}_{\text{Ot3}} \cdot \text{VPL}_{\text{Ot3}}$
<b>VME</b>	$= 0,067 \cdot \text{VPL}_{\text{Pes1}} + 0,067 \cdot \text{VPL}_{\text{Pes2}} + 0,067 \cdot \text{VPL}_{\text{Pes3}} + 0,067 \cdot \text{VPL}_{\text{Md1}} + 0,067 \cdot \text{VPL}_{\text{Md2}} + 0,067 \cdot \text{VPL}_{\text{Md3}} + 0,067 \cdot \text{VPL}_{\text{Ot1}} + 0,067 \cdot \text{VPL}_{\text{Ot2}} + 0,067 \cdot \text{VPL}_{\text{Ot3}}$
<b>RiscoA</b>	$= \text{VPL}_{\text{máx}} - \text{VPL}_{\text{mín}} - \text{Utilizando os 9 Modelos Representativos}$
<b>RiscoB</b>	$= (\text{VPL}_{\text{máx}} - \text{VPL}_{\text{mín}}) / \text{VME} - \text{Utilizando os 9 Modelos Representativos}$
Para o Exemplo E:	
<b>NpAtE</b>	$= \text{Prob}_{\text{Pes1}} \cdot \text{NpAt}_{\text{Pes1}} + \text{Prob}_{\text{Pes2}} \cdot \text{NpAt}_{\text{Pes2}} + \text{Prob}_{\text{Pes3}} \cdot \text{NpAt}_{\text{Pes3}} + \text{Prob}_{\text{Md1}} \cdot \text{NpAt}_{\text{Md1}} + \text{Prob}_{\text{Md2}} \cdot \text{NpAt}_{\text{Md2}} + \text{Prob}_{\text{Md3}} \cdot \text{NpAt}_{\text{Md3}} + \text{Prob}_{\text{Ot1}} \cdot \text{NpAt}_{\text{Ot1}} + \text{Prob}_{\text{Ot2}} \cdot \text{NpAt}_{\text{Ot2}} + \text{Prob}_{\text{Ot3}} \cdot \text{NpAt}_{\text{Ot3}}$
<b>NpAtE</b>	$= 0,067 \cdot \text{NpAt}_{\text{Pes1}} + 0,067 \cdot \text{NpAt}_{\text{Pes2}} + 0,067 \cdot \text{NpAt}_{\text{Pes3}} + 0,067 \cdot \text{NpAt}_{\text{Md1}} + 0,067 \cdot \text{NpAt}_{\text{Md2}} + 0,067 \cdot \text{NpAt}_{\text{Md3}} + 0,067 \cdot \text{NpAt}_{\text{Ot1}} + 0,067 \cdot \text{NpAt}_{\text{Ot2}} + 0,067 \cdot \text{NpAt}_{\text{Ot3}}$
Modelo para Cálculo dos Indicadores	
Considerando as Probabilidades atribuídas aos 3 Preços Representativos	
<b>VME<sub>Comb</sub></b>	$= \text{Prob}_{\text{Preço1}} \cdot \text{VME}_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} \cdot \text{VME}_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} \cdot \text{VME}_{\text{Preço3}}$
<b>VME<sub>Comb</sub></b>	$= 0,2 \cdot \text{VME}_{\text{Preço1}} + 0,6 \cdot \text{VME}_{\text{Preço2}} + 0,2 \cdot \text{VME}_{\text{Preço3}}$
<b>RiscoA<sub>Comb</sub></b>	$= \text{Prob}_{\text{Preço1}} \cdot \text{RiscoA}_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} \cdot \text{RiscoA}_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} \cdot \text{RiscoA}_{\text{Preço3}}$
<b>RiscoA<sub>Comb</sub></b>	$= 0,2 \cdot \text{RiscoA}_{\text{Preço1}} + 0,6 \cdot \text{RiscoA}_{\text{Preço2}} + 0,2 \cdot \text{RiscoA}_{\text{Preço3}}$
<b>RiscoB<sub>Comb</sub></b>	$= \text{Prob}_{\text{Preço1}} \cdot \text{RiscoB}_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} \cdot \text{RiscoB}_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} \cdot \text{RiscoB}_{\text{Preço3}}$
<b>RiscoB<sub>Comb</sub></b>	$= 0,2 \cdot \text{RiscoB}_{\text{Preço1}} + 0,6 \cdot \text{RiscoB}_{\text{Preço2}} + 0,2 \cdot \text{RiscoB}_{\text{Preço3}}$
Para o Exemplo E:	
<b>NpAtE<sub>Comb</sub></b>	$= \text{Prob}_{\text{Preço1}} \cdot \text{NpAtE}_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} \cdot \text{NpAtE}_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} \cdot \text{NpAtE}_{\text{Preço3}}$
<b>NpAtE<sub>Comb</sub></b>	$= 0,2 \cdot \text{VME}_{\text{Preço1}} + 0,6 \cdot \text{NpAtE}_{\text{Preço2}} + 0,2 \cdot \text{Risco}_{\text{Preço1}}$

## 5.11 Especificações para a Etapa de Análise de decisão

Para a análise de decisão neste trabalho, foram utilizadas a análise gráfica para a comparação das alternativas e também a teoria

Para a análise Gráfica foram construídos gráficos com os valores de retorno e risco para o conjunto de alternativas para cada exemplo, da mesma forma também foram construídos gráficos com os valores de retorno e investimento e os valores de retorno e produção acumulada.

Para a teoria da utilidade multi-atributos as funções-utilidades estabelecidas para os cinco exemplos foram  $U(VME)$ ,  $U(Np)$ ,  $U(Investimento)$  e  $U(Risco)$  considerando os objetivos de maximização do retorno, maximização da produção acumulada, minimização dos investimentos requeridos e minimização dos riscos. Para o Exemplo E também foi utilizada a função-utilidade  $U(Np_{AtualizadaEsperada})$ , visando avaliar a adequabilidade deste indicador para a tomada de decisões. As formulações utilizadas para estas funções-utilidades encontram-se na literatura. Elas permitem medir a atratividade das alternativas para o tomador de decisões considerando a importância relativa dos objetivos.

Os valores de investimento para cada alternativa são estabelecidos a partir do número de poços produtores e injetores, da geometria dos poços e da característica dos fluidos produzidos. Esta foi uma abordagem simplificada para o parâmetro, que atendeu aos critérios estabelecidos para a análise de decisão.

As Tabelas 5.12, 5.13, 5.14, 5.15 e 5.16 apresentam os modelos aplicados às funções-utilidade para cada exemplo.

Tabela 5.12: Modelos Aplicados às Funções-Utilidades para o Exemplo A

<b>Exemplo A</b>	
<b>Modelos Aplicados às Funções-Utilidade Individuais</b>	
<b>U(VME)</b>	= $\exp(0,002 \cdot VME)$
<b>U<sub>a</sub>(INV)</b>	= $U(INV_b) = 1/\log(0,01 \cdot INV)$
<b>U<sub>b</sub>(INV)</b>	= $1/\exp(0,001 \cdot INV)$
<b>U(RiscoA)</b>	= $1/\log(0,01 \cdot RiscoA)$
<b>U(RiscoB)</b>	= $1/(0,28 \cdot \exp(RiscoB^2,06))$
<b>U(NpE)</b>	= $\exp(0,00002 \cdot NpE)$
<b>Modelos Aplicados às Funções-Utilidade Globais</b>	
<b>Considerando o Agrupamento Aditivo das Funções-Utilidade</b>	
<b>U1(TOT) f(U(VME))</b>	= $U(VME)$
<b>U2(TOT) F(U(VME),U<sub>a</sub>(INV))</b>	= $a1 \cdot U(VME) + b1 \cdot U_a(INV) - 0,5 \cdot U(VME) + 0,5 \cdot U_a(INV)$
<b>U3(TOT) F(U(VME),U<sub>b</sub>(INV))</b>	= $a2 \cdot U(VME) + b2 \cdot U_b(INV) - 0,5 \cdot U(VME) + 0,5 \cdot U_b(INV)$
<b>U4(TOT) f(U(VME),U(RiscoA))</b>	= $a3 \cdot U(VME) + b3 \cdot U(RiscoA) - 0,5 \cdot U(VME) + 0,5 \cdot U(RiscoA)$
<b>U5(TOT) f(U(VME),U(RiscoB))</b>	= $a4 \cdot U(VME) + b4 \cdot U(RiscoB) - 0,5 \cdot U(VME) + 0,5 \cdot U(RiscoB)$
<b>U6(TOT) F(U(VME),U(NpE))</b>	= $a5 \cdot U(VME) + b5 \cdot U(NpE) - 0,5 \cdot U(VME) + 0,5 \cdot U(NpE)$
<b>Modelos Aplicados para o Cálculo do Valor Médio da Função-Utilidade Global</b>	
<b>Considerando as Probabilidades de Ocorrência para os Três Preços Representativos</b>	
<b>U1(Comb)</b>	= $\text{Prob}_{\text{Preço1}} \cdot U1(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} \cdot U1(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} \cdot U1(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ = $0,2 \cdot U1(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 \cdot U1(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 \cdot U1(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U2(Comb)</b>	= $\text{Prob}_{\text{Preço1}} \cdot U2(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} \cdot U2(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} \cdot U2(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ = $0,2 \cdot U2(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 \cdot U2(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 \cdot U2(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U3(Comb)</b>	= $\text{Prob}_{\text{Preço1}} \cdot U3(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} \cdot U3(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} \cdot U3(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ = $0,2 \cdot U3(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 \cdot U3(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 \cdot U3(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U4(Comb)</b>	= $\text{Prob}_{\text{Preço1}} \cdot U4(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} \cdot U4(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} \cdot U4(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ = $0,2 \cdot U4(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 \cdot U4(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 \cdot U4(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U5(Comb)</b>	= $\text{Prob}_{\text{Preço1}} \cdot U5(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} \cdot U5(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} \cdot U5(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ = $0,2 \cdot U5(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 \cdot U5(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 \cdot U5(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U6(Comb)</b>	= $\text{Prob}_{\text{Preço1}} \cdot U6(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} \cdot U6(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} \cdot U6(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ = $0,2 \cdot U6(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 \cdot U6(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 \cdot U6(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$

Tabela 5.13: Modelos Aplicados às Funções-Utilidades para o Exemplo B

<b>Exemplo B</b>	
<b>Modelos Aplicados às Funções-Utilidade Individuais</b>	
<b>U(VME)</b>	= $\exp(0,003 * VME)$
<b>U<sub>a</sub>(INV)</b>	= $1/\exp(0,0009 * INV)$
<b>U<sub>b</sub>(INV)</b>	= $0,35/\log(INV/230)$
<b>U(RiscoA)</b>	= $1/\log(0,009 * RiscoA)$
<b>U(RiscoB)</b>	= $1/(0,3 * \exp(RiscoB^{1,98}))$
<b>Modelos Aplicados às Funções-Utilidade Globais</b>	
<b>Considerando o Agrupamento Aditivo das Funções-Utilidade</b>	
<b>U1(TOT)</b> <b>F(U(VME),U<sub>a</sub>(INV))</b>	= $a1 * U(VME) + b1 * U_a(INV) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U_a(INV)$
<b>U2(TOT)</b> <b>f(U(VME),U<sub>b</sub>(INV))</b>	= $a2 * U(VME) + b2 * U_b(INV) - 0,3 * U(VME) + 0,7 * U_b(INV)$
<b>U3(TOT)</b> <b>f(U(VME),U(RiscoA))</b>	= $a3 * U(VME) + b3 * U(RiscoA) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(RiscoA)$
<b>U4(TOT)</b> <b>f(U(VME),U(RiscoB))</b>	= $a4 * U(VME) + b4 * U(RiscoB) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(RiscoB)$
<b>Modelos Aplicados para o Cálculo do Valor Médio da Função-Utilidade Global</b>	
<b>Considerando as Probabilidades de Ocorrência para os Três Preços Representativos</b>	
<b>U1(Comb)</b>	= $Prob_{Preço1} * U1(TOT)_{Preço1} + Prob_{Preço2} * U1(TOT)_{Preço2} + Prob_{Preço3} * U1(TOT)_{Preço3}$ = $0,2 * U1(TOT)_{Preço1} + 0,6 * U1(TOT)_{Preço2} + 0,2 * U1(TOT)_{Preço3}$
<b>U2(Comb)</b>	= $Prob_{Preço1} * U2(TOT)_{Preço1} + Prob_{Preço2} * U2(TOT)_{Preço2} + Prob_{Preço3} * U2(TOT)_{Preço3}$ = $0,2 * U2(TOT)_{Preço1} + 0,6 * U2(TOT)_{Preço2} + 0,2 * U2(TOT)_{Preço3}$
<b>U3(Comb)</b>	= $Prob_{Preço1} * U3(TOT)_{Preço1} + Prob_{Preço2} * U3(TOT)_{Preço2} + Prob_{Preço3} * U3(TOT)_{Preço3}$ = $0,2 * U3(TOT)_{Preço1} + 0,6 * U3(TOT)_{Preço2} + 0,2 * U3(TOT)_{Preço3}$
<b>U4(Comb)</b>	= $Prob_{Preço1} * U4(TOT)_{Preço1} + Prob_{Preço2} * U4(TOT)_{Preço2} + Prob_{Preço3} * U4(TOT)_{Preço3}$ = $0,2 * U4(TOT)_{Preço1} + 0,6 * U4(TOT)_{Preço2} + 0,2 * U4(TOT)_{Preço3}$

Tabela 5.14: Modelos Aplicados às Funções-Utilidades para o Exemplo C

<b>Exemplo C</b>	
<b>Modelos Aplicados às Funções-Utilidade Individuais</b>	
<b>U(VME)</b>	$= \exp(0,0015 * VME)$
<b>U(INV)</b>	$= 1/\exp(0,0008 * INV)$
<b>U(RiscoA)</b>	$= 1/\log(0,012 * RiscoA)$
<b>U<sub>a</sub>(RiscoB)</b>	$= 1/(0,35 * \exp(RiscoB^2))$
<b>U<sub>b</sub>(RiscoB)</b>	$= 1/(0,5 * \log(RiscoB * 100))$
<b>Modelos Aplicados às Funções-Utilidade Globais</b>	
<b>Considerando o Agrupamento Aditivo das Funções-Utilidade</b>	
<b>U1(TOT)</b> <b>F(U(VME),U(INV))</b>	$= a1 * U(VME) + b1 * U(INV) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(INV)$
<b>U2(TOT)</b> <b>f(U(VME),U(RiscoA))</b>	$= a2 * U(VME) + b2 * U(RiscoA) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(RiscoA)$
<b>U3(TOT)</b> <b>f(U(VME),U<sub>a</sub>(RiscoB))</b>	$= a3 * U(VME) + b3 * U(RiscoB) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U_a(RiscoB)$
<b>U4(TOT)</b> <b>f(U(VME),U<sub>b</sub>(RiscoB))</b>	$= a4 * U(VME) + b4 * U(RiscoB) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U_b(RiscoB)$
<b>Modelos Aplicados para o Cálculo do Valor Médio da Função-Utilidade Global</b>	
<b>Considerando as Probabilidades de Ocorrência para os Três Preços Representativos</b>	
<b>U1(Comb)</b>	$= \text{Prob}_{\text{Preço1}} * U1(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U1(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U1(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ $= 0,2 * U1(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U1(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U1(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U2(Comb)</b>	$= \text{Prob}_{\text{Preço1}} * U2(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U2(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U2(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ $= 0,2 * U2(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U2(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U2(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U3(Comb)</b>	$= \text{Prob}_{\text{Preço1}} * U3(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U3(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U3(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ $= 0,2 * U3(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U3(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U3(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U4(Comb)</b>	$= \text{Prob}_{\text{Preço1}} * U4(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U4(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U4(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ $= 0,2 * U4(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U4(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U4(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$

Tabela 5.15: Modelos Aplicados às Funções-Utilidades para o Exemplo D

<b>Exemplo D</b>	
<b>Modelos Aplicados às Funções-Utilidade Individuais</b>	
<b>U(VME)</b>	$= \exp(0,0018 * VME)$
<b>U(INV<sub>a</sub>)</b>	$= 1/\exp(0,0008 * INV)$
<b>U(INV<sub>b</sub>)</b>	$= 1/\log(0,009 * INV)$
<b>U(RiscoA)</b>	$= 1/\log(0,014 * RiscoA)$
<b>U(RiscoB)</b>	$= 1/(0,32 * \exp(RiscoB^{1,97}))$
<b>Modelos Aplicados às Funções-Utilidade Globais</b>	
<b>Considerando o Agrupamento Aditivo das Funções-Utilidade</b>	
<b>U1(TOT)</b> <b>F(U(VME),U<sub>a</sub>(INV))</b>	$= a1 * U(VME) + b1 * U(INV_a) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(INV_a)$
<b>U2(TOT)</b> <b>f(U(VME),U<sub>b</sub>(INV))</b>	$= a2 * U(VME) + b2 * U(INV_b) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(INV_b)$
<b>U3(TOT)</b> <b>f(U(VME),U(RiscoA))</b>	$= a3 * U(VME) + b3 * U(RiscoA) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(RiscoA)$
<b>U4(TOT)</b> <b>f(U(VME),U(RiscoB))</b>	$= a4 * U(VME) + b4 * U(RiscoB) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(RiscoB)$
<b>Modelos Aplicados para o Cálculo do Valor Médio da Função-Utilidade Global</b>	
<b>Considerando as Probabilidades de Ocorrência para os Três Preços Representativos</b>	
<b>U1(Comb)</b>	$= \text{Prob}_{\text{Preço1}} * U1(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U1(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U1(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ $= 0,2 * U1(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U1(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U1(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U2(Comb)</b>	$= \text{Prob}_{\text{Preço1}} * U2(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U2(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U2(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ $= 0,2 * U2(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U2(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U2(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U3(Comb)</b>	$= \text{Prob}_{\text{Preço1}} * U3(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U3(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U3(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ $= 0,2 * U3(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U3(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U3(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U4(Comb)</b>	$= \text{Prob}_{\text{Preço1}} * U4(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U4(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U4(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ $= 0,2 * U4(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U4(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U4(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$

Tabela 5.16: Modelos Aplicados às Funções-Utilidades para o Exemplo E

<b>Exemplo E</b>	
<b>Modelos Aplicados às Funções-Utilidade Individuais</b>	
<b>U(VME)</b>	= $\exp(0,0012 * VME)$
<b>U(INV<sub>a</sub>)</b>	= $1/\exp(0,001 * INV_a)$
<b>U(INV<sub>b</sub>)</b>	= $1/\log(0,007 * INV_b)$
<b>U(RiscoA)</b>	= $1/\log(0,015 * RiscoA)$
<b>U(RiscoB)</b>	= $1/(0,36 * \exp(RiscoB^2,04))$
<b>U(úpate)</b>	= $\exp(0,000019 * NpAtE)$
<b>Modelos Aplicados às Funções-Utilidade Globais</b>	
<b>Considerando o Agrupamento Aditivo das Funções-Utilidade</b>	
<b>U1(TOT)</b>	= U(VME)
<b>U2(TOT)</b> f(U(VME),U <sub>a</sub> (INV))	= $a1 * U(VME) + b1 * U(INV_a) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(INV_a)$
<b>U3(TOT)</b> f(U(VME),U <sub>b</sub> (INV))	= $a2 * U(VME) + b2 * U(INV_b) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(INV_b)$
<b>U4(TOT)</b> f(U(VME),U(RiscoA))	= $a3 * U(VME) + b3 * U(RiscoA) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(RiscoA)$
<b>U5(TOT)</b> f(U(VME),U(RiscoB))	= $a4 * U(VME) + b4 * U(RiscoB) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(RiscoB)$
<b>U6(TOT)</b> f(U(VME),U(NpAtE))	= $a5 * U(VME) + b5 * U(NpAtE) - 0,5 * U(VME) + 0,5 * U(NpAtE)$
<b>Modelos Aplicados para o Cálculo do Valor Médio da Função-Utilidade Global</b>	
<b>Considerando as Probabilidades de Ocorrência Atribuídas aos Três Preços Representativos</b>	
<b>U1(Comb)</b>	= $\text{Prob}_{\text{Preço1}} * U1(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U1(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U1(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ = $0,2 * U1(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U1(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U1(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U2(Comb)</b>	= $\text{Prob}_{\text{Preço1}} * U2(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U2(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U2(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ = $0,2 * U2(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U2(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U2(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U3(Comb)</b>	= $\text{Prob}_{\text{Preço1}} * U3(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U3(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U3(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ = $0,2 * U3(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U3(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U3(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U4(Comb)</b>	= $\text{Prob}_{\text{Preço1}} * U4(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U4(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U4(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ = $0,2 * U4(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U4(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U4(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U5(Comb)</b>	= $\text{Prob}_{\text{Preço1}} * U5(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U5(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U5(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ = $0,2 * U5(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U5(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U5(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$
<b>U6(Comb)</b>	= $\text{Prob}_{\text{Preço1}} * U6(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + \text{Prob}_{\text{Preço2}} * U6(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + \text{Prob}_{\text{Preço3}} * U6(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$ = $0,2 * U6(\text{TOT})_{\text{Preço1}} + 0,6 * U6(\text{TOT})_{\text{Preço2}} + 0,2 * U6(\text{TOT})_{\text{Preço3}}$

A Fase 7, para otimização suplementar de parâmetros específicos, assim como as Fases 8 e 9 não foram aplicadas aos exemplos selecionados neste trabalho, em função dos objetivos estabelecidos. A Fase 7 e as etapas posteriores demandam outros tipos de otimização e têm como objetivo o detalhamento da estratégia selecionada nas Etapas de 1 a 6.

## **Capítulo 6**

### **Resultados e Discussões**

Os resultados obtidos para o conjunto de exemplos descritos são apresentados nas seções seguintes, destacando os aspectos críticos para a adequação da metodologia proposta a estes exemplos, atendendo aos objetivos estabelecidos. A foco maior em todos os exemplos foi a aplicação da metodologia em diferentes situações e não o detalhamento dos exemplos ou a preocupação com cenários econômicos e modelos geológicos compatíveis com os modelos reais.

#### **6.1 Exemplo A: Campo 1 – Mecanismo de Gás em solução**

##### **Fase 1 – Seleção do Método de Recuperação e Definição da Geometria dos Poços**

Nesta fase foi avaliado um quadro de características estruturais do campo (geometria, distribuição de espessuras) juntamente com a sua condição inicial de pressão, que determinam a atuação do mecanismo de gás em solução e o desempenho dos poços ao longo do tempo. A partir de um conjunto proposto de simulações para a definição de parâmetros nesta primeira etapa, verificou-se a necessidade de um suporte de pressão por meio da injeção de água para promover um deslocamento mais eficiente do óleo. Considerando as distribuições razoavelmente regulares de espessuras, permeabilidade e porosidade a trajetória vertical mostrou-se a mais adequada para a perfuração de poços produtores e injetores. Outras estratégias poderiam ser testadas caso houvesse dúvida mas

o objetivo deste trabalho é apenas avaliar a metodologia e isso não foi feito para esse exemplo.

## **Fase 2 – Avaliação dos Esquemas de Produção/Injeção**

O conjunto inicial de alternativas para este Exemplo A foi formado a partir das duas diretrizes estabelecidas na primeira fase (perfuração de poços com trajetórias verticais e suporte de pressão por meio de injeção de água) e de um estudo para definição de um quadro representativo de espaçamentos iniciais.

Os esquemas de injeção aplicados às alternativas foram os mais freqüentemente utilizados (periférico – com diferentes razões entre o número de poços produtores e poços injetores, *five-spot*, *seven-spot*, *nine-spot*, linha direta, linha alternada e misto). O escopo foi abrangente, buscando identificar os que melhor atendiam à geometria e estrutura do reservatório.

O espaçamento mínimo necessário entre os poços, de modo a não ocorrer sobreposição de áreas de drenagem foi determinado com base em simulações, obtendo-se o valor de 450 m para este espaçamento mínimo. Além do critério de não-sobreposição de áreas de drenagem foi necessário avaliar também o comprimento dos intervalos completados nos poços e a área total do reservatório. Considerando estes aspectos foram selecionados o espaçamento mínimo (450 m) e outros dois espaçamentos – 600 m e 750 m. Estes valores foram adequados para a avaliação da qualidade do reservatório e identificação das zonas com maior potencial de recuperação, com um custo computacional bastante razoável.

A Figura 6.1 apresenta os valores de VPL obtidos em função da razão entre o número de poços produtores e poços injetores para os esquemas definidos com os 3 espaçamentos estudados. Na Figura 6.2 são apresentados os valores de produção de óleo acumulada ( $N_p$ ) associados aos respectivos valores de função-objetivo para os mesmos esquemas e na Figura 6.3 são apresentados os valores de produção de água acumulada ( $W_p$ ) também associados aos respectivos valores de função-objetivo.

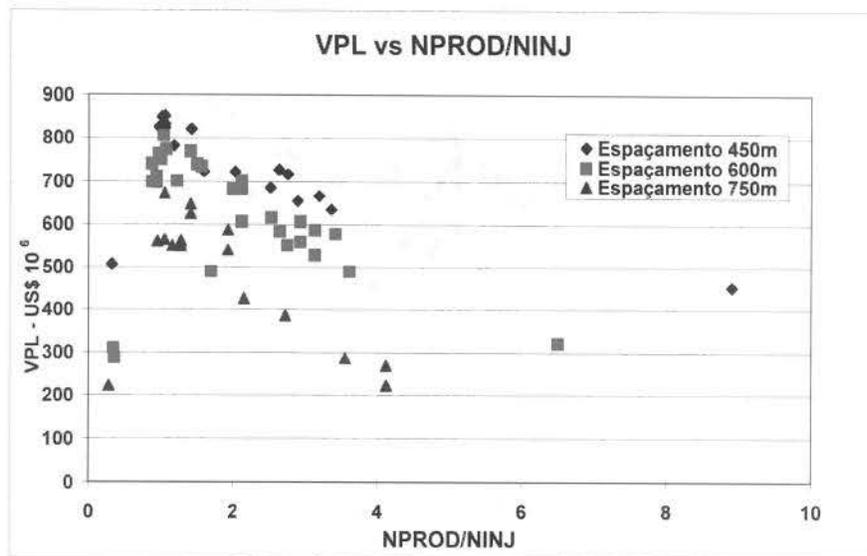


Figura 6.1: Exemplo A – VPL vs NPROD/NINJ – Fase 2

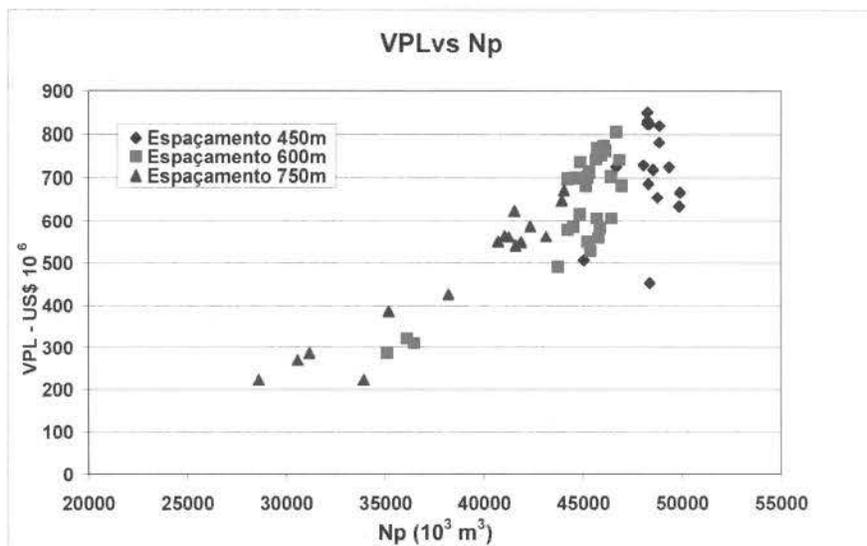


Figura 6.2: Exemplo A – VPL vs Np – Fase 2

Pode-se observar que em função do maior número de poços, os esquemas definidos com um espaçamento inicial de 450m antecipam a produção de volumes maiores de óleo e maximizam a produção acumulada. Observou-se também que os melhores esquemas com espaçamento de 450m apresentaram valores de função-objetivo (VPL) bastante próximos aos obtidos para os melhores esquemas com espaçamento inicial de 600m.

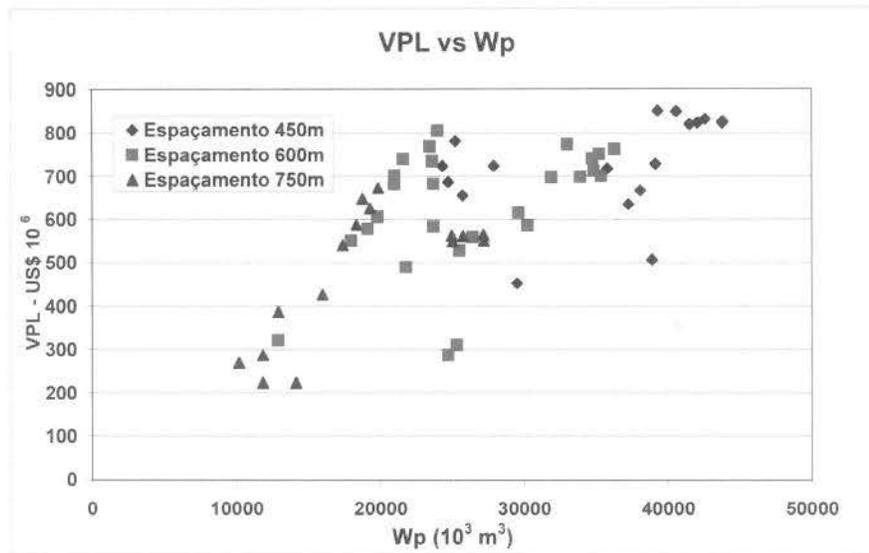


Figura 6.3: Exemplo A – VPL vs Wp – Fase 2

Um aspecto importante a ser mencionado é que para os três espaçamentos estudados os esquemas que proporcionaram os maiores valores para a produção acumulada e para a função-objetivo VPL são os que apresentam um valor próximo de 1 para a razão entre o número de poços produtores e o número de poços injetores. Eles maximizam a injetividade dos poços e a eficiência de varrido por estarem ajustados à geometria e ao arcabouço estrutural do reservatório.

### Fase 3 – Obtenção de Estimativa Ajustada para o Número de Poços

A análise comparativa realizada na etapa anterior indicou um novo conjunto, formado pelas alternativas definidas com os espaçamentos de 450m e 600m mais adequadas aos critérios estabelecidos para o projeto. O número de alternativas escolhido deve ser função da importância do caso, do custo computacional da simulação e da variabilidade das respostas apresentadas na etapa – nesse caso foram selecionadas 11 alternativas. Estas alternativas foram submetidas ao processo para obtenção de uma estimativa ajustada para o número de poços.

O número médio de iterações necessárias para obtenção desta estimativa ajustada foi igual a 8. Deve-se observar que a função-objetivo escolhida apresenta um comportamento não-linear e sua superfície de resposta apresenta máximos locais. Em função do algoritmo

de otimização ser baseado em gradientes, a estimativa ajustada para o número de poços representa um máximo local situado na direção do domínio estabelecida para busca. As Figuras 6.4 e 6.5 apresentam a maximização do VPL ao longo do processo de obtenção da estimativa ajustada para o número de poços para os esquemas selecionados. A Tabela 6.1 apresenta a estimativa ajustada para o número de poços para cada alternativa considerada.

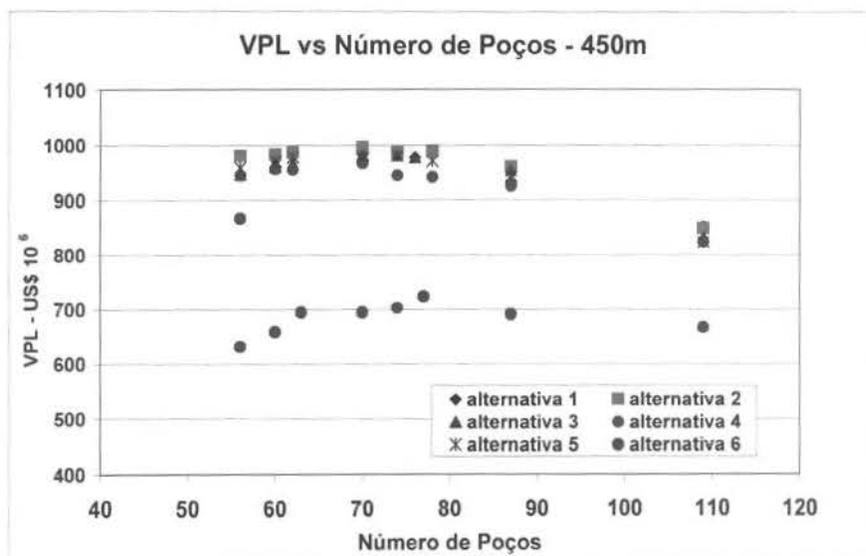


Figura 6.4: Exemplo A – VPL vs Número de Poços – Espaçamento 450m – Fase 3

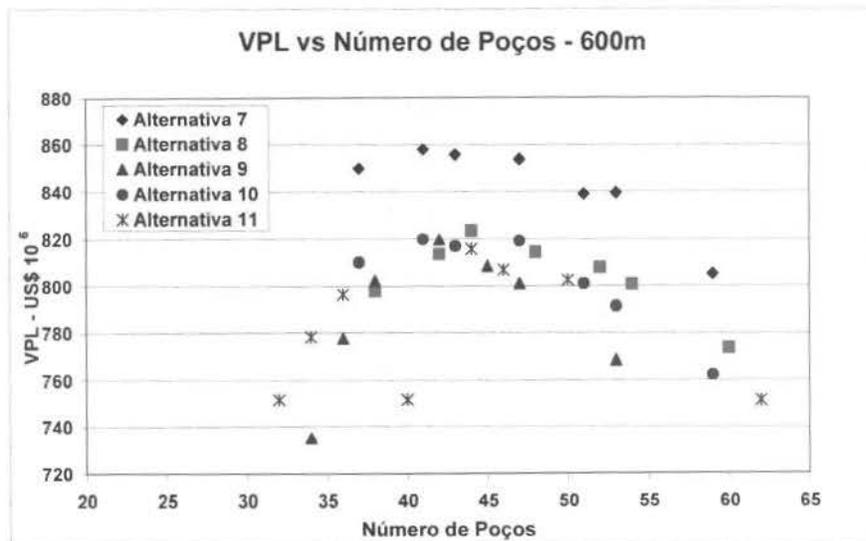


Figura 6.5: Exemplo A – VPL vs Número de poços – Espaçamento 600m – Fase 3

Tabela 6.1: Exemplo A – Resultados Obtidos Após a Realização da Fase 3

Alternativa	Espaçamento (m)	Np ( $10^3 \text{ m}^3$ )	VPL (US\$ $10^6$ )	Número de Poços
Alternativa 2	450	46.470	996	70
Alternativa 1	450	46.598	985	70
Alternativa 3	450	46.993	982	74
Alternativa 5	450	47.249	981	74
Alternativa 4	450	47.071	968	70
Alternativa 7	600	45.907	856	41
Alternativa 8	600	44.330	823	44
Alternativa 10	600	44.395	820	41
Alternativa 9	600	45.056	820	42
Alternativa 11	600	44.205	816	44
Alternativa 6	450	48.710	724	77

Após a execução desta fase verificou-se que as Alternativas 11 e 6 apresentaram os piores desempenhos. Elas foram então descartadas, utilizando-se as alternativas restantes para a execução da Fase 4. As Alternativas 2, 1, 3 e 5 proporcionaram resultados bastante próximos para a função-objetivo. As Alternativas 7 a 10 (relativas ao espaçamento inicial de 600m), apesar de apresentarem desempenho inferiores, foram mantidas pois apresentaram características diferenciadas das outras e, por isso, potencial de se tornarem boas alternativas nas próximas fases.

#### Fase 4 - Definição de Parâmetros Operacionais

Após a obtenção da estimativa ajustada para o número de poços na fase anterior, um novo conjunto de alternativas foi submetido ao processo de otimização de parâmetros operacionais na quarta etapa da metodologia. É importante lembrar que essa fase pode ser diferente de acordo com as características de cada problema. Os itens testados aqui são os que foram escolhidos como os mais importantes para esse exemplo.

Foi realizado um teste para avaliar o impacto exercido pela seqüência de entrada definida para os poços na função-objetivo, visando identificar casos em que este deve ser considerado como um parâmetro de otimização. Inicialmente foram propostos três cronogramas para a entrada em operação dos poços com um intervalo regular de dois meses. Este número de cronogramas foi considerado adequado à importância do projeto e às características do reservatório

Cronograma 1 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem a ordem decrescente de injetividade.

Cronograma 2 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem a ordem crescente de injetividade.

Cronograma 3 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem ao critério de vizinhança.

O Cronograma 2 foi testado apenas para verificar a importância deste parâmetro no processo de otimização. Caso estes cronogramas proporcionassem resultados muito diferentes, a otimização poderia ser mais detalhada, mas não foi esse o caso. Dessa forma, foi escolhida apenas o melhor cronograma. O Cronograma 1 proporcionou melhor resultado para as Alternativas 1 e 6. Para as demais alternativas o cronograma que maximizava a função-objetivo foi o Cronograma 3.

Com base no cronograma que maximizava a função-objetivo para cada alternativa foi realizado um conjunto de simulações para determinação da data mais adequada para o início da injeção de água. Para todas as alternativas avaliadas o primeiro poço injetor entra em operação 4 meses após a entrada do primeiro poço produtor. As Figuras 6.6 e 6.7 apresentam os resultados obtidos para esta quarta etapa. Os pontos representam os valores obtidos com diferentes cronogramas para cada alternativa e os valores obtidos com diferentes datas de início da injeção para o melhor cronograma para cada alternativa.

Analisando os gráficos das Figuras 6.6 e 6.7 optou-se por descartar as Alternativas 4 e 8 foram descartadas e as sete alternativas restantes foram utilizadas na realização da Fase 5.

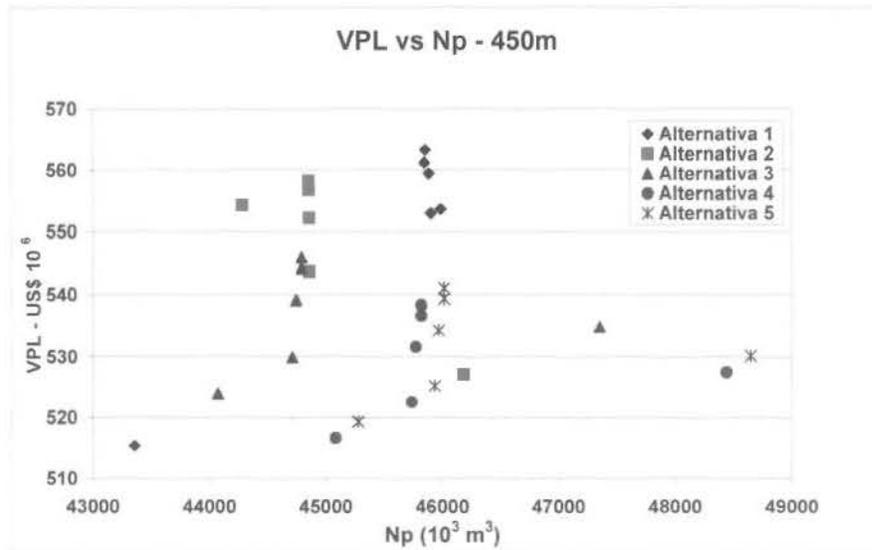


Figura 6.6: Exemplo A – VPL vs Np – Espaçamento 450m – Fase 4

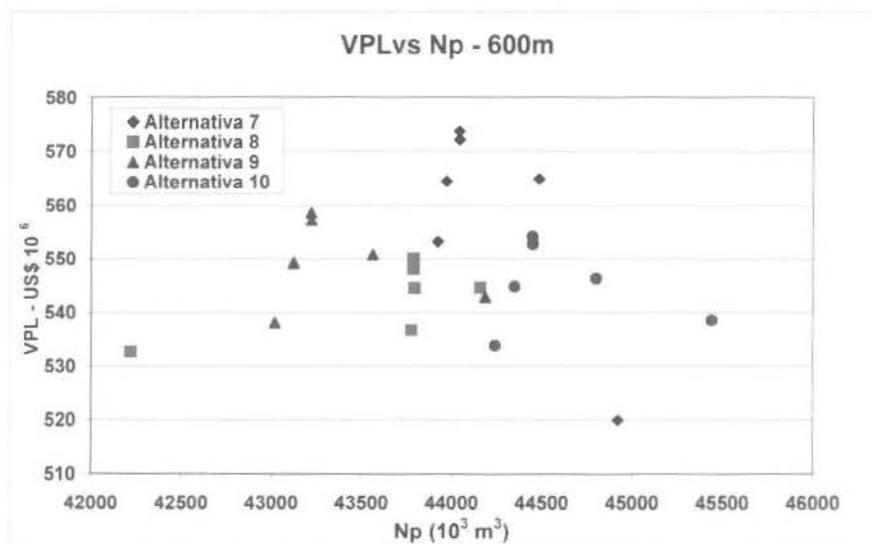


Figura 6.7: Exemplo A – VPL vs Np – Espaçamento 600m – Fase 4

### Fase 5 – Análise de Risco (Risco Geológico e Financeiro)

O conjunto preliminar de soluções obtido após a realização da fase anterior é submetido ao procedimento para análise de risco (risco geológico e financeiro) nesta quinta fase da metodologia.

A partir do modelo geológico base proposto para este exemplo e considerando os atributos incertos mencionados no Item 5.10.2 associados aos seus respectivos níveis são

obtidos nove modelos representativos para o reservatório<sup>1</sup>. Cada alternativa pertencente ao conjunto preliminar de soluções é aplicada ao caso base e aos nove modelos representativos (3 modelos otimistas, 3 modelos mais prováveis e 3 modelos pessimistas). Ao final desta etapa o valor médio esperado (VME) de cada alternativa é calculado, assim como a função-utilidade para a seleção da alternativa que melhor atenda aos objetivos estabelecidos para o projeto, considerando o comportamento em relação ao risco.

As Figuras 6.8 e 6.9 expressam os resultados obtidos para esta análise. Cada conjunto de pontos é formado pelos valores obtidos utilizando o cenário base e os nove cenários representativos para cada alternativa. Aparentemente, para esse exemplo, as incertezas geológicas estão causando mais variabilidade nas respostas do que as alternativas de estratégia de produção. Isso pode sugerir até que algumas das estratégias descartadas em etapas anteriores fossem incorporadas no processo novamente para testar como é o comportamento delas com modelos representativos pessimistas e otimistas. Entretanto, isso não foi feito neste trabalho. Não foi observado nenhuma mudança grande de comportamento das estratégias para os 9 modelos escolhidos. As incertezas serão então integradas com as incertezas econômicas nas etapas seguintes.

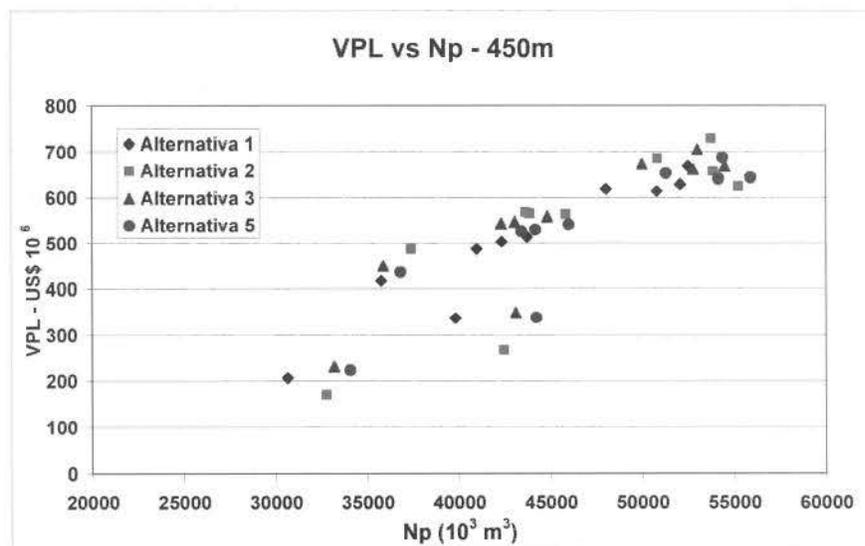


Figura 6.8: Exemplo A – VPL vs Np – Espaçamento 450m – Etapa 5

<sup>1</sup> Para a escolha dos modelos representativos, a sugestão é seguir a metodologia sugerida por Steagall (2001) e Schiozer et al (2004). Esses modelos tem a função de representar bem as incertezas geológicas. Detalhes desse tipo de escolha podem ser achados nessas referências.

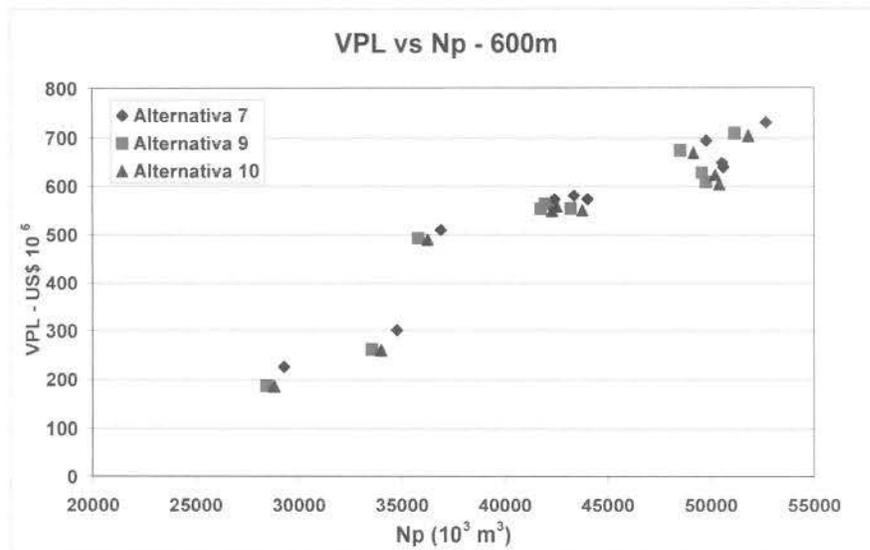


Figura 6.9: Exemplo A – VPL vs Np – Espaçamento 600m – Etapa 5

Conforme mencionado anteriormente, foram utilizados cenários financeiros simplificados para esta análise formados a partir dos três valores representativos para o preço do óleo neste exemplo. Mais incertezas econômicas podem ser incorporadas no processo visto que não há necessidade de novas simulações mas apenas o cálculo econômico para essa fase.

As Figuras 6.10, 6.11, 6.12, 6.13, 6.14, 6.15 e 6.16 apresentam os resultados obtidos com a realização desta análise. Para cada Alternativa são apresentados 3 conjuntos de 10 pontos, onde cada ponto representa o valor obtido para 1 cenário geológico (cenário base + 9 cenários representativos – 3 pessimistas, 3 mais prováveis e 3 otimistas).

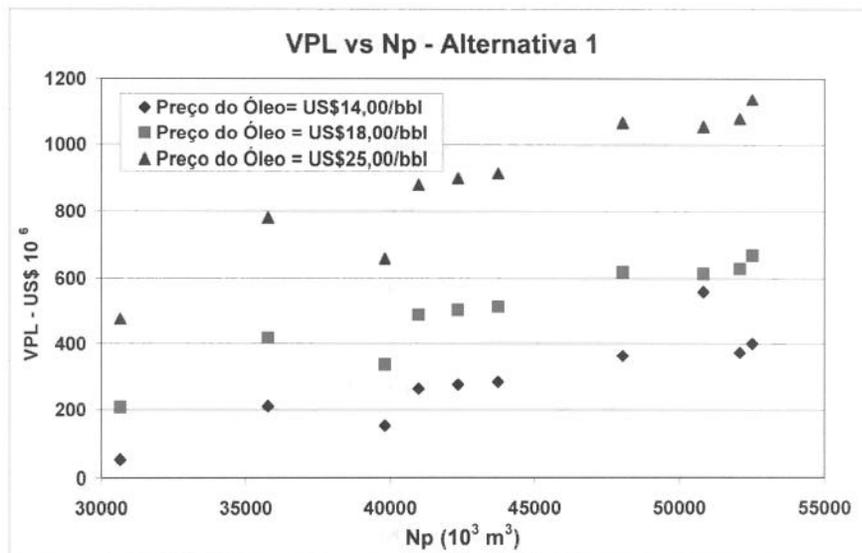


Figura 6.10: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 1 – Análise de Risco

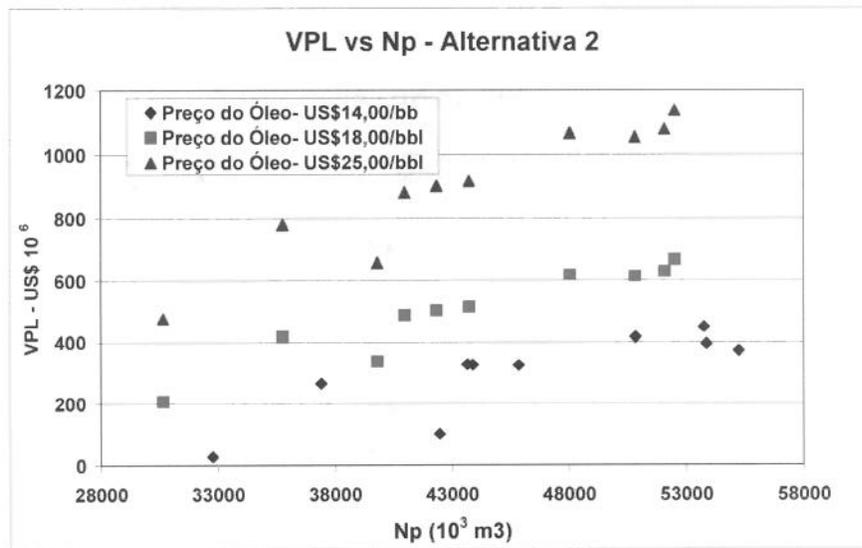


Figura 6.11: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 2 – Análise de Risco

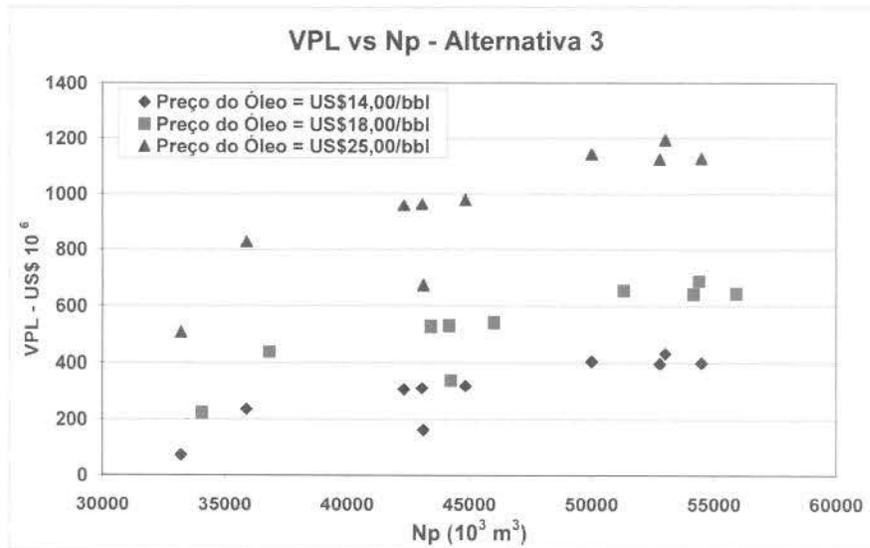


Figura 6.12: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 3 – Análise de Risco

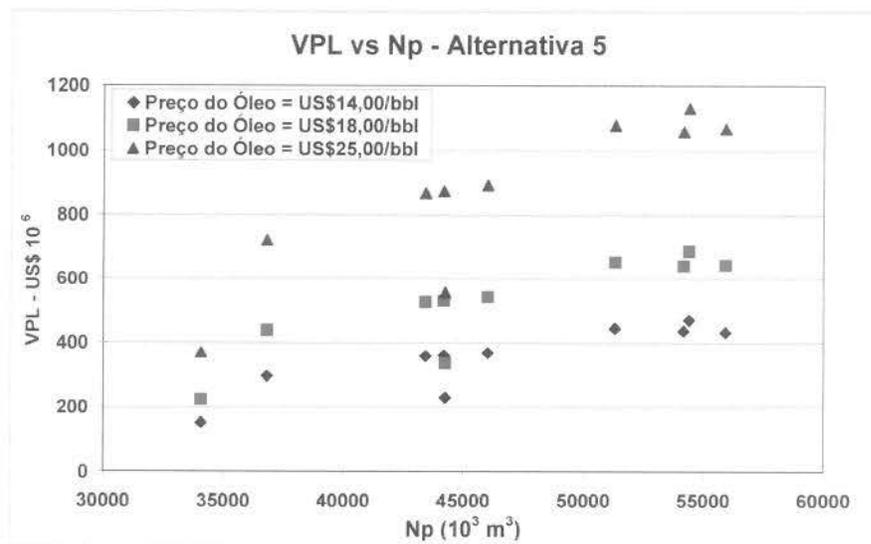


Figura 6.13: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 5 – Análise de Risco

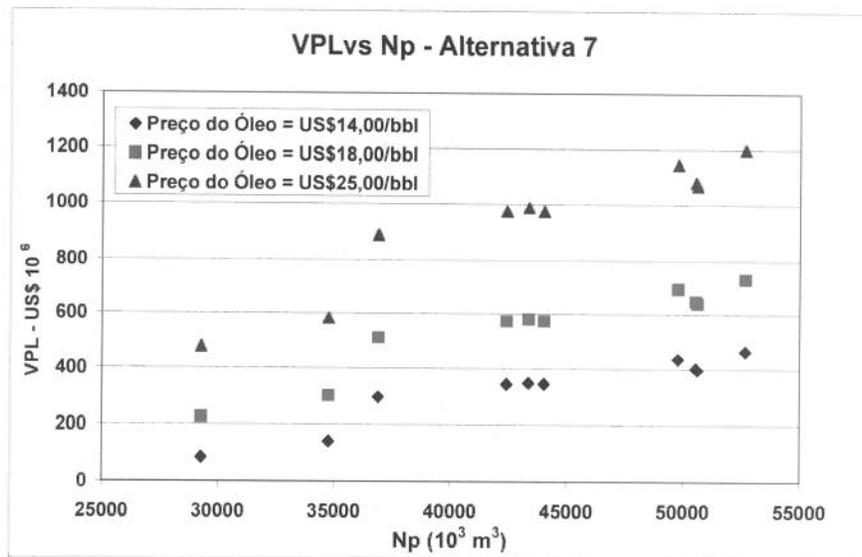


Figura 6.14: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 7 – Análise de Risco

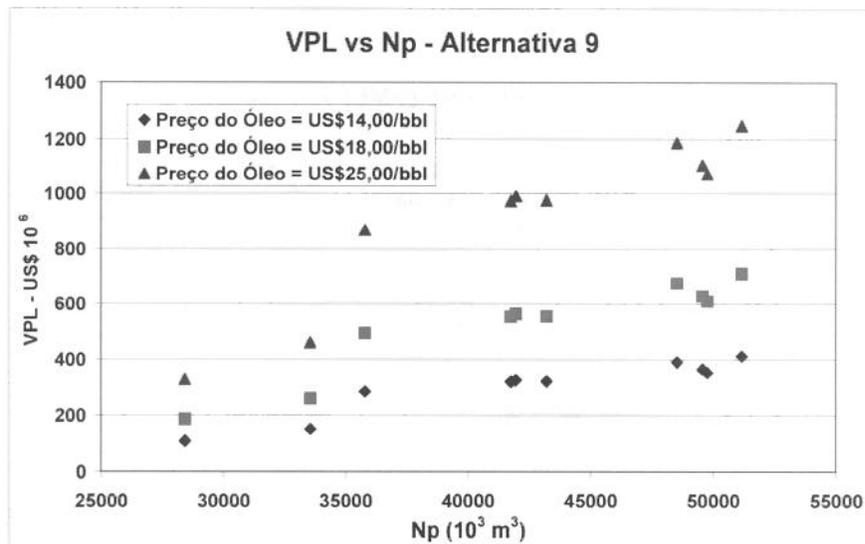


Figura 6.15: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 9 – Análise de Risco

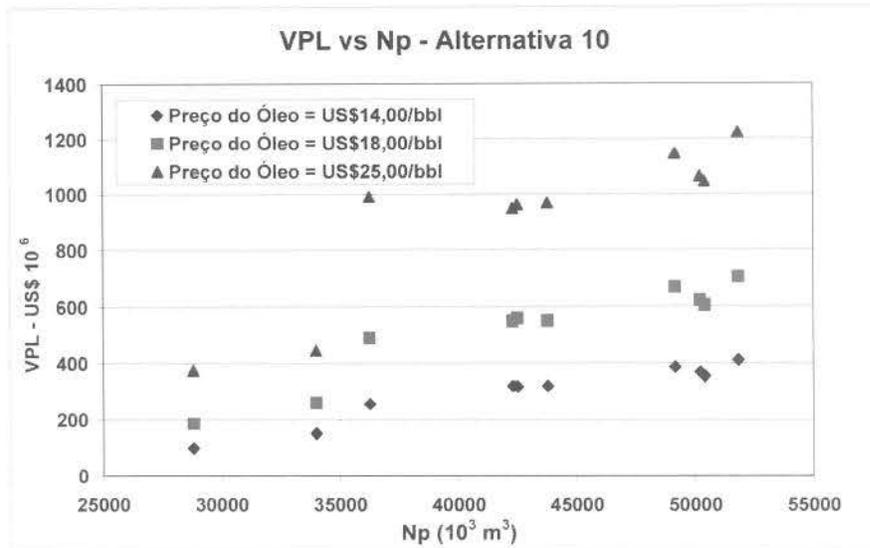


Figura 6.16: Exemplo A – VPL vs Np – Alternativa 10 – Análise de Risco

As Figuras 6.17 e 6.18 apresentam os valores de Retorno (VME) associados aos valores de RiscoA e de RiscoB para o conjunto de alternativas analisadas

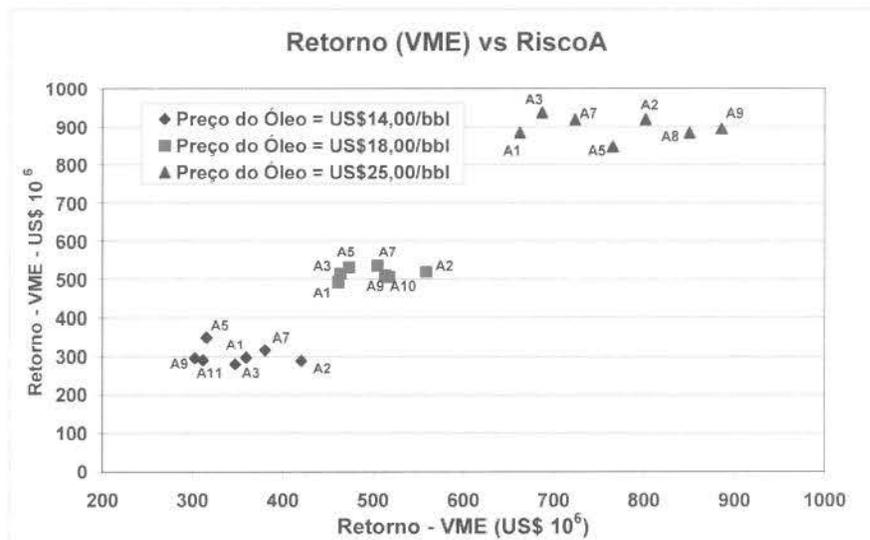


Figura 6.17 – VME vs RiscoA – Exemplo A

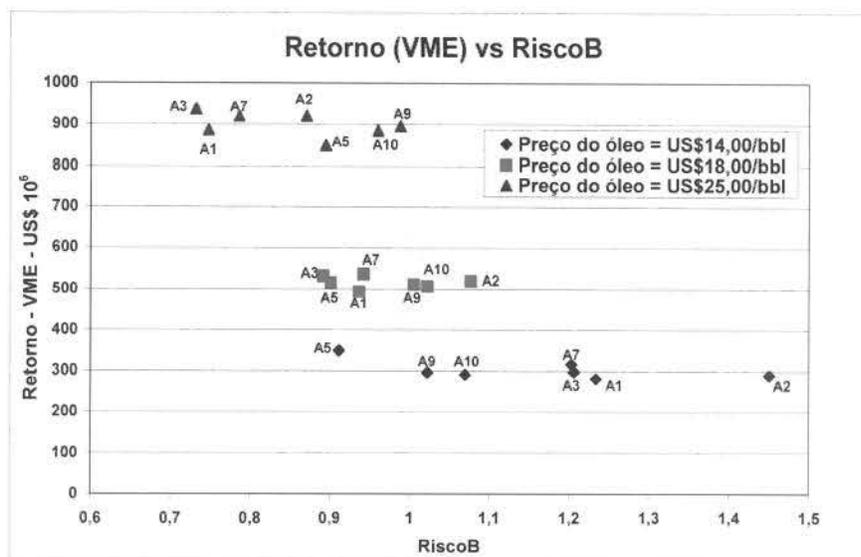


Figura 6.18 – VME vs RiscoB – Exemplo A

### Fase 6 – Análise de Decisão

Foram utilizados seis modelos para a função-utilidade global (as formulações estão descritas no capítulo anterior – Tabela 5.12).

Para complementar a análise deste caso, as Tabelas 6.2, 6.3, 6.4 apresentam os valores obtidos para os indicadores e para os Modelos 1, 2, 3, 4, 5 e 6 aplicados a U(TOT), considerando os três cenários financeiros, para cada alternativa.

Os resultados apresentados nas Tabelas indicam que para os Modelos 2 e 3 a Alternativa 7 é a mais adequada para os preços do óleo de US\$14,00/bbl e US\$18,00/bbl. É interessante observar que para o preço de US\$25,00/bbl os modelos indicam que a melhor alternativa é Alternativa 3 indicando que para cenários de preços maiores, alternativa com mais poços e maiores investimentos poderiam ser mais interessantes

As Figuras 6.19, 6.20, 6.21 e 6.22 apresentam os gráficos elaborados para a análise de decisão a partir dos valores obtidos para o retorno (VME) associados aos valores de RiscoA, RiscoB, Np e investimento, com a atribuição de probabilidades para cada um dos três cenários financeiros (20% para o cenário com menor preço, 60% para o cenário com preço médio e 20% para o cenário com preço mais alto), resultando em uma combinação.

Estes gráficos também formam um quadro adequado para a tomada de decisão por incorporar as preferências em relação aos objetivos adotado na elaboração do projeto.

Tabela 6.2: Resultados – Exemplo A – Preço US\$14,00/bbl

	ALTERNATIVAS						
	1	2	3	5	7	9	10
<b>NP</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	43.570	45.897	45.897	46.540	42.956	41.884	42.434
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	281	290	298	350	316	296	291
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	347	420	359	315	380	303	311
<b>RiscoB</b>	1,24	1,45	1,21	0,91	1,20	1,02	1,07
<b>U1(TOT)</b>	1,76	1,78	1,81	2,01	1,88	1,81	1,79
<b>U2(TOT)</b>	1,80	1,86	1,87	2,00	2,05	1,99	2,04
<b>U3(TOT)</b>	1,23	1,25	1,27	1,37	1,32	1,28	1,28
<b>U4(TOT)</b>	2,73	2,50	2,71	3,01	2,66	2,98	2,92
<b>U5(TOT)</b>	1,26	1,10	1,32	1,79	1,35	1,53	1,46
<b>U6(TOT)</b>	2,07	2,14	2,15	2,27	2,12	2,06	2,06

Tabela 6.3: Resultados – Exemplo A – Preço US\$18,00/bbl

	ALTERNATIVAS						
	1	2	3	5	7	9	10
<b>Np</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	43.570	45.897	45.360	46.540	42.956	41.884	42.434
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	493	519	531	514	536	511	506
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	462	559	474	464	505	513	518
<b>RiscoB</b>	0,94	1,08	0,89	0,90	0,94	1,00	1,02
<b>U1(TOT)</b>	2,72	2,87	2,93	2,84	2,96	2,81	2,80
<b>U2(TOT)</b>	1,64	1,74	1,76	1,79	1,91	1,84	1,90
<b>U3(TOT)</b>	1,68	1,78	1,81	1,75	1,86	1,78	1,78
<b>U4(TOT)</b>	2,16	2,14	2,25	2,21	2,23	2,15	2,14
<b>U5(TOT)</b>	2,13	2,01	2,30	2,24	2,24	2,08	2,04
<b>U6(TOT)</b>	2,57	2,70	2,72	2,71	2,68	2,58	2,58

Tabela 6.4: Resultados – Exemplo A – Preço US\$25,00/bbl

	ALTERNATIVAS							
	1	2	3	5	7	9	10	
<b>Np</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	43.570	45.897	45.360	46.540	42.596	41.884	42.434	
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	886	920	938	849	920	896	885	
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	662	801	687	765	724	886	850	
<b>RiscoB</b>	0,75	0,87	0,73	0,89	0,79	0,99	0,96	
<b>U1(TOT)</b>	6,06	6,49	6,73	5,63	6,49	6,18	6,05	
<b>U2(TOT)</b>	3,69	3,94	4,06	3,49	4,03	3,84	3,82	
<b>U3(TOT)</b>	3,31	3,54	3,66	3,10	3,58	3,41	3,36	
<b>U4(TOT)</b>	3,71	3,86	4,03	3,45	3,90	3,68	3,63	
<b>U5(TOT)</b>	4,12	4,14	4,48	3,67	4,27	3,80	3,78	
<b>U6(TOT)</b>	4,26	4,53	4,64	4,12	4,46	4,28	4,23	

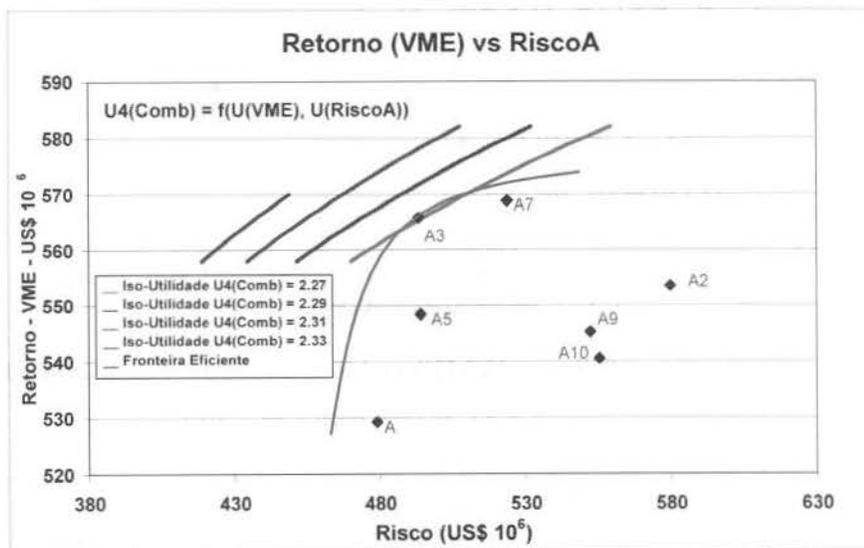


Figura 6.19: Exemplo A – Retorno (VME) vs RiscoA – Análise de Decisão

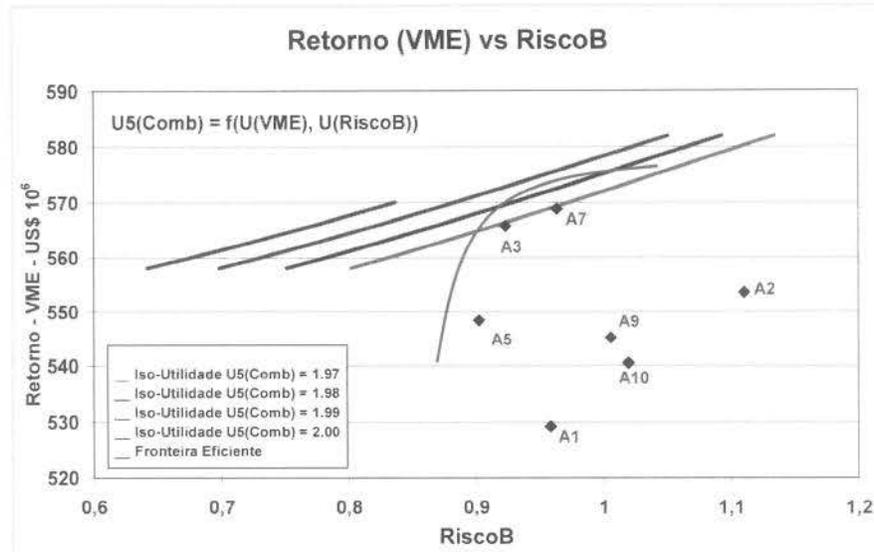


Figura 6.20: Exemplo A – Retorno (VME) vs RiscoB – Análise de Decisão

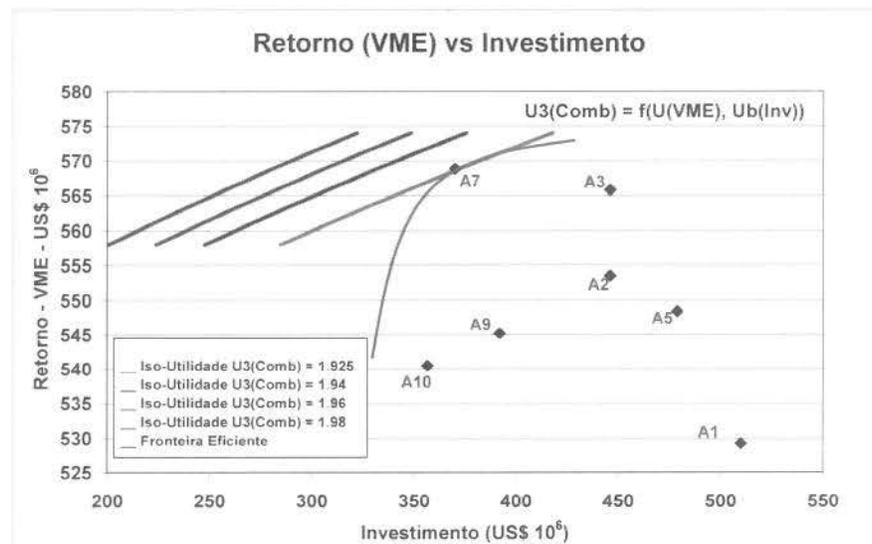


Figura 6.21: Exemplo A – Retorno (VME) vs Investimento – Análise de Decisão

Para o Exemplo A foi elaborada a Tabela 6.5, que apresenta os valores obtidos para os indicadores e modelos de função-utilidade ( $N_p$ , VME, RiscoA, RiscoB, Investimento,  $U1(TOT)$ ,  $U2(TOT)$ ,  $U3(TOT)$ ,  $U4(TOT)$ ,  $U5(TOT)$  e  $U6(TOT)$ ) obtidos para a combinação dos três cenários (tornam-se  $VME(Comb)$ ,  $RiscoA(Comb)$ ,  $RiscoB(Comb)$ ,  $Inv(Comb)$ ,  $U1(Comb)$ ,  $U2(Comb)$ ,  $U3(Comb)$ ,  $U4(Comb)$ ,  $U5(Comb)$  e  $U6(Comb)$ ).

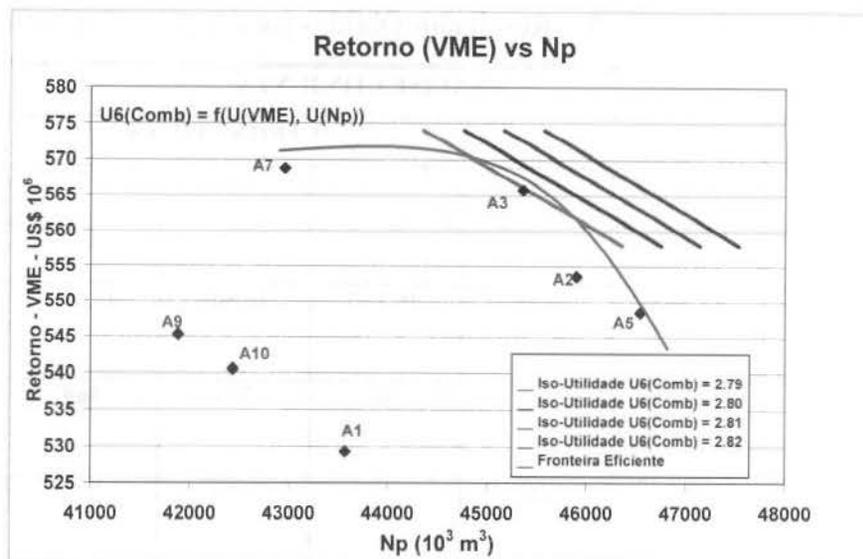


Figura 6.22: Exemplo A – Retorno (VME) vs Np – Análise de Decisão

Com base nos resultados apresentados pela Tabela 6.5 e anteriores, pode se afirmar que:

- A Alternativa 1 minimiza o RiscoA para a combinação dos três cenários mas não chega a ser a melhor alternativa em nenhuma situação. Poderia ser a alternativa escolhida apenas para uma grande aversão ao risco.
- A Alternativa 7 maximiza o VME(Comb), a U<sub>2</sub>(Comb) e a U<sub>3</sub>(Comb), ou seja, tem o maior VME e é uma boa alternativa quando há limitações de investimento.
- A Alternativa 3 apresenta um bom compromisso entre o retorno, o risco e a produção – ela maximiza a U<sub>4</sub>(Comb) e a U<sub>5</sub>(Comb), podendo ser uma alternativa válida para previsões de preços crescentes, bons valores também para U<sub>2</sub>(Comb) e U<sub>3</sub>(Comb).
- A influência dos pesos na utilidade final pode ser grande e eles precisariam ser calibrados para cada empresa. Talvez o peso dado ao U(INV) tenha sido grande e o peso dado ao U(Np) tenha sido pequeno para este trabalho mas isso não inviabiliza os resultados e conclusões.

Para a tomada de decisão, os valores contidos nesta tabela devem ser analisados juntamente com os gráficos de variação dos indicadores de modo a considerar a priorização dos objetivos do projeto.

Tabela 6.5: Exemplo A – Resultados Obtidos para Análise Conjunta

ANÁLISE CONJUNTA							
	ALTERNATIVAS						
	1	2	3	5	7	9	10
Número de Poços	70	70	74	74	41	42	41
Np (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	43.567	45.897	45.360	<b>46.540</b>	42.956	41.884	42.434
VME(Comb) (US\$ milhões)	529	553	566	548	<b>569</b>	545	540
Invest(Comb) (US\$ milhões)	510	446	446	479	370	392	<b>357</b>
RiscoA(Comb) (US\$ milhões)	<b>479</b>	580	493	494	524	552	555
RiscoB(Comb)	0,96	1,11	0,92	<b>0,90</b>	0,96	1,00	1,02
U1(Comb) F(U(VME))	2,92	3,07	3,15	3,04	<b>3,16</b>	3,02	2,99
U2(Comb) f(U(VME),Ua(Inv))	2,21	2,35	2,39	2,30	<b>2,51</b>	2,40	2,45
U3(Comb) f(U(VME),Ub(Inv))	1,79	1,87	1,91	1,85	<b>1,95</b>	1,87	1,87
U4(Comb) f(U(VME),U(RiscoA))	2,24	2,23	<b>2,34</b>	2,28	2,32	2,22	2,21
U5(Comb) f(U(VME),U(RiscoB))	2,20	2,07	<b>2,36</b>	2,34	2,31	2,18	2,14
U6(Comb) f(U(VME),U(Np))	2,67	2,81	<b>2,83</b>	2,81	2,78	2,68	2,68

## 6.2 Exemplo B: Campo 1 – Mecanismo de Influxo de Água por Atuação de Aquífero de Fundo

### Fase 1 – Seleção do Método de Recuperação e Definição da Geometria dos Poços

Na primeira fase da metodologia para este exemplo foi utilizado um conjunto de simulações representativas para avaliar de forma qualitativa a atuação do aquífero de

fundo para deslocamento do óleo manutenção de pressão no reservatório, considerando as suas distribuições de propriedades geológicas. Os resultados indicaram que, apesar do influxo significativo de água do aquífero, há necessidade de injeção de água para a manutenção de pressão. A injeção de água complementar a atuação do aquífero para o deslocamento do óleo na direção dos poços injetores aumentando a eficiência de drenagem e impedindo um crescimento acentuado da RGO nos poços produtores posicionados nas partes mais altas do reservatório.

Em função das distribuições de espessura, permeabilidade e porosidade relativamente homogêneas para o modelo elaborado, os resultados obtidos com as simulações para o modelo elaborado também indicaram que a trajetória mais adequada para a perfuração dos poços foi a trajetória vertical.

## **Fase 2 – Avaliação dos Esquemas de Produção/Injeção**

O conjunto inicial de alternativas para este exemplo foi formado a partir das duas diretrizes estabelecidas na fase anterior: poços perfurados com trajetórias verticais e manutenção da pressão por meio da injeção de água

Foram utilizados dois valores para o espaçamento inicial entre os poços: 450m e 600m. Estes valores mostraram-se adequados para avaliação da qualidade do reservatório e determinação das zonas com maior potencial de recuperação.

A Figura 6.23 apresenta os valores de VPL obtidos em função da razão entre o número de poços produtores e poços injetores para os esquemas definidos a partir dos 2 espaçamentos estudados. Na Figura 6.24 são apresentados os valores de produção de óleo acumulada ( $N_p$ ) associados aos respectivos valores de função-objetivo para os mesmos esquemas e na Figura 6.25 são apresentados os valores de produção de água acumulada ( $W_p$ ) também associados aos respectivos valores de função-objetivo.

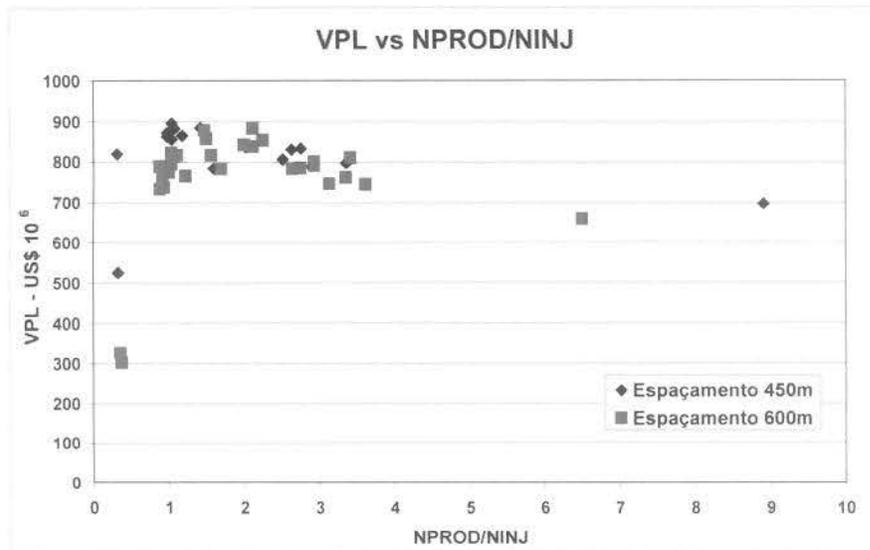


Figura 6.23: Exemplo B – VPL vs NPROD/NINJ – Fase 2

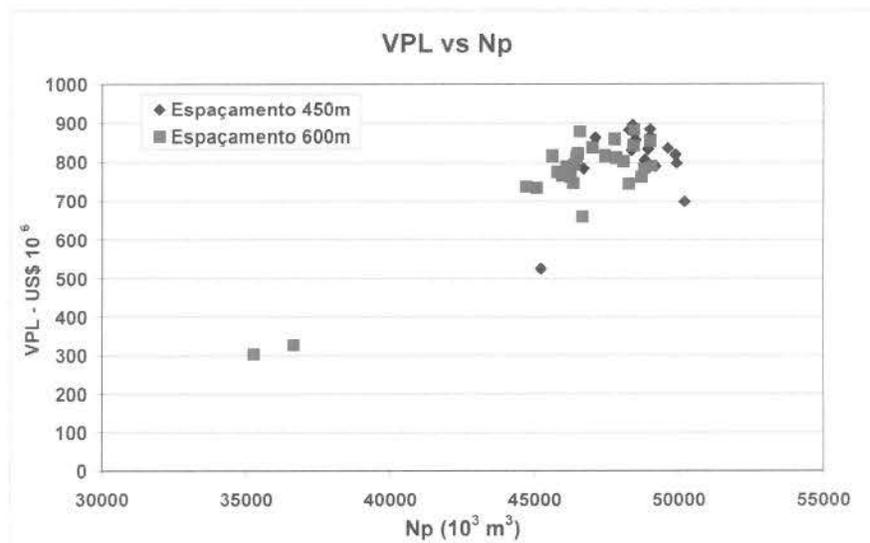


Figura 6.24: Exemplo B – VPL vs Np – Fase 2

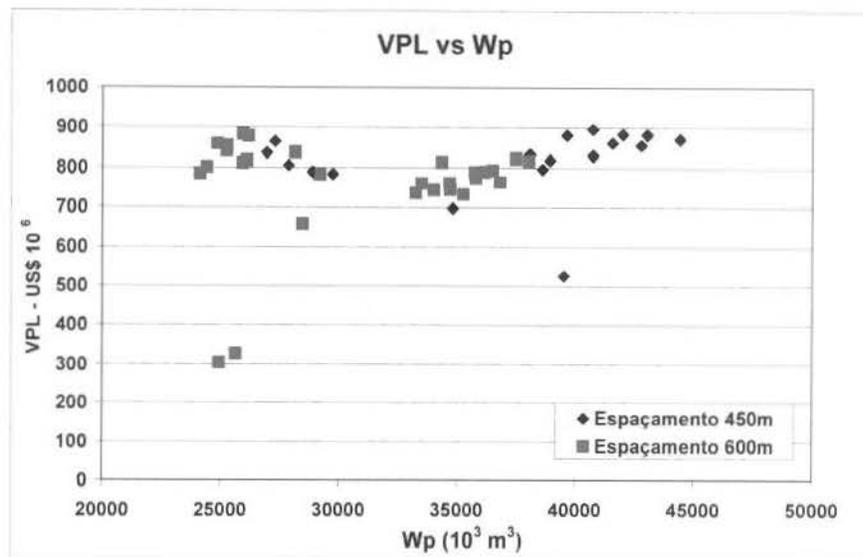


Figura 6.25: Exemplo B – VPL vs Wp – Fase 2

Assim como observado para o Exemplo A, para este exemplo os esquemas definidos com um espaçamento inicial de 450 m antecipam a produção de volumes maiores de óleo e maximizam a produção acumulada. Os resultados obtidos também permitiram verificar que os melhores esquemas com espaçamento de 450 m apresentaram valores de função-objetivo (VPL) bastante próximos aos obtidos para os melhores esquemas com espaçamento inicial de 600 m.

Um outro aspecto em que o Exemplo B mostra-se semelhante ao Exemplo A é que, para os dois espaçamentos estudados, os esquemas que proporcionaram os maiores valores para a produção acumulada e para a função-objetivo VPL são os que apresentam um valor próximo de 1 para a razão entre o número de poços produtores e o número de poços injetores.

As três melhores alternativas foram selecionadas para serem submetidas à fase seguinte (Fase 3). As demais alternativas foram descartadas. Para este Exemplo B considerou-se suficiente trabalhar com estas 3 Alternativas nas demais Fase da Metodologia.

### Fase 3 – Obtenção de Estimativa Ajustada para o Número de Poços

As 3 alternativas selecionadas após a execução da etapa anterior foram submetidas ao processo para obtenção de uma estimativa ajustada para o número de poços.

O número médio de iterações necessárias para determinação desta estimativa ajustada foi igual a 8. A Figura 6.26 apresenta a maximização do VPL ao longo do processo de obtenção de estimativa ajustada para o número de poços para os esquemas selecionados. A Tabela 6.6 apresenta a estimativa ajustada para o número de poços para cada alternativa considerada.

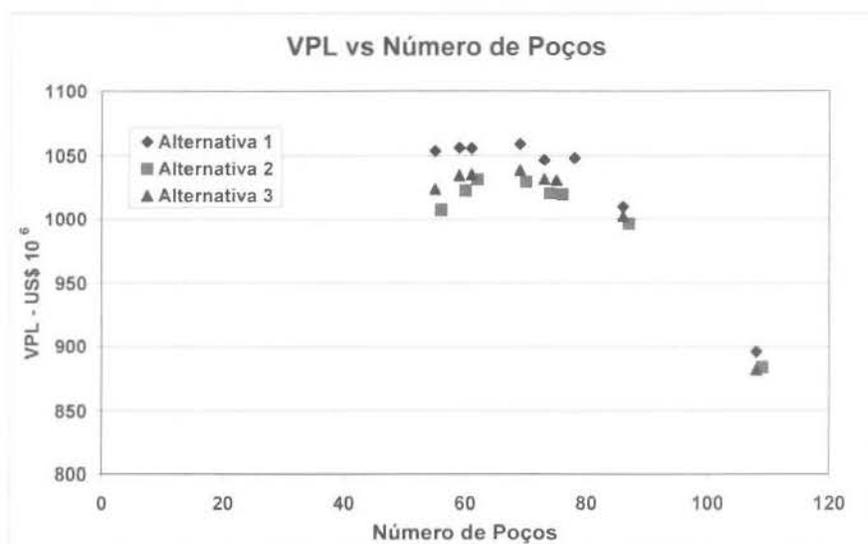


Figura 6.26: Exemplo B – VPL vs Número de Poços – Fase 3

Tabela 6.6: Exemplo B – Resultados Obtidos Após a Realização da Fase 3

Alternativa	Espaçamento (m)	Np ( $10^3 \text{ m}^3$ )	VPL (US\$ $10^6$ )	Número de Poços
Alternativa 1	450	47.084	1.059	69
Alternativa 3	450	47.228	1.039	69
Alternativa 2	450	48.315	1.031	62

#### **Fase 4 – Definição de Parâmetros Operacionais**

Com a conclusão da Fase 3 as três alternativas são submetidas ao processo de otimização de parâmetros operacionais na quarta etapa da metodologia.

Inicialmente foram propostos três cronogramas para a entrada em operação dos poços com um intervalo regular de dois meses.

Cronograma 1 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem a ordem decrescente de injetividade.

Cronograma 2 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem a ordem crescente de injetividade.

Cronograma 3 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem ao critério de vizinhança.

O Cronograma 1 foi o mais adequado para a Alternativa 1, enquanto o Cronograma 2 foi o mais adequado para a Alternativa 2 e o Cronograma 3 foi o mais adequado para a Alternativa 3.

A partir da Cronograma que maximizava a função-objetivo para cada alternativa foi construído um conjunto de simulações para determinação da data mais adequada para o início da injeção de água. Em função do mecanismo de influxo de água por atuação do aquífero de fundo, para todas as alternativas avaliadas o valor máximo para a função-objetivo é obtido com o primeiro poço injetor entrando em operação 10 meses após a entrada do primeiro poço produtor. A Figura 6.27 apresenta os resultados obtidos para esta quarta etapa. Cada conjunto de pontos é formado pelos valores obtidos com os diferentes cronogramas e as diferentes datas de início da injeção para o melhor cronograma aplicado a cada alternativa.

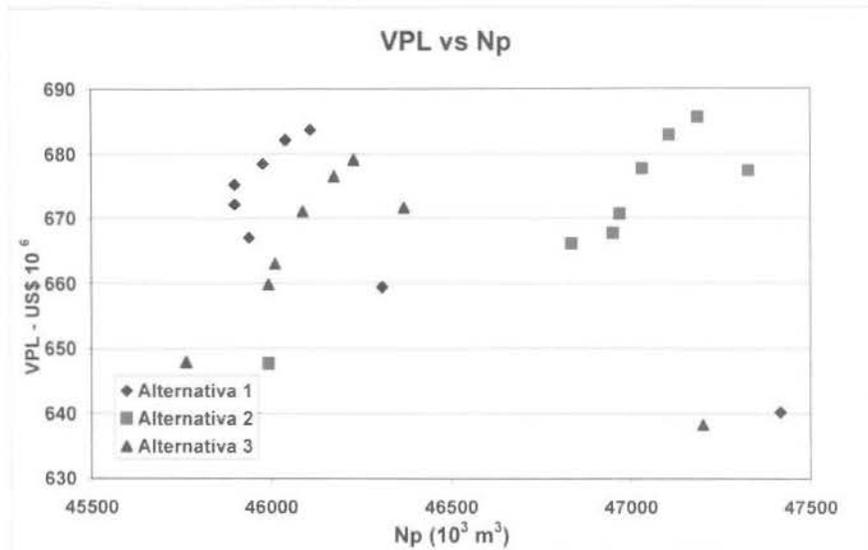


Figura 6.27: Exemplo B – VPL vs Np – Fase 4

#### Fase 5 – Análise de Risco (Risco Geológico e Financeiro)

Dando continuidade ao processo as três alternativas são então submetidas ao procedimento para análise de risco nesta quinta etapa da metodologia.

A partir do modelo geológico base proposto para este exemplo e considerando o conjunto de atributos incertos e os seus respectivos níveis são obtidos nove modelos representativos para o reservatório. Cada alternativa pertencente ao conjunto preliminar de soluções é aplicada ao caso base e aos nove modelos representativos.

Para este Exemplo B é importante mencionar que a otimização dos parâmetros operacionais na elaboração de um projeto para o desenvolvimento de reservatórios com mecanismo de influxo de água por atuação de aquífero de fundo ou lateral é fortemente dependente da modelagem adotada para este aquífero - quanto mais ajustada a modelagem melhor será a qualidade do conjunto de soluções. Deve-se destacar que a extensão do aquífero é um atributo bastante incerto e a otimização dos parâmetros operacionais mencionados deve estar associada a uma análise de risco coerente que considere estas incertezas por meio da construção de cenários com base na experiência dos geólogos.

A Figura 6.28 apresenta os resultados obtidos para esta análise. Os três conjuntos de pontos representam os valores obtidos utilizando o cenário base e os 9 cenários representativos para as três alternativas avaliadas.

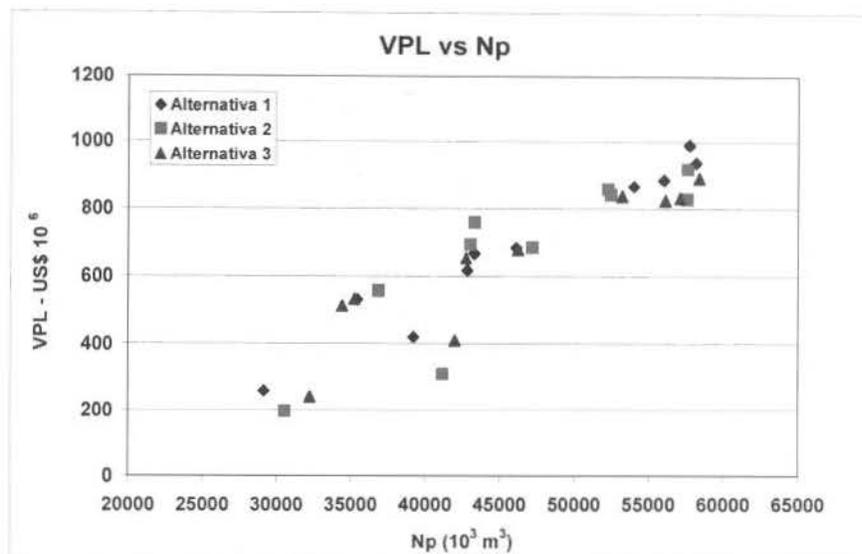


Figura 6.28: Exemplo B – VPL vs Np – Fase 5

Os cenários financeiros simplificados adotados para esta análise foram os mesmos utilizados para o Exemplo A. O preço do óleo foi considerado o atributo incerto para esta análise e foram definidos 3 valores representativos para este exemplo, com base em tendências de mercado. Cada conjunto de pontos é composto pelos valores obtidos utilizando o cenário base e os nove cenários representativos.

As Figuras 6.29, 6.30, 6.31 apresentam os resultados obtidos. As Figuras 6.32 e 6.33 apresentam os valores de Retorno (VME) associados aos valores de RiscoA e de RiscoB para os três preços avaliados.

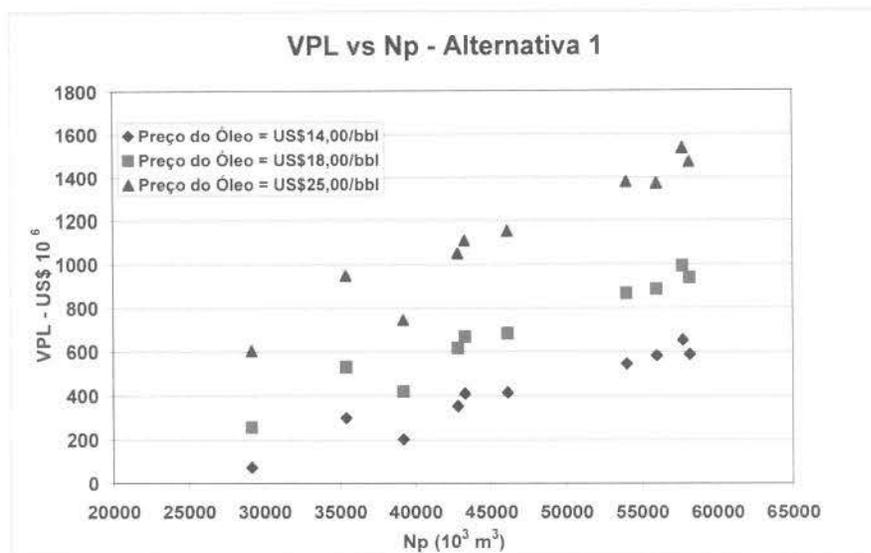


Figura 6.29: Exemplo B – VPL vs Np – Alternativa 1 – Análise de Risco

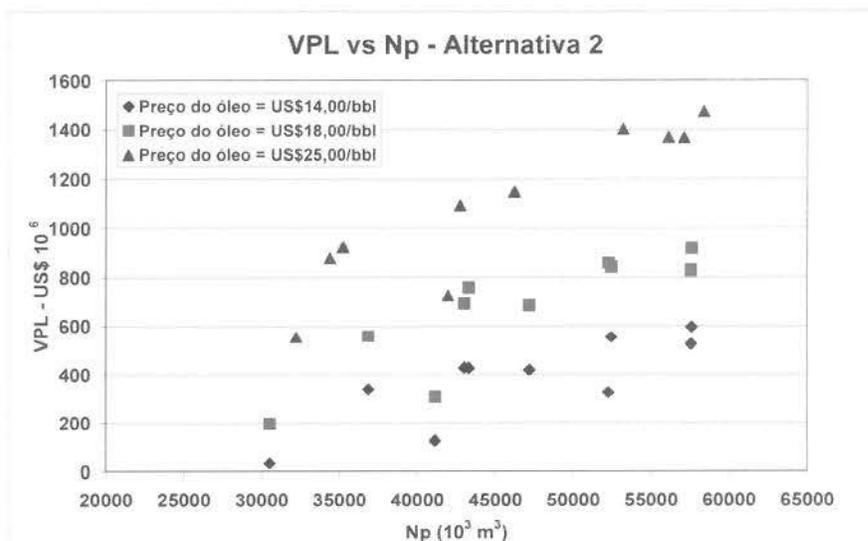


Figura 6.30: Exemplo B – VPL vs Np – Alternativa 2 – Análise de Risco

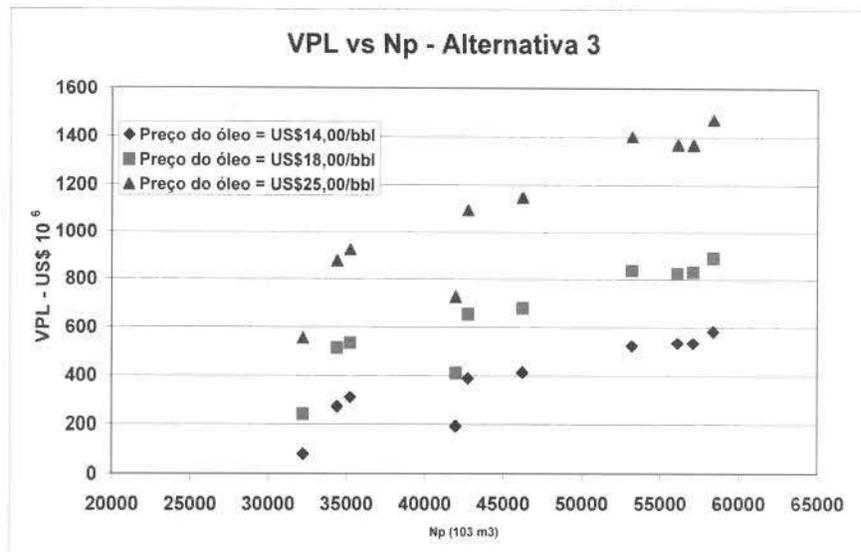


Figura 6.31: Exemplo B – VPL vs Np – Alternativa 3 – Análise de Risco

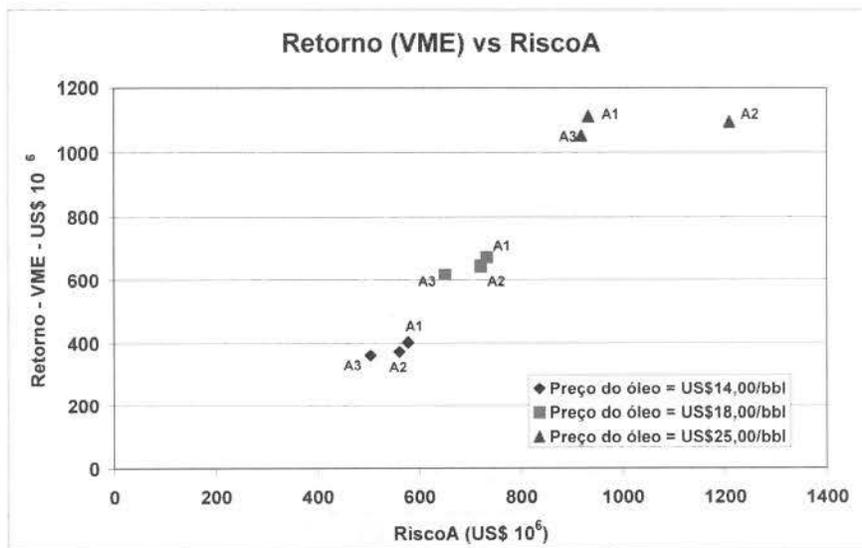


Figura 6.32 – Exemplo B – VME vs RiscoA – Análise de Risco

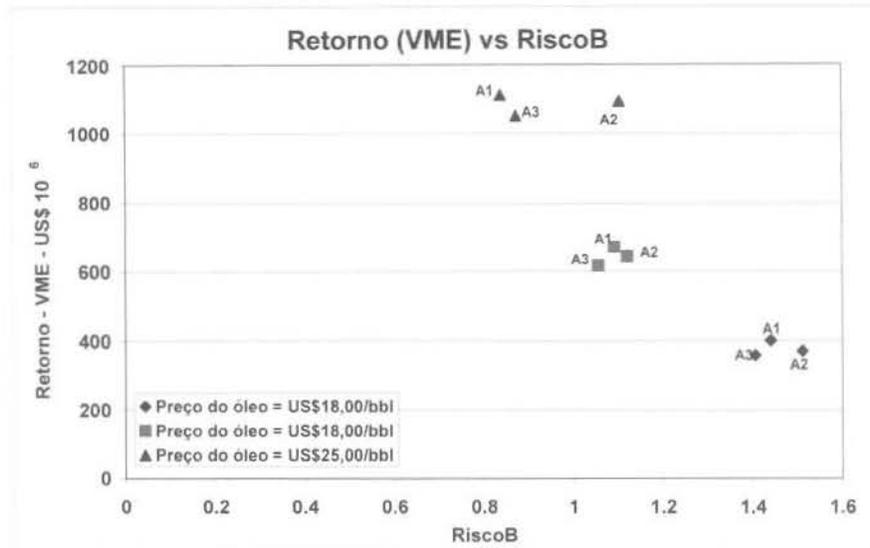


Figura 6.33 – Exemplo B – VME vs RiscoB – Análise de Risco

### Fase 6 – Análise de Decisão

Foram utilizados 4 modelos para a função-utilidade global (as formulações estão descritas no capítulo anterior – Tabela 5.13)

As Tabelas 6.7, 6.8 e 6.9 apresentam os valores obtidos para os indicadores e para os Modelos 1, 2, 3 e 4 aplicados a U(TOT), considerando os três cenários financeiros, para cada alternativa.

Tabela 6.7: Resultados – Exemplo B – Preço US\$14,00/bbl

	ALTERNATIVA		
	1	2	3
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	401	371	357
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	578	561	504
<b>RiscoB</b>	1,44	1,51	1,41
<b>U1(TOT)</b>	2,03	1,90	1,84
<b>U2(TOT)</b>	2,00	2,06	1,88
<b>U3(TOT)</b>	2,36	2,23	2,23
<b>U4(TOT)</b>	1,88	1,69	1,70

Tabela 6.8: Resultados – Exemplo B – Preço US\$18,00/bbl

	ALTERNATIVA		
	1	2	3
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	671	643	616
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	733	721	651
<b>RiscoB</b>	1,09	1,12	1,06
<b>U1(TOT)</b>	4,16	3,86	3,59
<b>U2(TOT)</b>	3,24	3,14	2,89
<b>U3(TOT)</b>	4,42	4,12	3,89
<b>U4(TOT)</b>	4,33	4,00	3,80

Tabela 6.9: Resultados – Exemplo B – Preço US\$25,00/bbl

	ALTERNATIVA		
	1	2	3
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	1112	1095	1052
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	933	1209	919
<b>RiscoB</b>	0,84	1,10	0,87
<b>U1(TOT)</b>	14,79	14,07	12,41
<b>U2(TOT)</b>	9,54	9,14	8,12
<b>U3(TOT)</b>	15,03	14,25	12,67
<b>U4(TOT)</b>	15,38	14,30	12,96

As Figuras 6.34, 6.35 e 6.36 apresentam os gráficos elaborados para a análise de decisão a partir dos valores obtidos para o retorno (VME) associados aos valores de RiscoA, RiscoB e investimento, com a atribuição de probabilidades para cada um dos três cenários financeiros (20% para o cenário com menor preço, 60% para o cenário com preço médio e 20% para o cenário com preço mais alto), resultando em uma combinação.

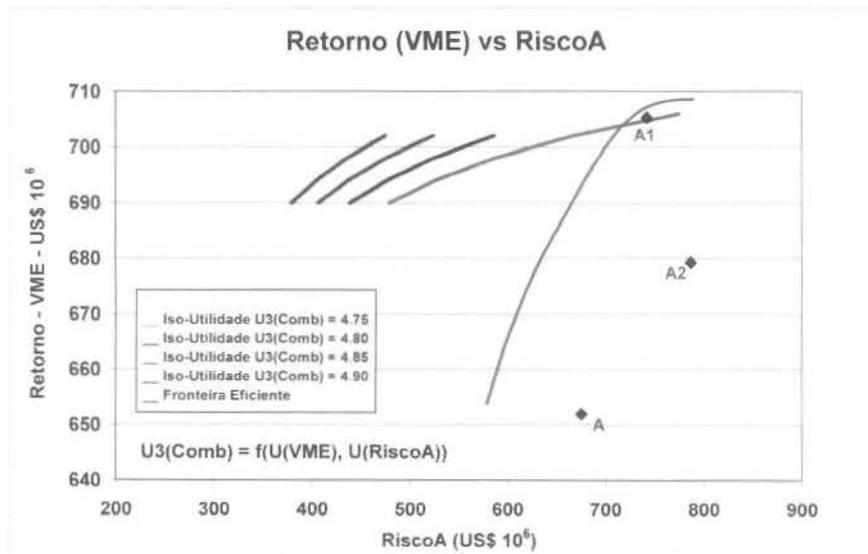


Figura 6.34: Exemplo B – Retorno (VME) vs RiscoA

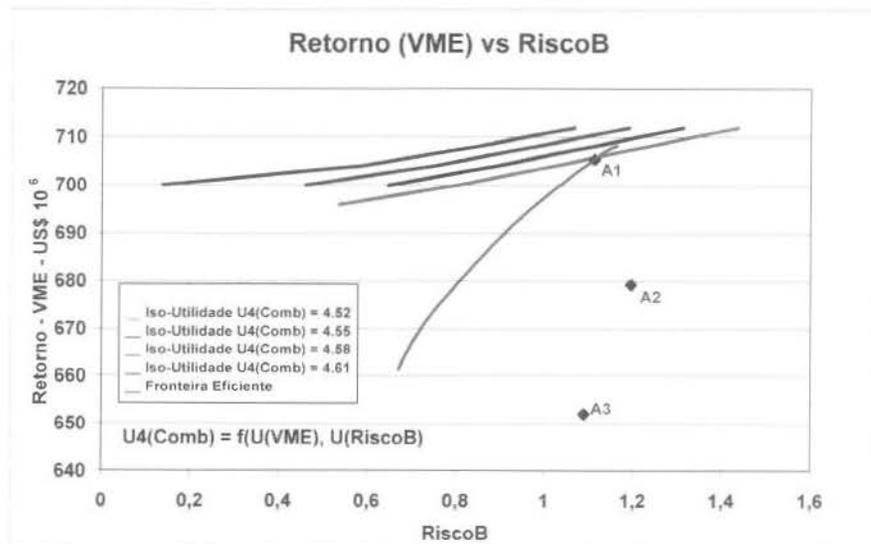


Figura 6.35: Exemplo B – Retorno (VME) vs RiscoB

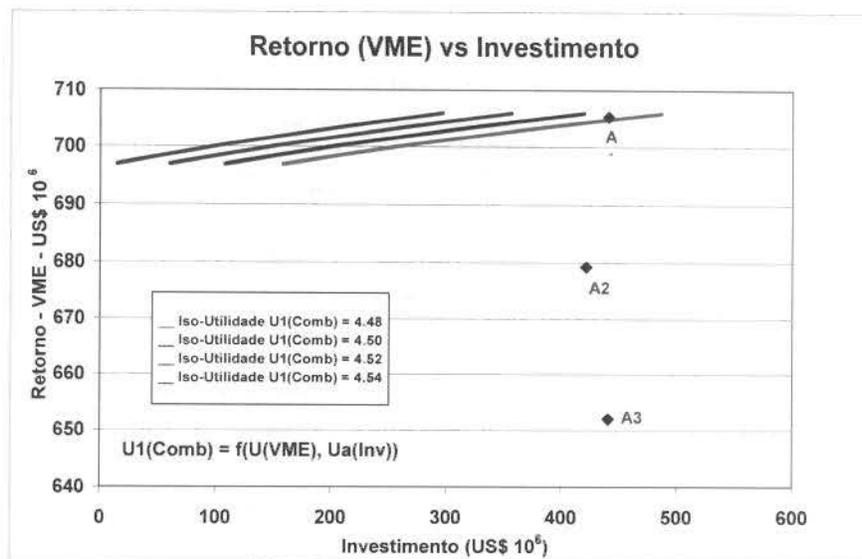


Figura 6.36: Exemplo B – Retorno (VME) vs Investimento

A Tabela 6.10 apresenta os valores obtidos para os indicadores e modelos de função-utilidade (VME, RiscoA, RiscoB, Investimento, U1(TOT), U2(TOT), U3(TOT) e U4(TOT)) obtidos para a combinação dos três cenários (tornam-se VME(Comb), RiscoA(Comb), RiscoB(Comb), Inv(Comb), U1(Comb), U2(Comb), U3(Comb) e U4(Comb)).

Observando os valores apresentados nesta Tabela 6.19, verifica-se que a Alternativa 3 proporciona o menor risco para a combinação dos três cenários, enquanto a Alternativa 1 permite maximizar o VME(Comb), U1(Comb), U2(Comb), U3(Comb) e U4(Comb). Deve-se considerar também que os gráficos da análise de decisão indicam que a Alternativa 1 é a que se encontra mais próxima da fronteira eficiente.

Tabela 6.10: Exemplo B – Resultados obtidos para Análise Conjunta

<b>ANÁLISE CONJUNTA</b>			
	<b>Alternativa1</b>	<b>Alternativa 2</b>	<b>Alternativa 3</b>
<b>Número de Poços</b>	69	62	69
<b>Np</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	<b>45.913</b>	45.865	44.702
<b>VME(Comb)</b> (US\$ milhões)	<b>705</b>	679	652
<b>Invest(Comb)</b> (US\$ milhões)	441	<b>422</b>	441
<b>RiscoA(Comb)</b> (US\$ milhões)	742	787	<b>675</b>
<b>RiscoB (Comb)</b>	1,11	1,19	<b>1,09</b>
<b>U1(Comb)</b> f(U(VME),Ua(Inv))	<b>5,86</b>	5,51	5,00
<b>U2(Comb)</b> f(U(VME),Ub(Inv))	<b>4,25</b>	4,12	3,73
<b>U3(Comb)</b> f(U(VME),U(RiscoA))	<b>6,13</b>	5,77	5,31
<b>U4(Comb)</b> f(U(VME),U(RiscoB))	<b>6,05</b>	5,60	5,21

### 6.3 Exemplo C: Mecanismo de Gás em Solução Associado a Espessuras Reduzidas

#### Fase 1 – Seleção do Método de Recuperação e Definição da Geometria dos Poços

Na construção do modelo para o Exemplo C foi utilizado o mesmo mecanismo de gás em solução aplicado ao Exemplo A, considerando uma redução nas espessuras das camadas portadoras de óleo. A análise realizada nesta primeira etapa identificou a demanda por injeção de água para melhorar a eficiência de varrido com um controle bastante criterioso devido a probabilidade bastante alta de ocorrência de uma chegada prematura de água, especialmente em poços com bom potencial completados nas partes

mais baixas do reservatório. Considerando as espessuras reduzidas, os poços produtores e injetores serão perfurados com trajetórias horizontais para melhorar seus índices de produtividade e injetividade respectivamente.

## Fase 2 – Avaliação dos Esquemas de Produção/Injeção

O conjunto inicial de alternativas para este exemplo foi formado a partir das duas diretrizes estabelecidas na fase anterior: poços perfurados com trajetórias horizontais e suporte de pressão por meio da injeção de água

O espaçamento inicial entre os poços utilizado foi 450m. Este valor mostrou-se apropriado para avaliação da qualidade do reservatório e determinação das zonas com maior potencial de recuperação.

A Figura 6.37 apresenta os valores de VPL obtidos para cada alternativa em função da razão entre o número de poços produtores e poços injetores. Na Figura 6.38 são apresentados os valores de produção de óleo acumulada ( $N_p$ ) associados aos respectivos valores de função-objetivo para os mesmos esquemas e na Figura 6.39 são apresentados os valores de produção de água acumulada ( $W_p$ ) também associados aos respectivos valores de função-objetivo.

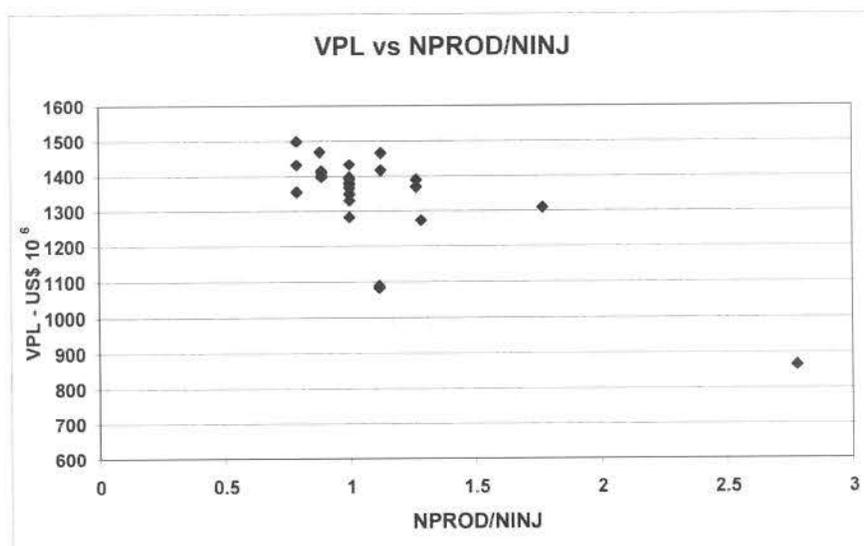


Figura 6.37: Exemplo C – VPL vs NPROD/NINJ – Fase 2

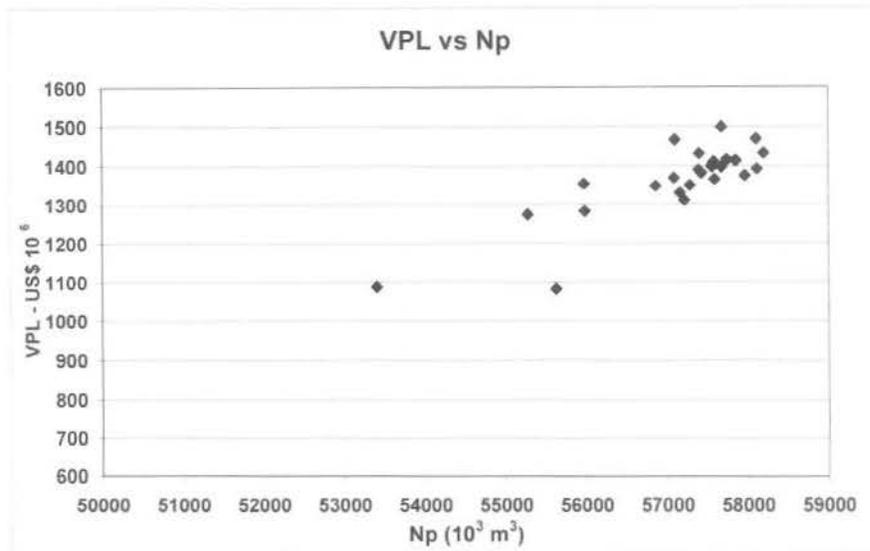


Figura 6.38: Exemplo C – VPL vs Np – Fase 2

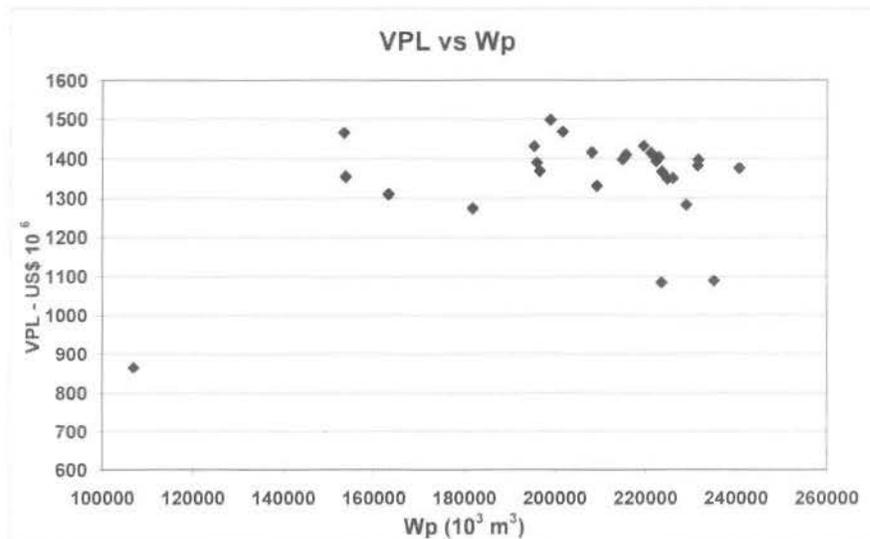


Figura 6.39: Exemplo C – VPL vs Wp – Fase 2

Após a realização desta fase foram selecionadas as 4 melhores alternativas para serem avaliadas na etapa seguinte da metodologia. As demais alternativas foram descartadas. Para este Exemplo considerou-se suficiente trabalhar com quatro alternativas nas outras etapas da metodologia.

### Fase 3 – Obtenção de Estimativa Ajustada para o Número de Poços

As quatro alternativas mencionadas no parágrafo anterior foram submetidas ao processo para obtenção de uma estimativa ajustada para o número de poços.

O número médio de iterações necessárias para determinação desta estimativa ajustada foi igual a 7. A Figura 6.40 apresenta a maximização do VPL ao longo do processo de obtenção de estimativa ajustada para o número de poços para os esquemas selecionados. A Tabela 6.11 apresenta a estimativa ajustada para o número de poços para cada alternativa considerada.

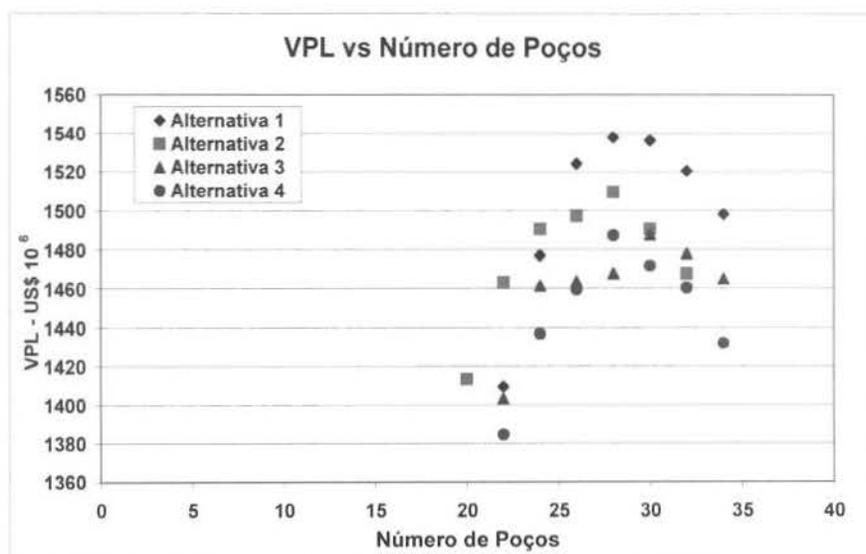


Figura 6.40: Exemplo C – VPL vs Número de Poços – Fase 3

Tabela 6.11: Exemplo C – Resultados Obtidos Após a Realização da Fase 3

Alternativa	Np (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	VPL (US\$ 10 <sup>6</sup> )	Número de Poços
Alternativa 1	57.228	1.538	28
Alternativa 2	58.177	1.509	28
Alternativa 3	57.271	1.488	30
Alternativa 4	58.497	1.487	28

#### **Fase 4 – Definição de Parâmetros Operacionais**

Após a obtenção da estimativa ajustada para o número de poços na etapa anterior as quatro alternativas são submetidas ao processo de otimização de parâmetros operacionais na quarta fase da metodologia.

Inicialmente foram propostos cinco cronogramas para a entrada em operação dos poços com um intervalo regular de dois meses.

Cronograma 1 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem a ordem decrescente de injetividade.

Cronograma 2 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem a ordem crescente de injetividade.

Cronograma 3 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem ao critério de vizinhança.

Cronograma 4 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de  $N_p$  e os poços injetores obedecem a ordem decrescente de injetividade.

Cronograma 5 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem crescente de  $W_p$  e os poços injetores obedecem a ordem crescente de injetividade.

Para as alternativas 3 e 4 foi avaliada também um sexto cronograma: Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de  $N_p$  e os poços injetores obedecem a ordem crescente de injetividade.

O Cronograma 1 foi o mais adequado para a alternativa 1 e o Cronograma 5 foi o mais adequado para a alternativa 2. Para as alternativas 3 e 4 o Cronograma que maximizava a função-objetivo foi o Cronograma 6.

A partir do cronograma que maximizava a função-objetivo para cada alternativa foi realizado um conjunto de simulações para determinação da data mais adequada para o início da injeção de água. Em função das espessuras reduzidas adotadas para o modelo neste Exemplo C, para todas as alternativas avaliadas o primeiro poço injetor entra em operação 4 meses após a entrada do primeiro poço produtor. A Figura 6.41 apresenta os resultados obtidos para esta quarta etapa. Cada conjunto de pontos é formado pelos valores obtidos com os diferentes cronogramas para cada alternativa e com as diferentes datas de entrada para o melhor cronograma.

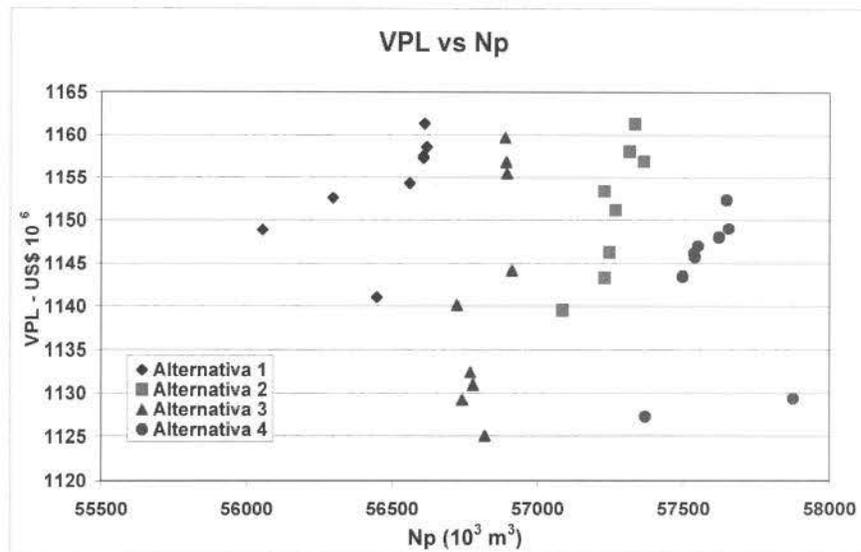


Figura 6.41: Exemplo C – VPL vs Np – Fase 4

### Fase 5 – Análise de Risco (Risco Geológico e Financeiro)

As quatro alternativas são então submetidas ao procedimento para avaliação do impacto das incertezas geológicas e análise de risco nesta quinta etapa da metodologia.

A partir do modelo geológico base elaborado para este exemplo C e considerando o conjunto de atributos incertos e os seus respectivos níveis são obtidos nove modelos representativos para o reservatório. Cada alternativa pertencente ao conjunto de soluções mencionado no parágrafo anterior é aplicada ao caso base e aos nove modelos representativos.

A Figura 6.42 apresenta a relação VPL-Np para os cenários representativos. Cada conjunto de pontos é formado pelos valores obtidos utilizando o cenário base e os 9 cenários representativos para cada alternativa. Em função das características do reservatório, verifica-se que a melhor alternativa maximiza o VPL é a Alternativa 1 e o Np é a Alternativa 4.

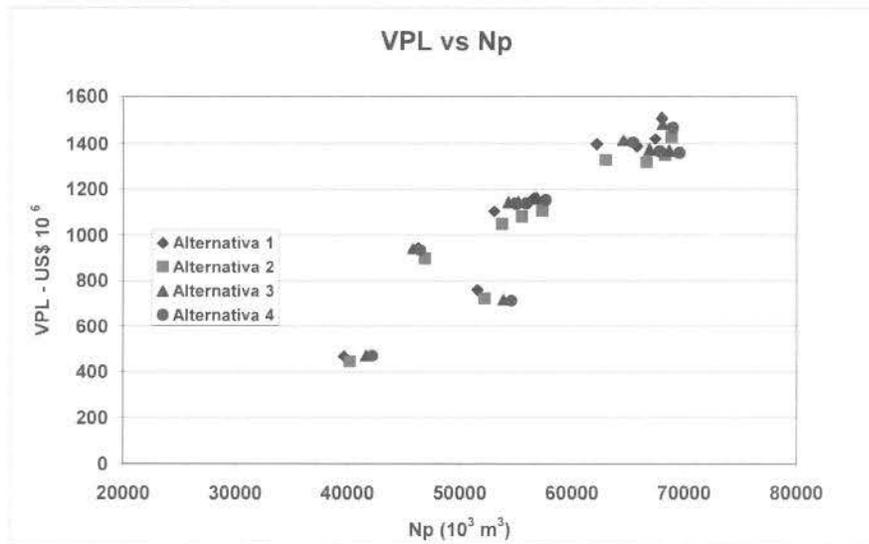


Figura 6.42: Exemplo C – VPL vs Np – Fase 5

Os cenários financeiros simplificados adotados para esta análise foram os mesmos utilizados para o Exemplo A. Para este Exemplo C também considerou-se preço do óleo o único atributo incerto para esta análise e foram aplicados os mesmos 3 valores representativos.

As Figuras 6.43, 6.44, 6.45 e 6.46 apresentam os resultados obtidos:

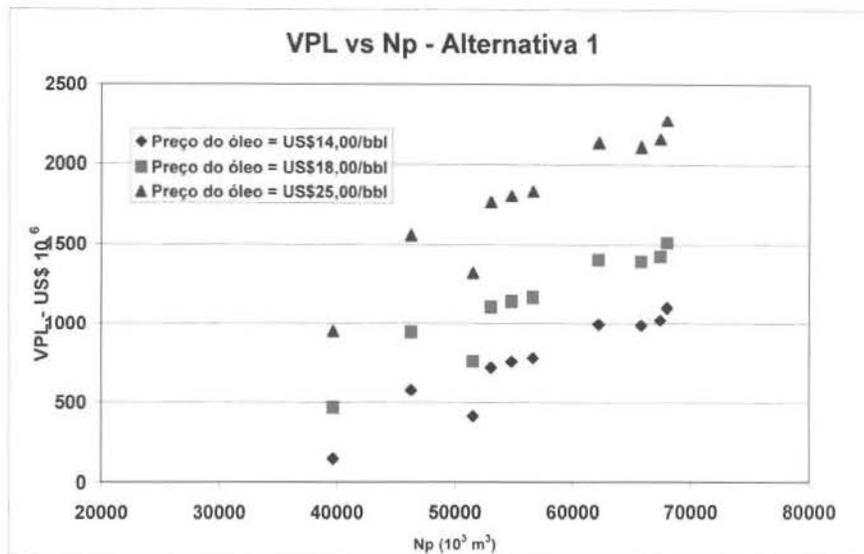


Figura 6.43: Exemplo C – VPL vs Np – Alternativa 1 – Análise de Risco

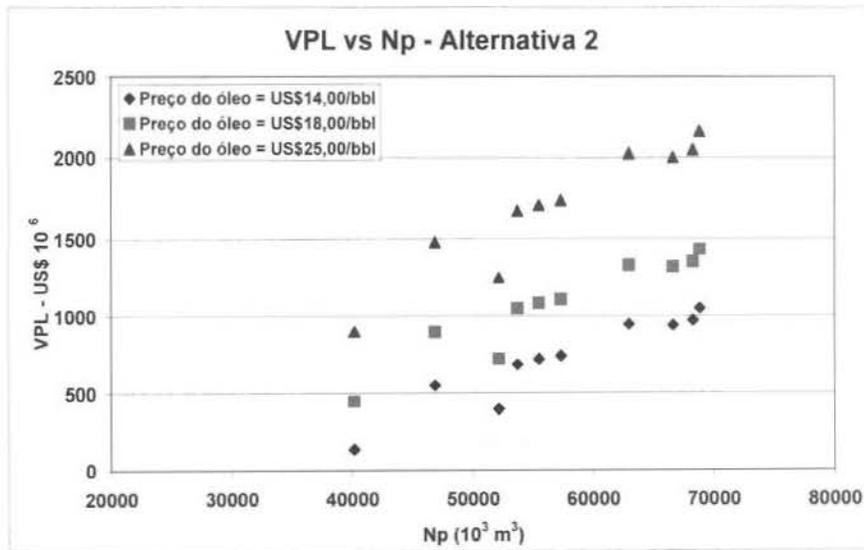


Figura 6.44: Exemplo C – VPL vs Np – Alternativa 2 – Análise de Risco

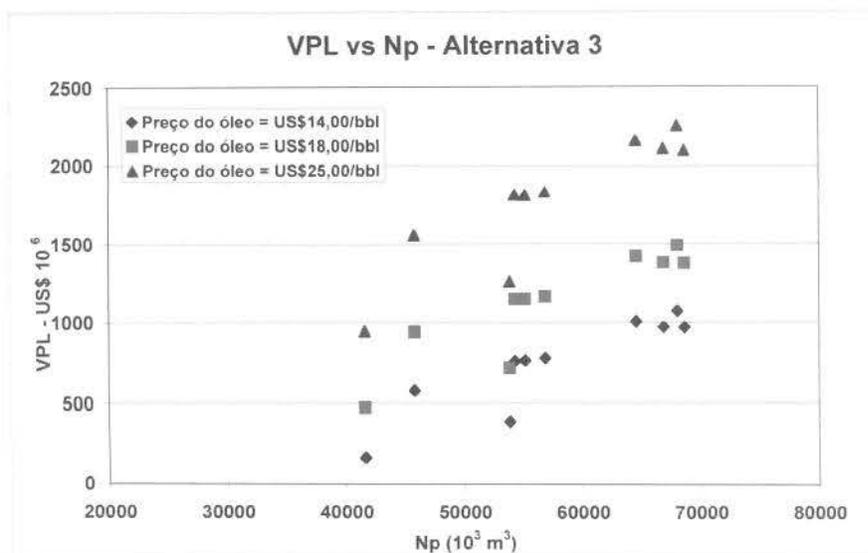


Figura 6.45: Exemplo C – VPL vs Np – Alternativa 3 – Análise de Risco

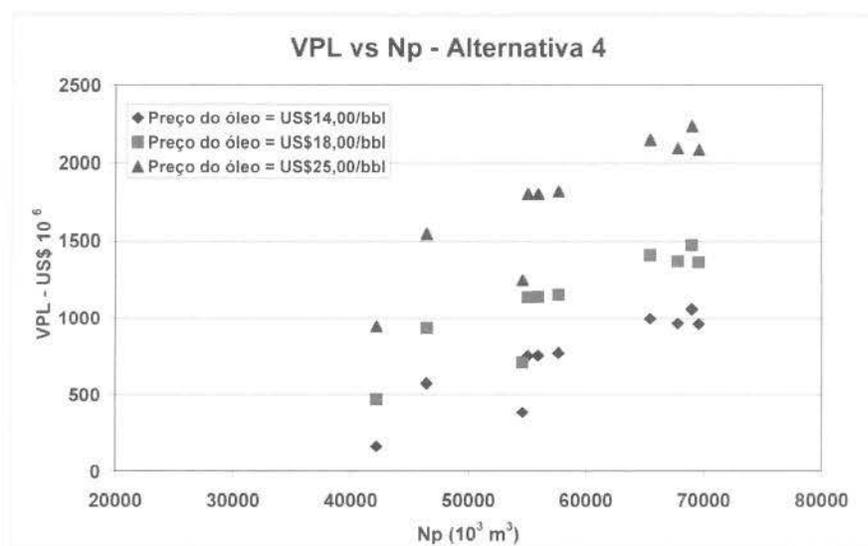


Figura 6.46: Exemplo C – VPL vs Np – Alternativa 4 – Análise de Risco

As Figuras 6.47 e 6.48 apresentam os valores de Retorno (VME) associados aos valores de RiscoA e de RiscoB para os três preços avaliados.

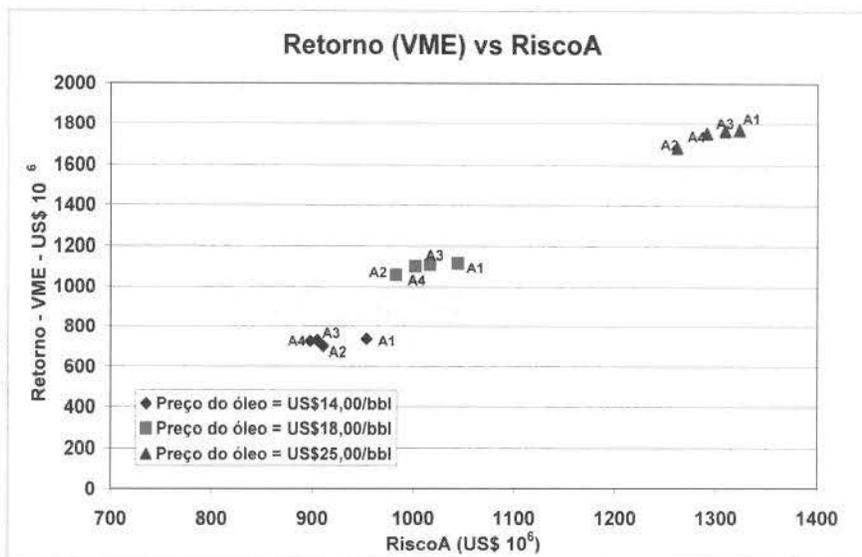


Figura 6.47 – Exemplo C – VME vs RiscoA – Análise de Risco

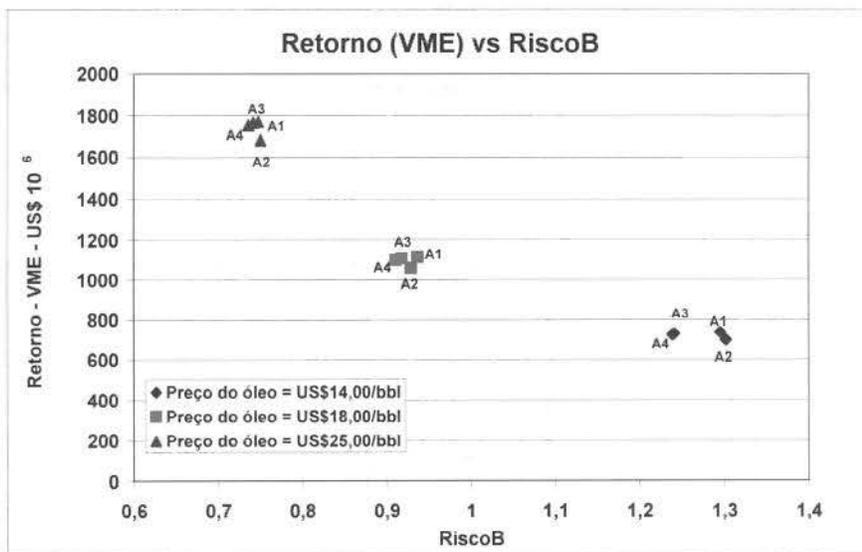


Figura 6.48 – Exemplo C – VME vs RiscoB – Análise de Risco

### Fase 6 – Análise de Decisão

Foram utilizados 4 modelos para a função-utilidade global (as formulações estão descritas no capítulo anterior – Tabela 5.14)

As Tabelas 6.12, 6.13 e 6.14 apresentam os valores obtidos para os indicadores e para os Modelos 1, 2, 3 e 4 aplicados a U(TOT), considerando os três cenários financeiros, para cada alternativa.

Tabela 6.12: Resultados – Exemplo C – Preço US\$14,00/bbl

	ALTERNATIVA			
	1	2	3	4
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	736	700	729	725
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	954	911	905	898
<b>RiscoB</b>	1,29	1,30	1,24	1,24
<b>U1(TOT)</b>	2,32	2,29	2,28	2,21
<b>U2(TOT)</b>	1,98	1,91	1,97	1,97
<b>U3(TOT)</b>	1,78	1,69	1,80	1,79
<b>U4(TOT)</b>	1,98	1,91	1,97	1,96

Tabela 6.13: Resultados – Exemplo C – Preço US\$18,00/bbl

	ALTERNATIVA			
	1	2	3	4
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	1114	1058	1107	1100
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	1044	983	1017	1002
<b>RiscoB</b>	0,94	0,93	0,92	0,91
<b>U1(TOT)</b>	3,96	3,91	3,88	3,65
<b>U2(TOT)</b>	3,16	2,96	3,14	3,11
<b>U3(TOT)</b>	3,31	3,10	3,30	3,28
<b>U4(TOT)</b>	3,22	3,00	3,19	3,17

Tabela 6.14: Resultados – Exemplo C – Preço US\$25,00/bbl

	ALTERNATIVA			
	1	2	3	4
VME (US\$ 10 <sup>6</sup> )	1770	1681	1765	1754
RiscoA (US\$ 10 <sup>6</sup> )	1323	1262	1309	1291
RiscoB	0,75	0,75	0,74	0,74
U1(TOT)	10,40	10,32	10,15	9,12
U2(TOT)	7,75	6,84	7,70	7,56
U3(TOT)	8,18	7,26	8,14	8,02
U4(TOT)	7,88	6,97	7,83	7,71

As Figuras 6.49, 6.50 e 6.51. 6.52 apresentam os gráficos elaborados para a análise de decisão a partir dos valores obtidos para o retorno (VME) associados aos valores de RiscoA, RiscoB e investimento, com a atribuição de probabilidades para cada um dos três cenários financeiros (20% para o cenário com menor preço, 60% para o cenário com preço médio e 20% para o cenário com preço mais alto), resultando em uma combinação.

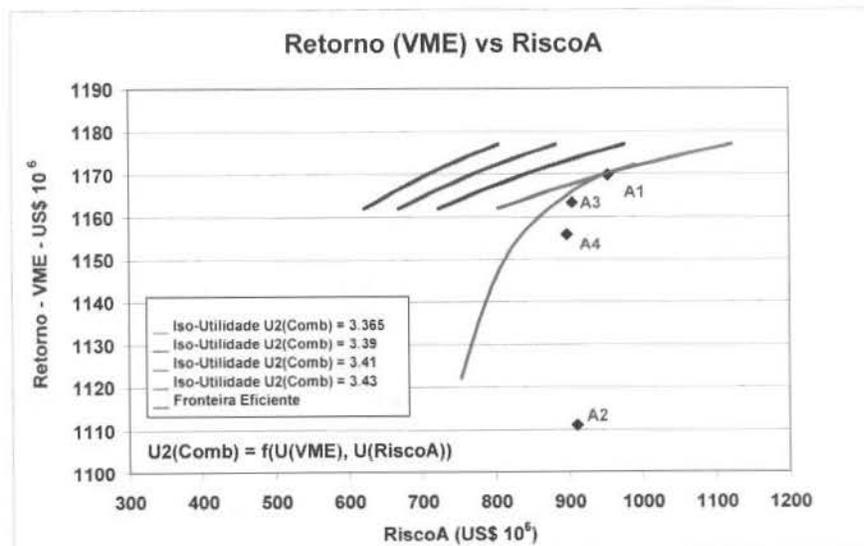


Figura 6.49: Exemplo C – Retorno (VME) vs RiscoA

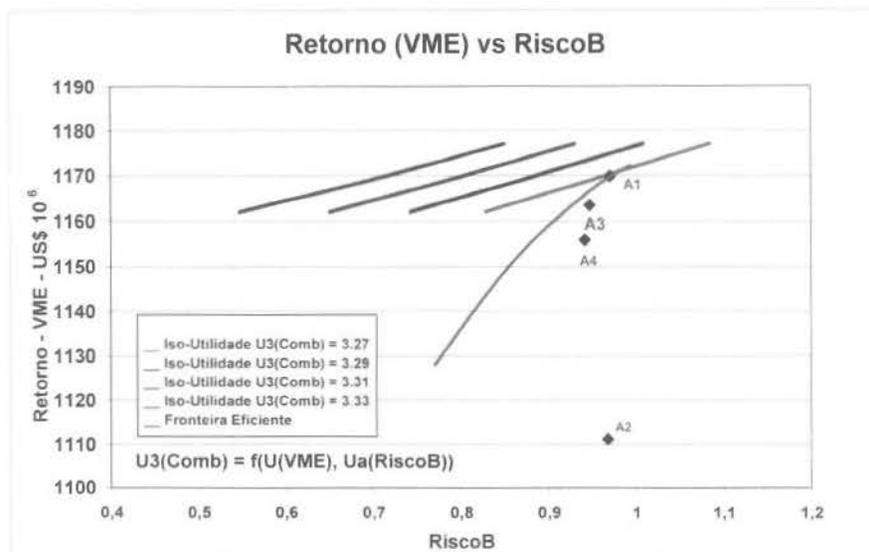


Figura 6.50: Exemplo C – Retorno (VME) vs RiscoB ( $U_a(\text{RiscoB})$ )

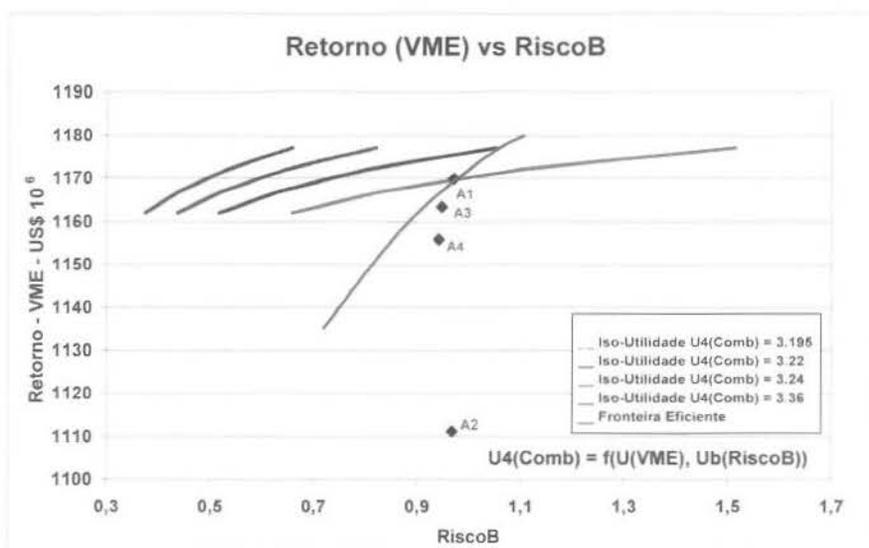


Figura 6.51: Exemplo C – Retorno (VME) vs RiscoB ( $U_b(\text{RiscoB})$ )

A Tabela 6.15 apresenta os valores obtidos para os indicadores e modelos de função-utilidade (VME, RiscoA, RiscoB, Investimento,  $U_1(\text{TOT})$ ,  $U_2(\text{TOT})$ ,  $U_3(\text{TOT})$  e  $U_4(\text{TOT})$ ) obtidos para a combinação dos três cenários (tornam-se  $VME(\text{Comb})$ ,  $RiscoA(\text{Comb})$ ,  $RiscoB(\text{Comb})$ ,  $Inv(\text{Comb})$ ,  $U_1(\text{Comb})$ ,  $U_2(\text{Comb})$ ,  $U_3(\text{Comb})$  e  $U_4(\text{Comb})$ ).

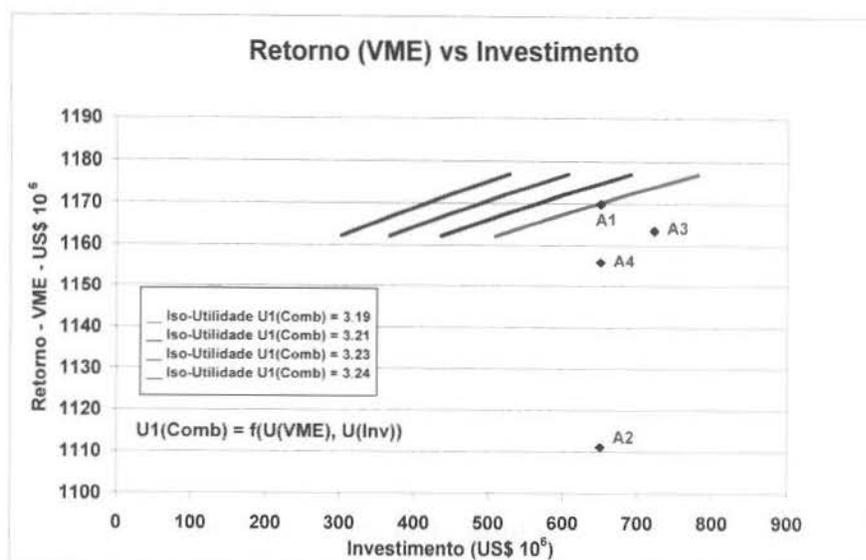


Figura 6.52: Exemplo C – Retorno (VME) vs Investimento

Tabela 6.15: Exemplo C – Resultados obtidos para Análise Conjunta

ANÁLISE CONJUNTA				
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Número de Poços	28	28	30	28
VME(Comb) (US\$ milhões)	1170	1111	1163	1156
Invest(Comb) (US\$ milhões)	650	650	650	722
RiscoA(Comb) (US\$ milhões)	1082	1024	1053	1039
RiscoB(Comb)	1,29	1,30	1,24	1,23
U1(Comb) f(U(VME),U(Inv))	3,68	3,36	3,63	3,61
U2(Comb) f(U(VME),U(RiscoA))	3,84	3,52	3,82	3,77
U3(Comb) f(U(VME),Ua(RiscoB))	3,98	3,65	3,97	3,93
U4(Comb) f(U(VME),Ub(RiscoB))	3,90	3,58	3,88	3,83

De acordo com esta Tabela 6.15 a Alternativa 2 é a opção de menor valor para RiscoA para a combinação dos três cenários, a Alternativa 1 é a que viabiliza o maior VME(Comb). Analisando os gráficos para a análise de decisão verifica-se que a escolha é difícil pois as Alternativas 1 e 3 são bastante interessantes.

#### **6.4 Exemplo D: Campo 1 – Mecanismo de Gás em Solução Associado a Óleo de Alta Viscosidade**

##### **Fase 1 – Seleção do Método de Recuperação e Definição da Geometria dos Poços**

Na construção do modelo para o Exemplo D foi utilizado o mesmo mecanismo de gás em solução aplicado ao Exemplo A, considerando um óleo de alta viscosidade (16 °API). A análise realizada por meio do conjunto de simulações para esta primeira etapa identificou uma demanda por injeção de água com um forte controle de vazões para melhorar a eficiência de varrido. Os poços produtores e injetores serão perfurados com trajetórias horizontais para melhorar seus índices de produtividade e injetividade respectivamente.

##### **Fase 2 – Avaliação dos Esquemas de Produção/Injeção**

O conjunto inicial de alternativas para este exemplo foi formado a partir das duas diretrizes definidas após a análise na fase anterior: poços perfurados com trajetórias horizontais e manutenção de pressão por meio da injeção de água com vazões controladas.

O espaçamento inicial entre os poços utilizado foi 600m. Este valor proporcionou uma avaliação pertinente da qualidade do reservatório e a determinação das zonas com maior potencial de recuperação.

A Figura 6.53 apresenta os valores de VPL referentes a cada alternativa em função da razão entre o número de poços produtores e poços injetores. Os valores de produção de óleo acumulada ( $N_p$ ) associados aos respectivos valores de função-objetivo para os

mesmos esquemas são apresentados na Figura 6.54 e na Figura 6.55 são apresentados os valores de produção de água acumulada ( $W_p$ ) também associados aos respectivos valores de função-objetivo.

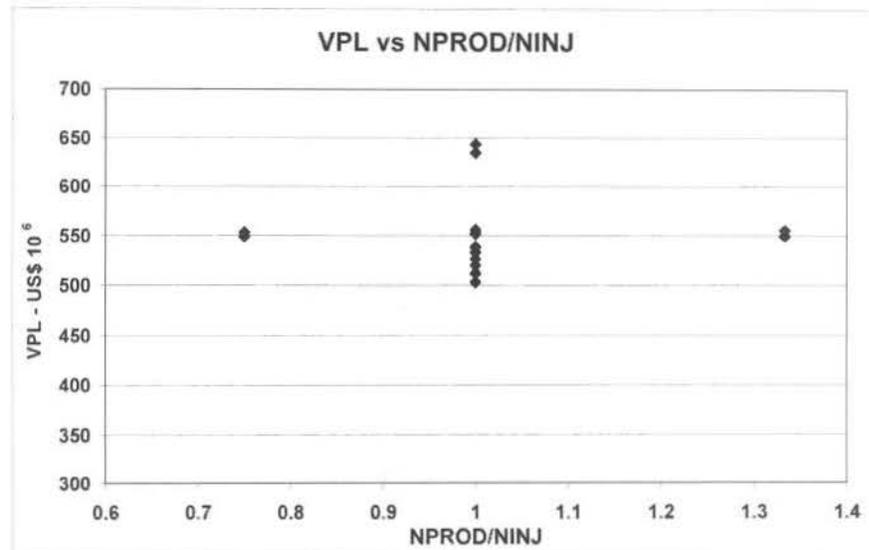


Figura 6.53: Exemplo D – VPL vs NPROD/NINJ – Fase 2

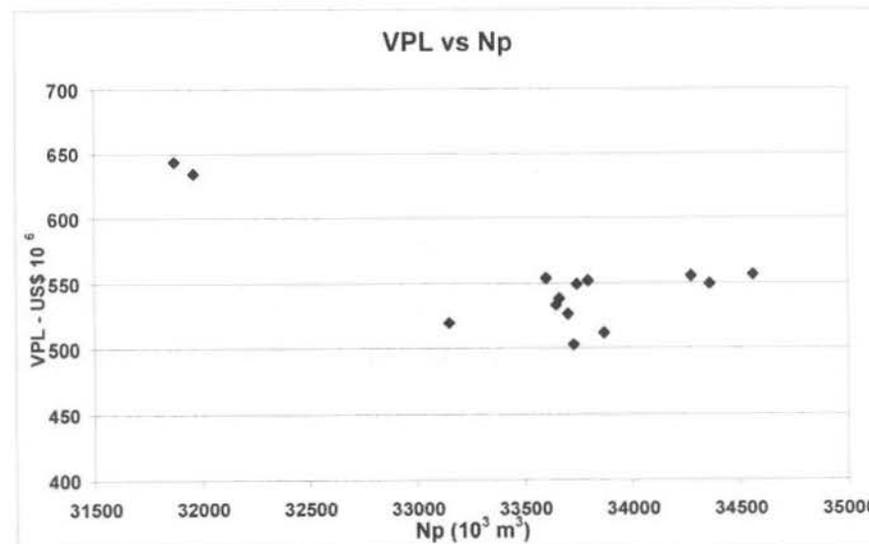


Figura 6.54: Exemplo D – VPL vs Np – Fase 2

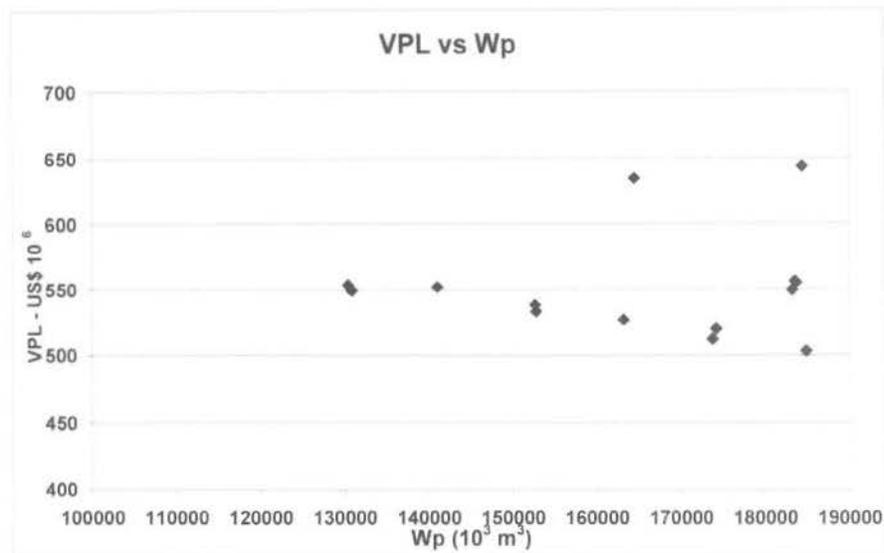


Figura 6.55: Exemplo D – VPL vs Wp – Fase 2

Analisando as Figuras 6.53, 6.54 e 6.55 optou-se por selecionar as três melhores alternativas para serem submetidas à fase seguinte. As demais alternativas foram descartadas, considerando-se suficiente trabalhar com três alternativas nas demais etapas da metodologia.

### Fase 3 – Obtenção de Estimativa Ajustada para o Número de Poços

As três alternativas mencionadas no parágrafo anterior foram submetidas ao processo para obtenção de uma estimativa ajustada para o número de poços.

O número médio de iterações necessárias para determinação desta estimativa ajustada foi igual a 7. A Figura 6.56 apresenta a maximização do VPL ao longo do processo de obtenção de estimativa ajustada para o número de poços para os esquemas selecionados. A Tabela 6.16 apresenta a estimativa ajustada para o número de poços para cada alternativa considerada.

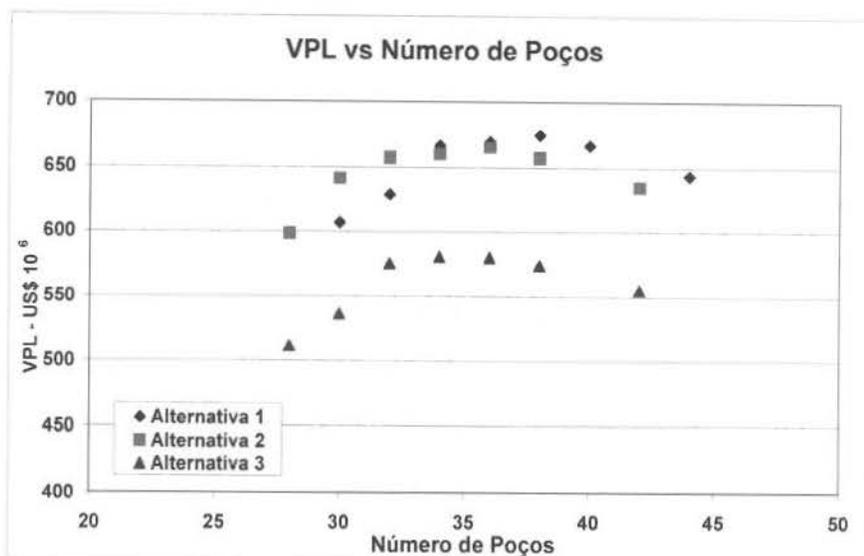


Figura 6.56: Exemplo D – VPL vs Número de Poços – Fase 3

Tabela 6.16: Exemplo D – Resultados Obtidos Após a Realização da Fase 3

Alternativa	$N_p$ ( $10^3 \text{ m}^3$ )	VPL (US\$ milhões)	Número de Poços
Alternativa 1	32.540	674	38
Alternativa 2	32.631	665	36
Alternativa 3	33.315	581	34

#### Fase 4 – Definição de Parâmetros Operacionais

Após a obtenção da estimativa ajustada para o número de poços na etapa anterior as três alternativas são submetidas ao processo de otimização de parâmetros operacionais na quarta etapa da metodologia.

Inicialmente foram propostos cinco cronogramas para a entrada em operação dos poços com um intervalo regular de dois meses.

Cronograma 1 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem a ordem decrescente de injetividade.

Cronograma 2 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem a ordem crescente de injetividade.

Cronograma 3 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem ao critério de vizinhança.

Cronograma 4 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de  $N_p$  e os poços injetores obedecem a ordem decrescente de injetividade.

Cronograma 5 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem crescente de  $W_p$  e os poços injetores obedecem a ordem crescente de injetividade.

O Cronograma 5 foi o mais adequado para as três alternativas, maximizando a função-objetivo.

Após a determinação do cronograma que maximizava a função-objetivo para cada alternativa foi realizado um conjunto de simulações para determinação da data mais adequada para o início da injeção de água. Em função da alta viscosidade do óleo e das condições de pressão do reservatório para Exemplo D, para todas as alternativas avaliadas o primeiro poço injetor entra em operação 4 meses após a entrada do primeiro poço produtor. A Figura 6.57 apresenta os resultados obtidos para esta quarta etapa. Cada conjunto de pontos é formado pelos valores obtidos com os diferentes cronogramas para cada alternativa e com os valores obtidos para as diferentes datas de início da injeção para o melhor cronograma.

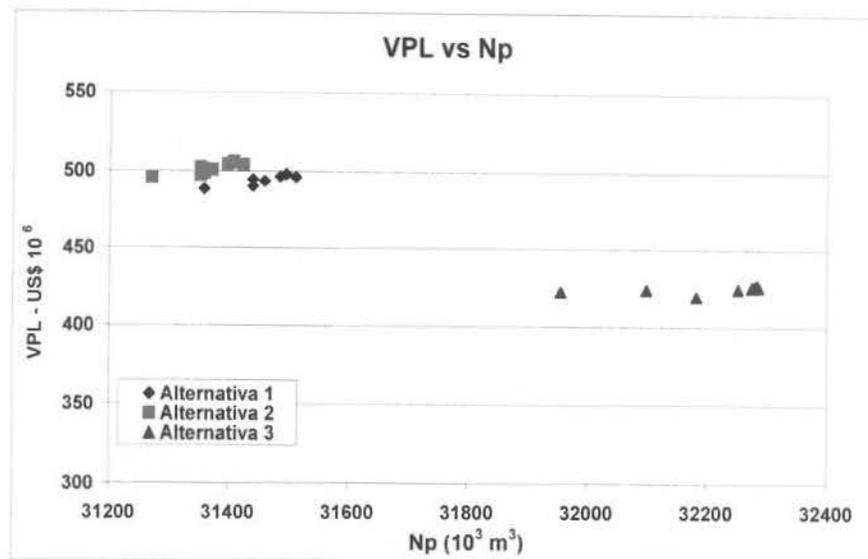


Figura 6.57: Exemplo D – VPL vs Np – Fase 4

### Fase 5 – Análise de Risco (Risco Geológico e Financeiro)

As três alternativas são então submetidas ao procedimento para avaliação do impacto das incertezas geológicas e análise de risco na quinta etapa da metodologia.

A partir do modelo geológico base elaborado para este exemplo D são obtidos nove modelos representativos para o reservatório. Cada alternativa pertencente ao conjunto de soluções mencionado no parágrafo anterior é aplicada ao caso base e aos nove modelos representativos.

A Figura 6.58 apresenta os resultados obtidos após a execução desta análise de risco.

Dando continuidade ao processo, as três alternativas são submetidas ao procedimento para análise de sensibilidade econômica na sexta etapa da metodologia.

Os cenários financeiros simplificados adotados para esta análise foram construídos segundo o mesmo processo aplicado ao Exemplo A. O preço do óleo foi considerado o único atributo incerto para esta análise e foram definidos 3 valores representativos para o óleo mais viscoso deste exemplo com base em tendências de mercado.

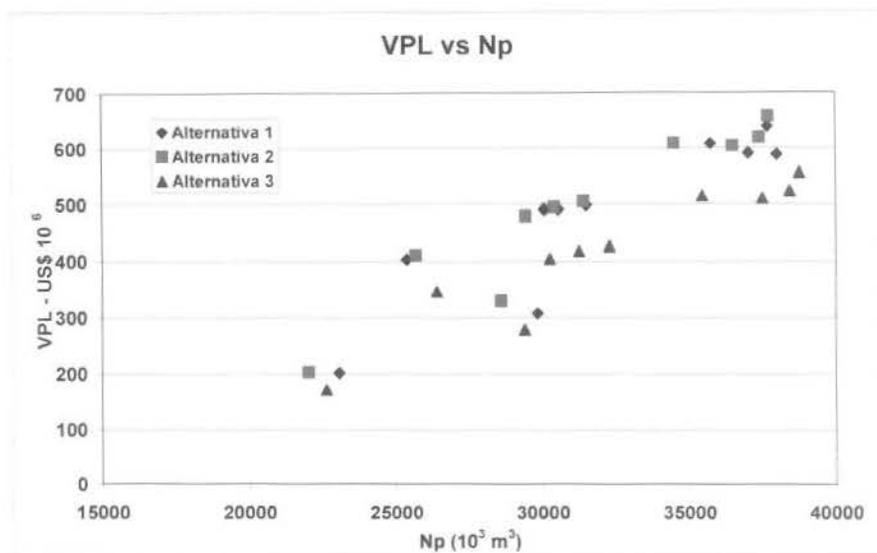


Figura 6.58: Exemplo D – VPL vs Np – Fase 5

As Figuras 6.59, 6.60, 6.61 apresentam os resultados obtidos. Cada conjunto de pontos é composto pelos valores obtidos utilizando o cenário base e os 9 cenários representativos.

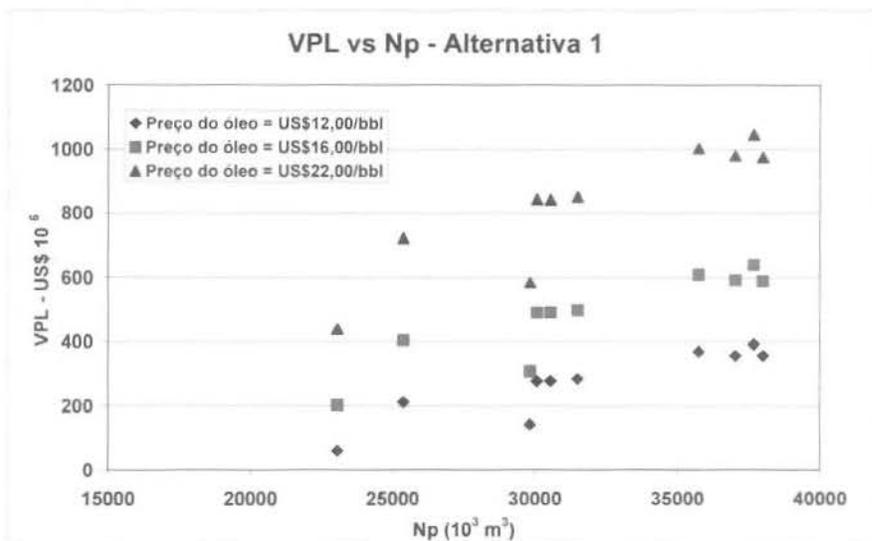


Figura 6.59: Exemplo D – VPL vs Np – Alternativa 1 – Análise de Risco

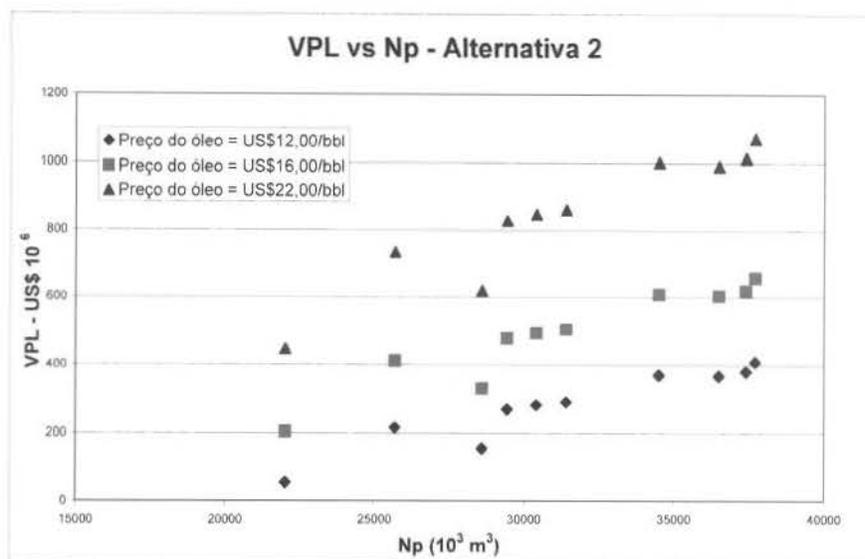


Figura 6.60: Exemplo D – VPL vs Np – Alternativa 2 – Análise de Risco

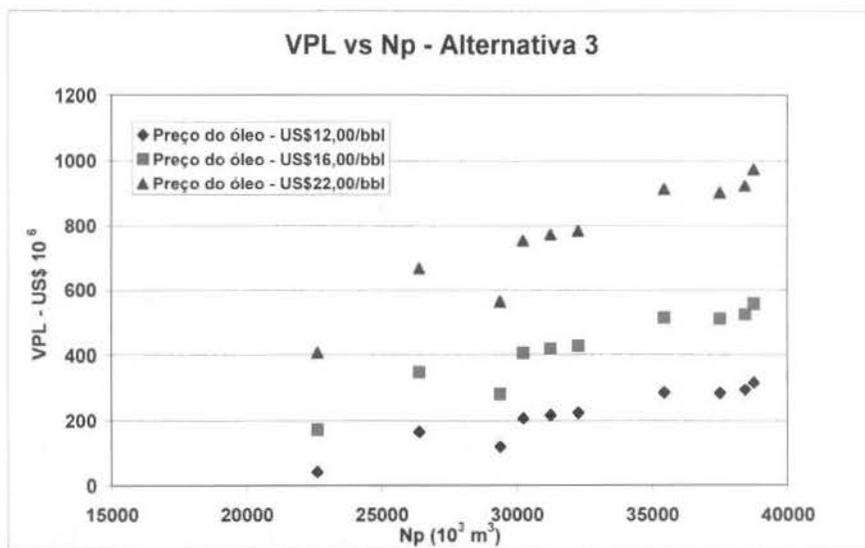


Figura 6.62: Exemplo D – VPL vs Np – Alternativa 3 – Análise de Risco

As Figuras 6.63 e 6.64 apresentam os valores de Retorno (VME) associados aos valores de RiscoA e de RiscoB para os três preços avaliados.

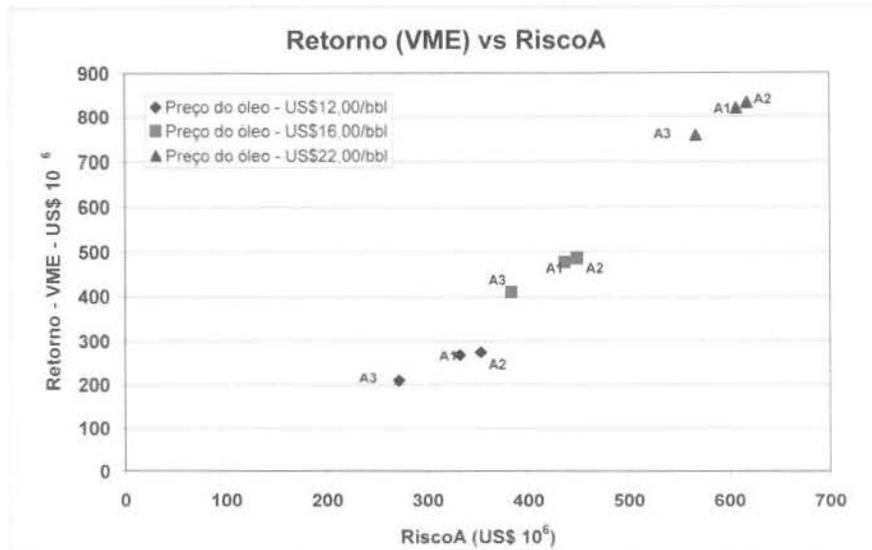


Figura 6.63: Exemplo D – VME vs RiscoA – Análise de Risco

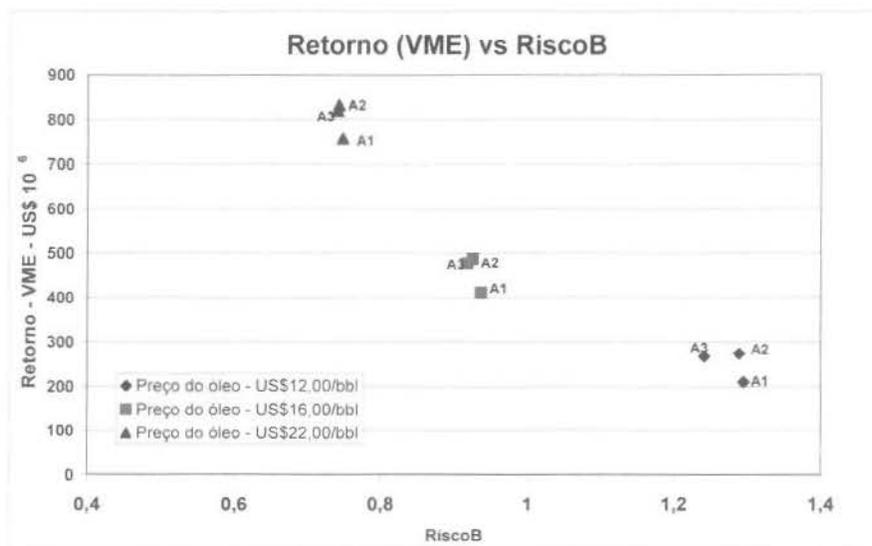


Figura 6.64: Exemplo D – VME vs RiscoB – Análise de Risco

### Fase 6 – Análise de Decisão

Foram utilizados 4 modelos para a função-utilidade global (as formulações estão descritas no capítulo anterior – Tabela 5.15)

As Tabelas 6.17, 6.18 e 6.19 apresentam os valores obtidos para os indicadores e para os Modelos 1, 2, 3 e 4 aplicados a U(TOT), considerando os três cenários financeiros, para cada alternativa.

Tabela 6.17: Resultados – Exemplo D – Preço US\$12,00/bbl

	ALTERNATIVA		
	1	2	3
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	210	274	268
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	272	353	333
<b>RiscoB</b>	1,30	1,29	1,24
<b>U1(TOT)</b>	1,17	1,30	1,29
<b>U2(TOT)</b>	1,42	1,64	1,57
<b>U3(TOT)</b>	1,55	1,57	1,58
<b>U4(TOT)</b>	1,15	1,27	1,29

Tabela 6.18: Resultados – Exemplo D – Preço US\$16,00/bbl

	ALTERNATIVA		
	1	2	3
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	410	485	476
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	384	449	437
<b>RiscoB</b>	0,94	0,93	0,92
<b>U1(TOT)</b>	1,57	1,80	1,76
<b>U2(TOT)</b>	1,68	1,91	1,84
<b>U3(TOT)</b>	1,86	2,02	2,00
<b>U4(TOT)</b>	1,84	2,05	2,03

As Figuras 6.65, 6.66 e 6.67 apresentam os gráficos elaborados para a análise de decisão a partir dos valores obtidos para o retorno (VME) associados aos valores de RiscoA, RiscoB e investimento, com a atribuição de probabilidades para cada um dos três cenários financeiros (20% para o cenário com menor preço, 60% para o cenário com preço médio e 20% para o cenário com preço mais alto), resultando em uma combinação.

Tabela 6.19: Resultados – Exemplo D – Preço US\$22,00/bbl

	ALTERNATIVA		
	1	2	3
VME (US\$ 10 <sup>6</sup> )	758	832.20	819.33
RiscoA (US\$ 10 <sup>6</sup> )	567	618	607
RiscoB	0,75	0,74	0,74
U1(TOT)	2,80	3,19	3,11
U2(TOT)	2,60	2,94	2,86
U3(TOT)	3,02	3,38	3,31
U4(TOT)	3,27	3,65	3,58

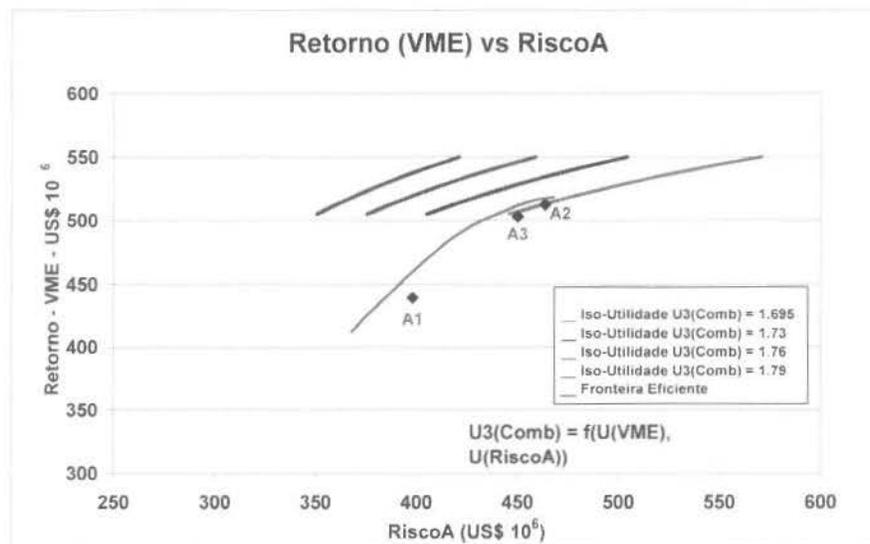


Figura 6.65: Exemplo D – Retorno (VME) vs RiscoA

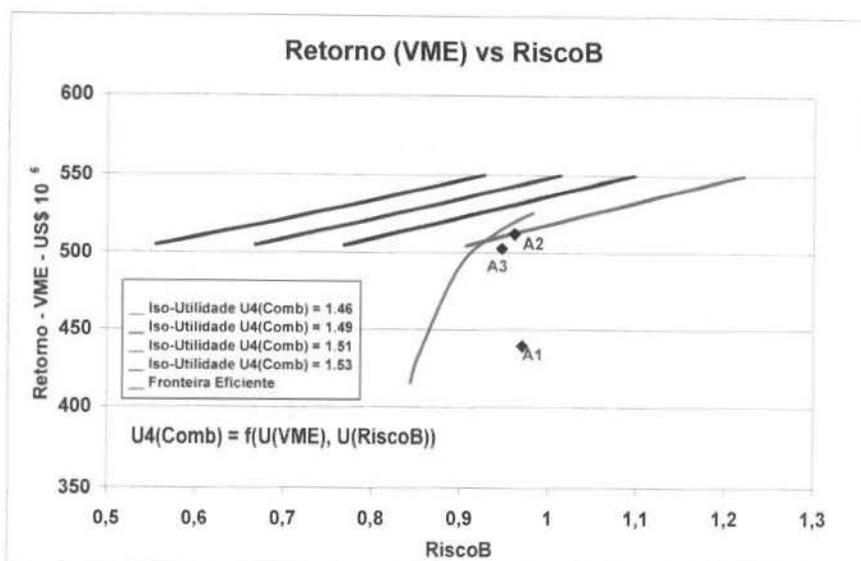


Figura 6.66: Exemplo D – Retorno (VME) vs RiscoB

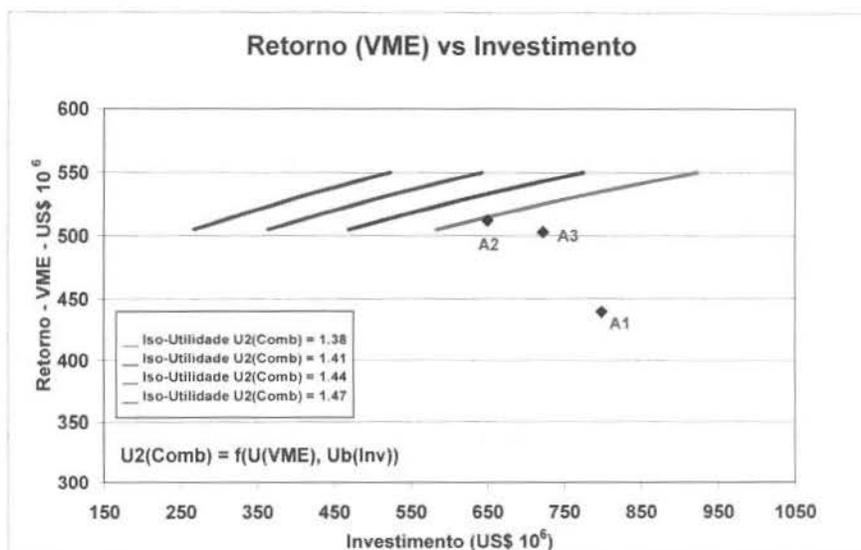


Figura 6.67: Exemplo D – Retorno (VME) vs Investimento

A Tabela 6.20 apresenta os valores obtidos para os indicadores e modelos de função-utilidade (VME, RiscoA, RiscoB, Investimento, U1(TOT), U2(TOT), U3(TOT) e U4(TOT)) obtidos para a combinação dos três cenários (tornam-se VME(Comb), RiscoA(Comb), RiscoB(Comb), Inv(Comb), U1(Comb), U2(Comb), U3(Comb) e U4(Comb)).

Tabela 6.20: Exemplo D – Resultados obtidos para Análise Conjunta

ANÁLISE CONJUNTA			
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Número de Poços	38	36	34
Np (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	32.155	31.283	31.974
VME(Comb) (US\$ milhões)	439	<b>512</b>	503
Invest(Comb) (US\$ milhões)	799	<b>650</b>	722
RiscoA(Comb) (US\$ milhões)	<b>398</b>	464	450
RiscoB(Comb)	0,97	0,96	<b>0,95</b>
U1(Comb) f(U(VME),Ua(Inv))	1,74	<b>1,98</b>	1,94
U2(Comb) f(U(VME),Ub(Inv))	1,81	<b>2,06</b>	1,99
U3(Comb) f(U(VME),U(RiscoA))	2,03	<b>2,20</b>	2,18
U4(Comb) f(U(VME),U(RiscoB))	1,99	<b>2,22</b>	2,19

Analisando os valores apresentados na Tabela 6.20 para a tomada de decisão verifica-se que a Alternativa 1 proporciona o menor valor para o RiscoA considerando a combinação dos três cenários, enquanto a Alternativa 2 permite atingir os maiores valores de VME (Comb), U1(Comb), U2(Comb), U3(Comb) e U4(Comb). A Alternativa 2 também é a que se encontra mais próxima da fronteira eficiente segundo os gráficos para a análise de decisão.

## 6.5 Exemplo E: Campo 2 – Mecanismo de Gás em Solução Associado a Sistema de Falhas

### Fase 1 – Seleção do Método de Recuperação e Definição da Geometria dos Poços

Na construção do modelo para o Exemplo E foi incorporado o mecanismo de gás em solução e o sistema de falhas selantes que dividiu o reservatório em 3 regiões. A análise realizada por meio do conjunto de simulações para esta primeira etapa identificou uma demanda por injeção de água utilizando pares produtor-injetor de ambos os lados das falhas. Os poços produtores e injetores serão perfurados com trajetórias horizontais para melhorar seus índices de produtividade e injetividade respectivamente.

A Figura 6.68 apresenta uma comparação do desempenho das estratégias com poços definidos com trajetória vertical e horizontal

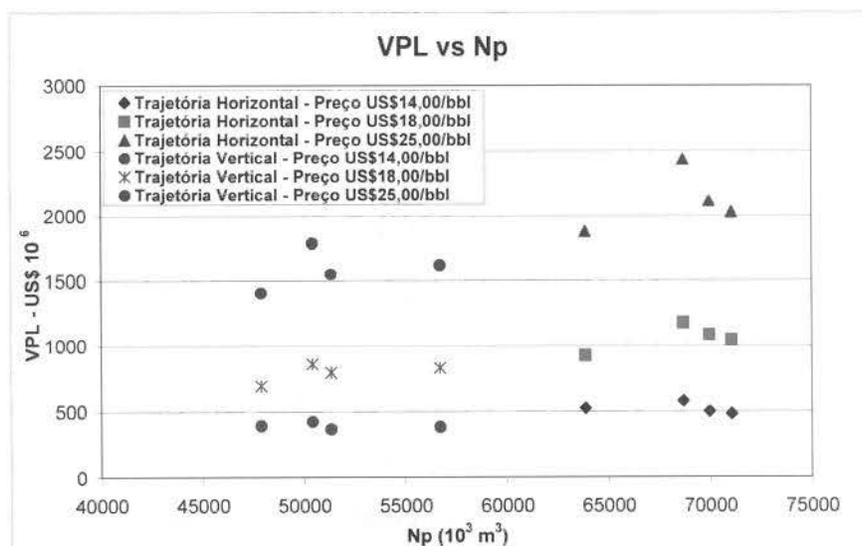


Figura 6.68: Exemplo E – VPL vs Np – Fase 1

### Fase 2 – Avaliação dos Esquemas de Produção/Injeção

O conjunto inicial de alternativas para este exemplo foi formado a partir das duas diretrizes definidas após a análise na fase anterior: poços perfurados com trajetórias horizontais e manutenção de pressão por meio da injeção de água com vazões controladas.

O espaçamento inicial entre os poços utilizado foi 450m. Este valor proporcionou uma avaliação pertinente do efeito do sistema de falhas no deslocamento de óleo e a determinação das zonas com maior potencial de recuperação.

A Figura 6.69 apresenta os resultados obtidos na avaliação realizada para definir a completção dos poços. Optou-se por canhonear os produtores nas camadas de 1 a 8 e os injetores nas camadas 9 e 10.

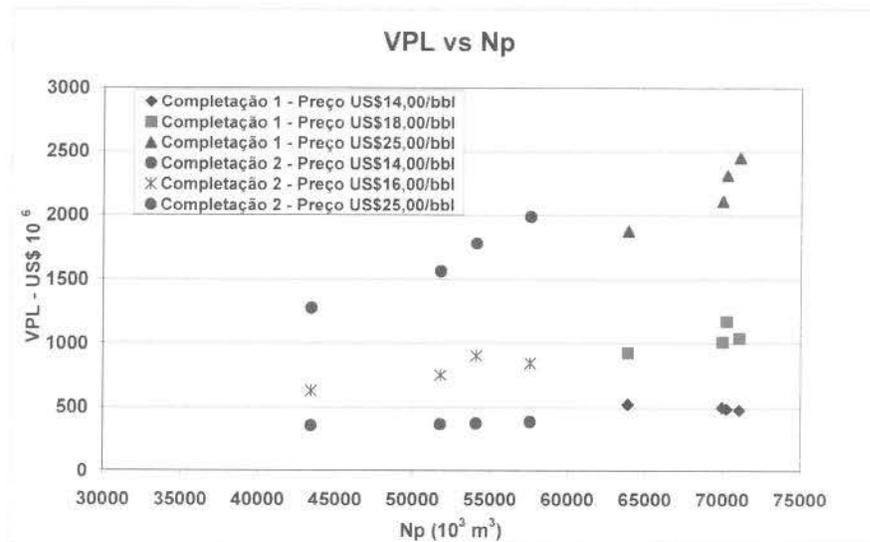


Figura 6.69: Exemplo E – Avaliação para Definição do Canhoneio

A Figura 6.70 apresenta os valores de VPL referentes para as alternativas selecionadas com completção mais extensa em função da razão entre o número de poços produtores e poços injetores. Os valores de produção de óleo acumulada (Np) associados aos respectivos valores de função-objetivo para os mesmos esquemas são apresentados na Figura 6.71 e na Figura 6.72 são apresentados os valores de produção de óleo atualizada (Npat) também associados aos respectivos valores de função-objetivo.

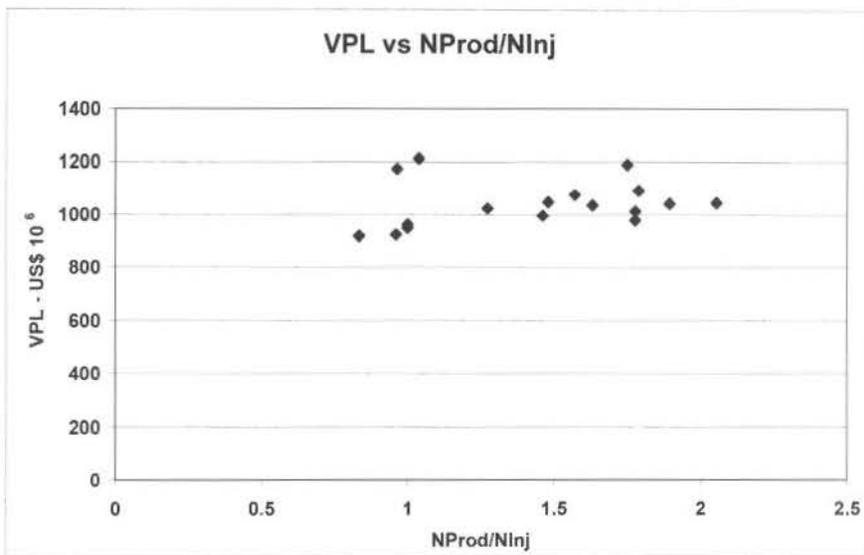


Figura 6.70: Exemplo E – VPL vs NPROD/NINJ – Fase 2

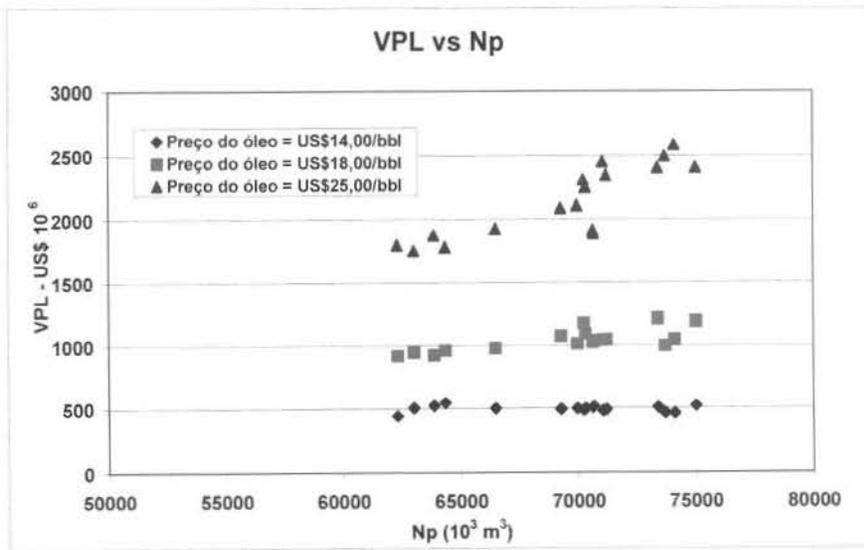


Figura 6.71: Exemplo E – VPL vs Np – Fase 2

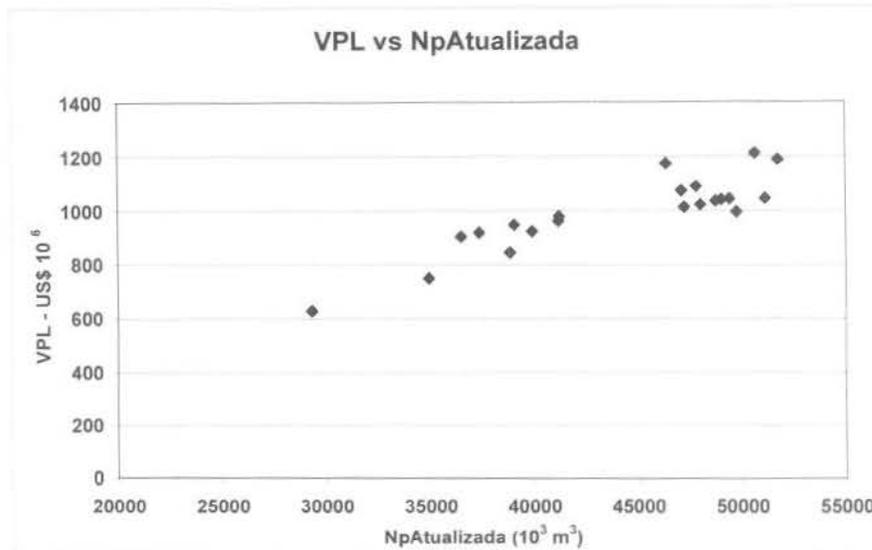


Figura 6.72: Exemplo E – VPL vs Np Atualizada – Fase 2

Analisando as Figuras 6.70, 6.71 e 6.72 optou-se por selecionar as 8 melhores alternativas para serem aplicadas na etapa seguinte (Alternativas 13, 17, 4, 8, 9, 10, 12 e 2). As demais alternativas foram descartadas, considerando-se suficiente utilizar 8 alternativas nas demais fases da metodologia.

### Fase 3 – Obtenção de Estimativa Ajustada para o Número de Poços

As quatro alternativas mencionadas no parágrafo anterior foram submetidas ao processo para obtenção de uma estimativa ajustada para o número de poços.

O número médio de iterações necessárias para determinação desta estimativa ajustada foi igual a 8. A Figura 6.73 apresenta a maximização do VPL ao longo do processo de obtenção de estimativa ajustada para o número de poços para os esquemas selecionados e a Figura 6.74 apresenta o comportamento da produção de óleo acumulada atualizada neste processo. A Tabela 6.21 apresenta a estimativa ajustada para o número de poços para cada alternativa considerada.

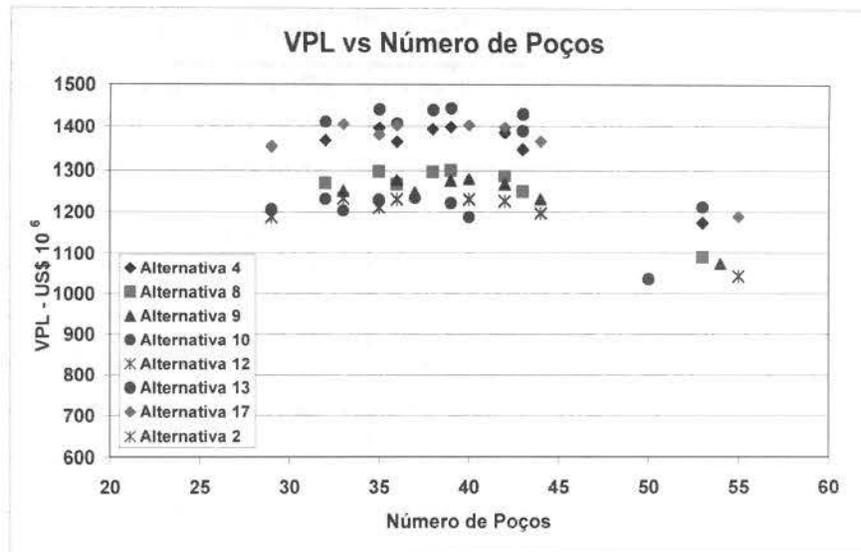


Figura 6.73: Exemplo E – VPL vs Número de Poços – Fase 3

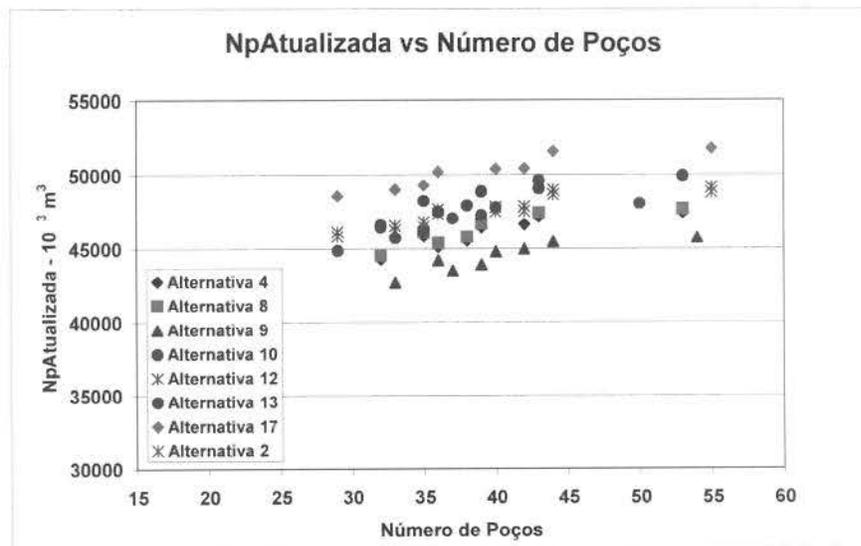


Figura 6.74: Exemplo E – Np Atualizada vs Número de Poços – Fase 3

Tabela 6.21: Exemplo E – Resultados Obtidos Após a Realização da Fase 3

Alternativa	Np ( $10^3 \text{ m}^3$ )	Npat ( $10^3 \text{ m}^3$ )	VPL (US\$ milhões)	Número de Poços
Alternativa 13	71.871	48.872	1.444	39
Alternativa 17	71.046	49.022	1.404	33
Alternativa 4	68.778	46.425	1.398	39
Alternativa 8	68.858	46.686	1.299	39
Alternativa 9	67.838	44.773	1.280	40
Alternativa 10	69.194	47.052	1.234	37
Alternativa 12	67.440	46.533	1.234	33
Alternativa 2	67.297	46.233	1.232	33

#### Fase 4 – Definição de Parâmetros Operacionais

Após a obtenção da estimativa ajustada para o número de poços na etapa anterior as quatro alternativas são então submetidas ao processo de otimização de parâmetros operacionais na quarta etapa da metodologia.

Inicialmente foram propostos três cronogramas para a entrada em operação dos poços com um intervalo regular de dois meses.

Cronograma 1 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem a ordem decrescente de injetividade.

Cronograma 2 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem a ordem crescente de injetividade.

Cronograma 3 – Os poços produtores e injetores entram em operação alternadamente. Os poços produtores obedecem a ordem decrescente de VPL e os poços injetores obedecem ao critério de vizinhança.

O Cronograma 3 foi o mais adequado para as três alternativas analisadas.

A partir do cronograma que maximizava a função-objetivo para cada alternativa foi estruturado um conjunto de simulações para determinação da data mais adequada para o início da injeção de água. Em função das características estruturais e geológicas do modelo o primeiro poço injetor entrando em operação 4 meses após a entrada do primeiro poço produtor. As Figuras 6.61 e 6.62 apresentam os resultados obtidos para esta quarta etapa. Cada conjunto de pontos é formado pelos valores obtidos com os diferentes cronogramas para cada alternativa e pelos valores obtidos com as diferentes datas de início de injeção para o melhor cronograma.

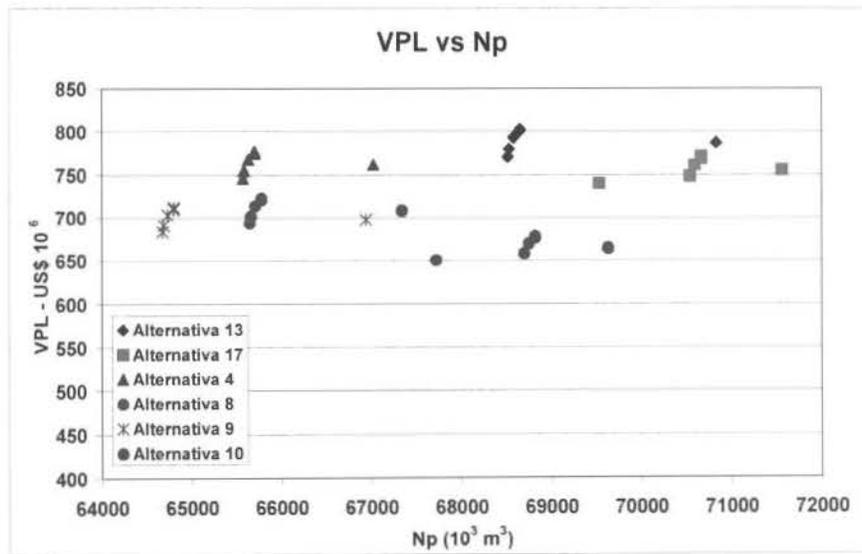


Figura 6.75: Exemplo E – VPL vs Np – Fase 4

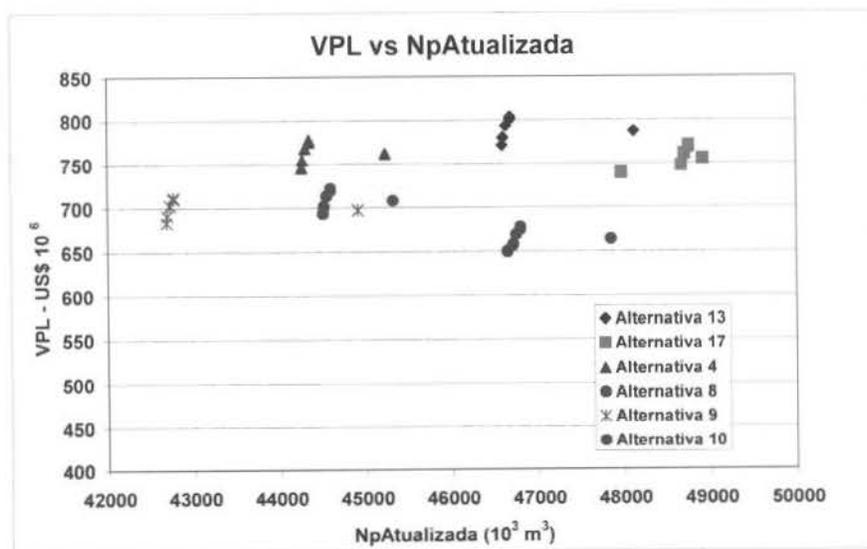


Figura 6.76: Exemplo E – VPL vs Np Atualizada – Fase 4

## Fase 5 – Análise de Risco (Risco Geológico e Financeiro)

As quatro alternativas são então submetidas ao procedimento para análise de risco na quinta etapa da metodologia.

A partir do modelo geológico base elaborado para este exemplo E para o qual se estabeleceu um conjunto de atributos incertos e os seus respectivos níveis são obtidos nove modelos representativos para o reservatório. Cada alternativa pertencente ao conjunto de soluções mencionado no parágrafo anterior é aplicada ao caso base e aos nove modelos representativos.

As Figuras 6.77 e 6.78 apresentam os resultados obtidos após a execução desta etapa.

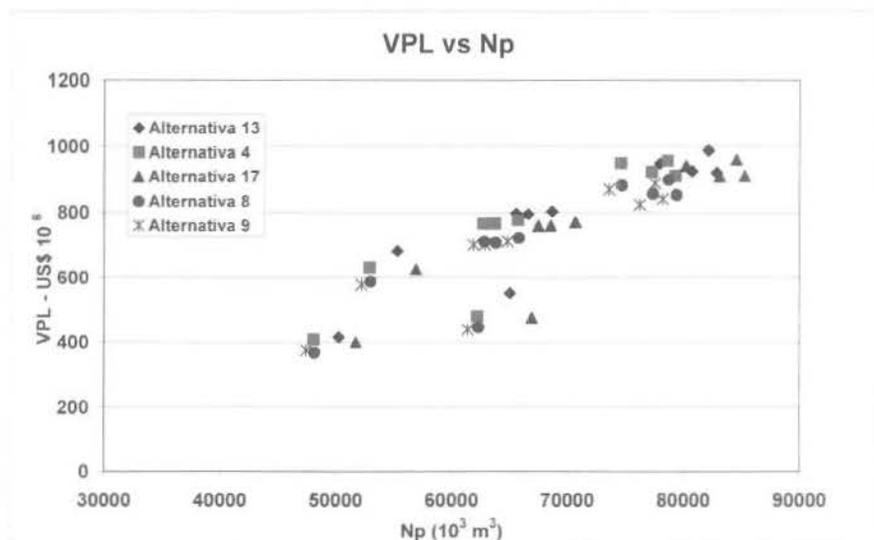


Figura 6.77: Exemplo E – VPL vs Np – Fase 5

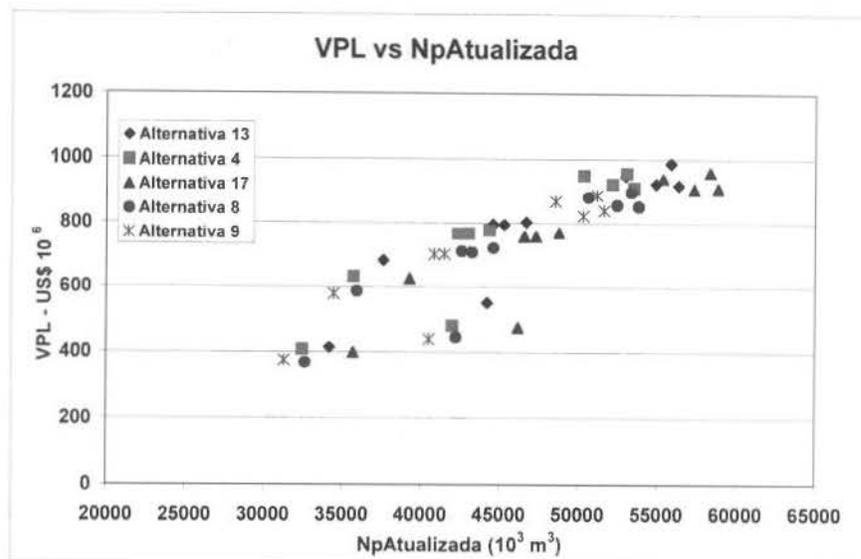


Figura 6.78: Exemplo E – VPL vs Np Atualizada – Fase 5

Para o modelo de reservatório deste exemplo o aspecto crítico é adaptar o sistema de injeção de modo a obter a maior eficiência no deslocamento do óleo considerando as falhas selantes.

É importante mencionar que em função da sua definição a produção acumulada atualizada não deve ser utilizada como um indicador único para tomada de decisões. Este indicador deve ser utilizado para a comparação de alternativas que apresentem valores próximos de VPL.

Os cenários financeiros simplificados adotados para esta análise foram os mesmos que os utilizados nos Exemplos A, B e C. O preço do óleo foi considerado o atributo incerto para esta análise e foram definidos 3 valores representativos com base em tendências de mercado.

As Figuras 6.79, 6.80, 6.81, 6.82 e 6.83 apresentam os resultado obtidos. Cada conjunto de pontos é composto pelos valores obtidos utilizando o cenário base e os 9 cenários representativos.

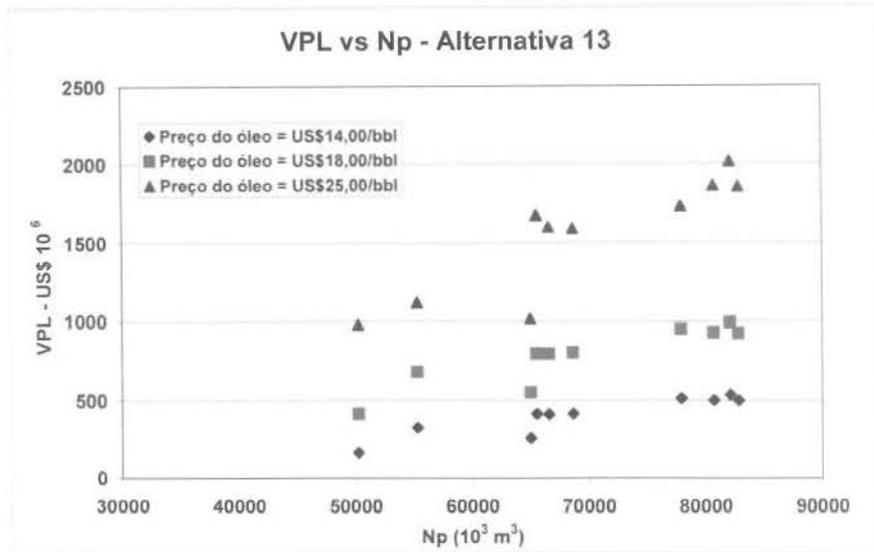


Figura 6.79: Exemplo E – VPL vs Np – Alternativa 13 – Análise de Risco

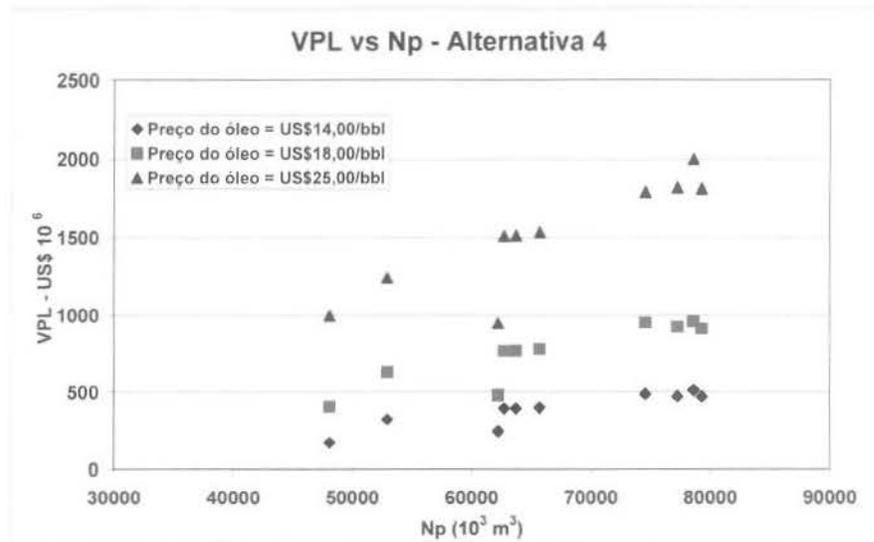


Figura 6.80: Exemplo E – VPL vs Np – Alternativa 4 – Análise de Risco

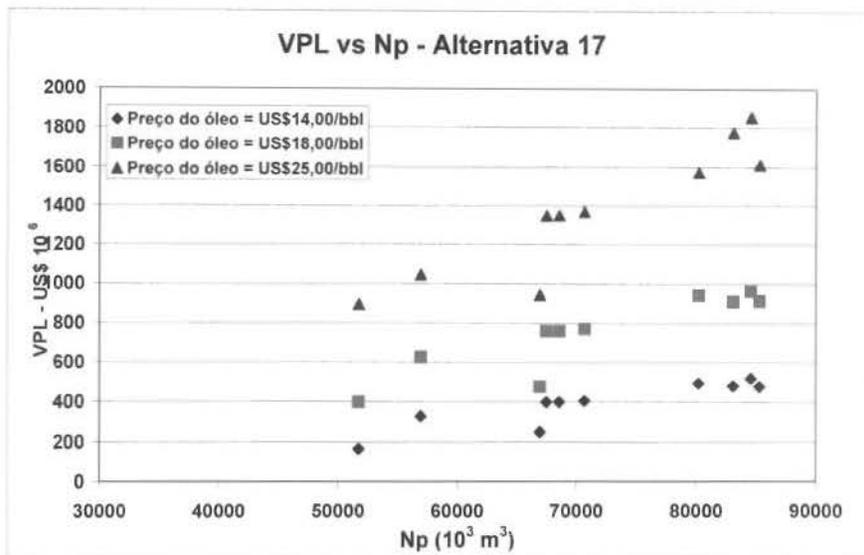


Figura 6.81: Exemplo E – VPL vs Np – Alternativa 17 – Análise de Risco

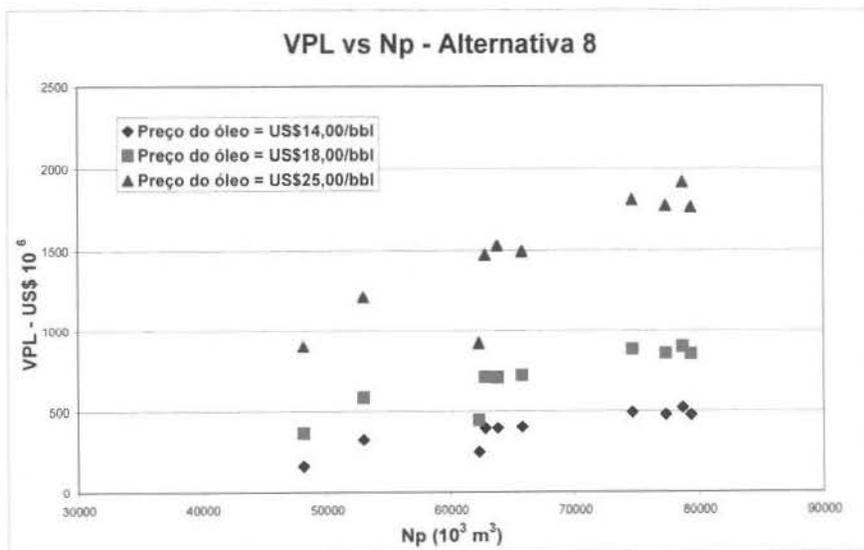


Figura 6.82: Exemplo E – VPL vs Np – Alternativa 8 – Análise de Risco

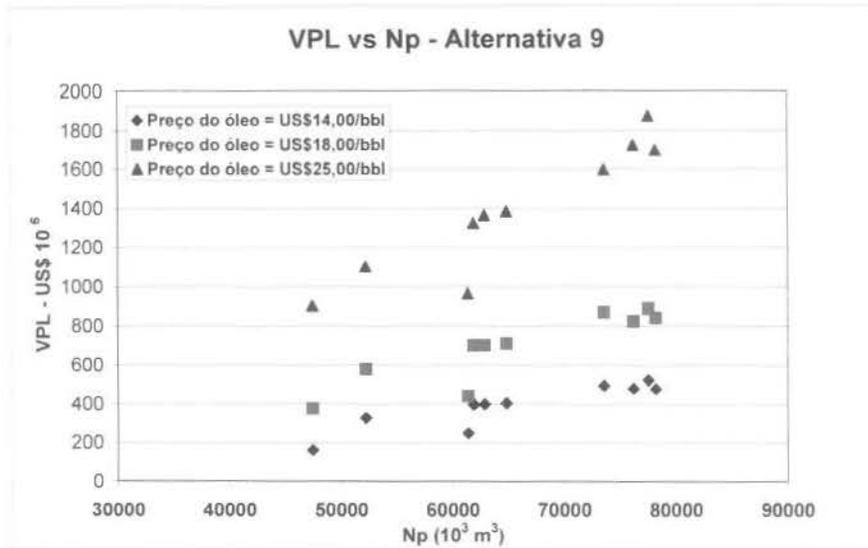


Figura 6.83: Exemplo E – VPL vs Np – Alternativa 9 – Análise de Risco

As Figuras 6.84, 6.85 e 6.86 apresentam os valores de Retorno (VME) associados aos valores de RiscoA e de RiscoB para os três preços avaliados e de NpAtualizada vs Risco Associado.

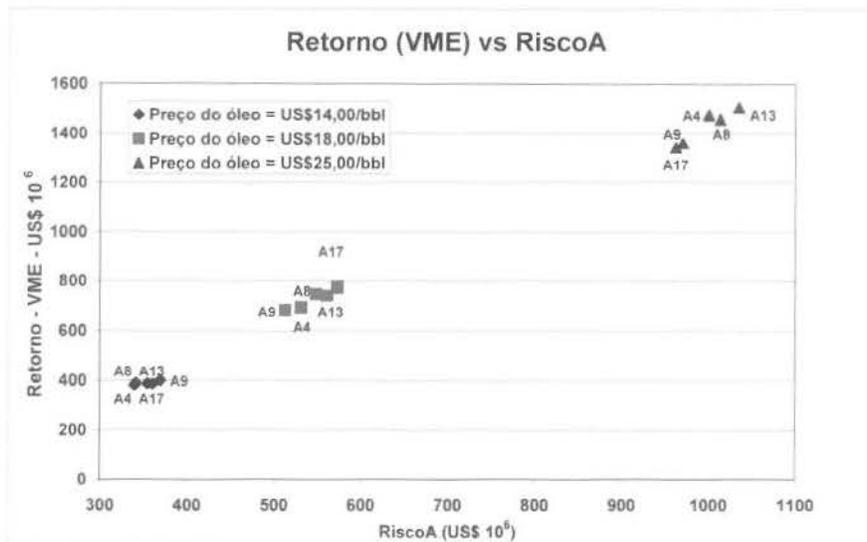


Figura 6.84: Exemplo E – VME vs RiscoA – Análise de Risco

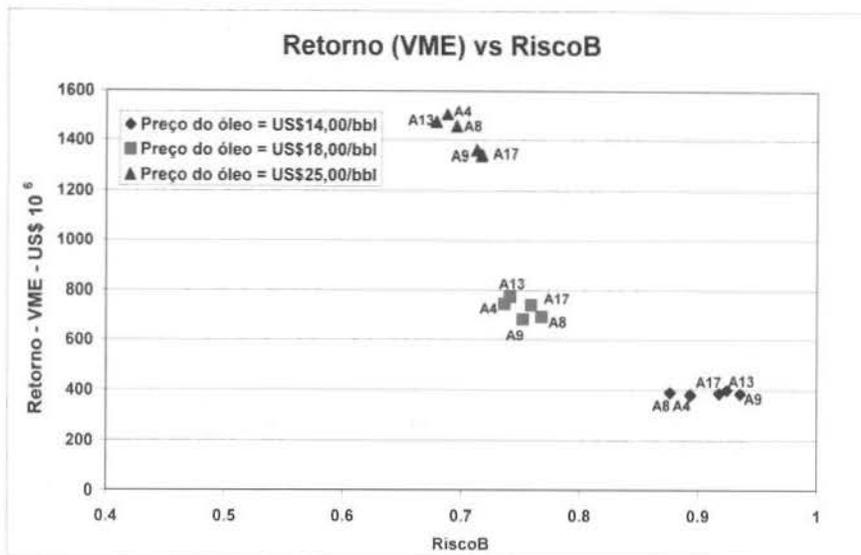


Figura 6.85: Exemplo E – VME vs RiscoB – Análise de Risco

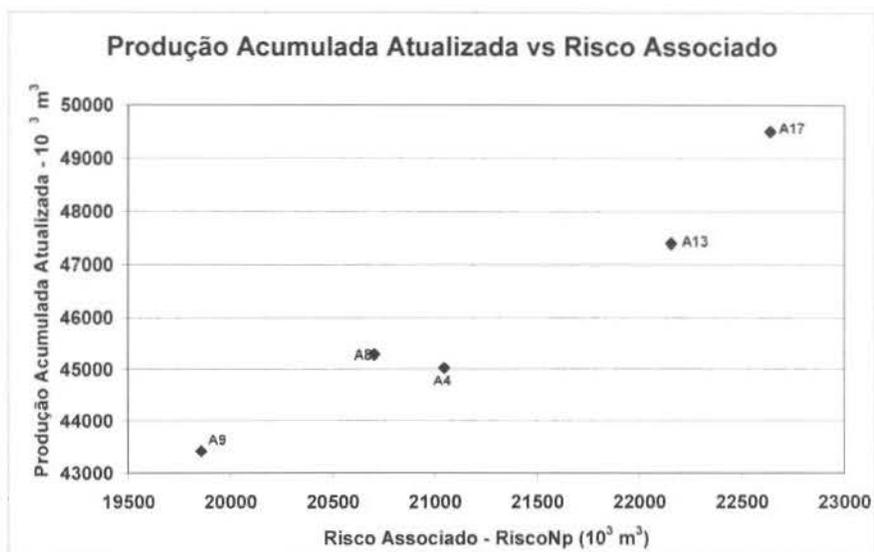


Figura 6.86: Exemplo E – Np Atualizada vs Risco Associado – Análise de Risco

### Fase 6 – Análise de Decisão

Foram utilizados 6 modelos para a função-utilidade global (as formulações estão descritas no capítulo anterior – Tabela 5.16)

As Tabelas 6.22, 6.23 e 6.24 apresentam os valores obtidos para os indicadores e para os Modelos 1, 2, 3, 4, 5 e 6 aplicados a U(TOT), considerando os três cenários financeiros, para cada alternativa.

Tabela 6.22: Resultados – Exemplo E – Preço US\$14,00/bbl

	ALTERNATIVAS				
	13	4	17	8	9
<b>Np</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	69.698	66.698	71.742	66.776	65.787
<b>NpAtE</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	47.395	45.021	49.502	45.274	43.419
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	400	380	386	389	385
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	369	340	354	341	360
<b>RiscoB</b>	0,92	0,89	0,92	0,88	0,93
<b>U1(TOT)</b>	1,61	1,58	1,59	1,60	1,59
<b>U2(TOT)</b>	1,20	1,18	1,20	1,19	1,18
<b>U3(TOT)</b>	1,21	1,19	1,22	1,20	1,19
<b>U4(TOT)</b>	1,48	1,50	1,48	1,50	1,48
<b>U5(TOT)</b>	1,27	1,24	1,25	1,24	1,26
<b>U6(TOT)</b>	2,04	1,97	2,07	1,98	1,93

Tabela 6.23: Resultados – Exemplo E – Preço US\$18,00/bbl

	ALTERNATIVAS				
	13	4	17	8	9
<b>Np</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	69698	66698	71742	66776	65787
<b>NpAtE</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	47395	45021	49502	45274	43419
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	773	745	740	692	682
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	573	549	561	531	513
<b>RiscoB</b>	0,74	0,74	0,76	0,77	0,75
<b>U1(TOT)</b>	2,66	2,57	2,55	2,41	2,38
<b>U2(TOT)</b>	1,72	1,68	1,68	1,60	1,58
<b>U3(TOT)</b>	1,73	1,67	1,69	1,61	1,58
<b>U4(TOT)</b>	1,90	1,87	1,86	1,80	1,80
<b>U5(TOT)</b>	1,70	1,65	1,65	1,59	1,57
<b>U6(TOT)</b>	2,62	2,52	2,62	2,44	2,39

Tabela 6.24: Resultados – Exemplo E – Preço US\$25,00/bbl

	ALTERNATIVAS				
	13	4	17	8	9
<b>Np</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	69.698	66.698	71.742	66.776	65.787
<b>NpAtE</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	47395	45.021	49.502	45.274	43.419
<b>VME</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	1504	1474	1341	1456	1361
<b>RiscoA</b> (US\$ 10 <sup>6</sup> )	1035	1000	962	1013	970
<b>RiscoB</b>	0,69	0,68	0,72	0,70	0,71
<b>U1(TOT)</b>	6,69	6,45	5,50	6,32	5,63
<b>U2(TOT)</b>	3,73	3,62	3,15	3,55	3,20
<b>U3(TOT)</b>	3,72	3,60	3,14	3,53	3,19
<b>U4(TOT)</b>	3,83	3,72	3,25	3,65	3,31
<b>U5(TOT)</b>	3,69	3,56	3,11	3,50	3,17
<b>U6(TOT)</b>	4,70	4,52	4,16	4,46	4,07

As Figuras 6.87, 6.88, 6.89 e 6.90 apresentam os gráficos elaborados para a análise de decisão a partir dos valores obtidos para o retorno (VME) associados aos valores de RiscoA, RiscoB, Np e investimento, com a atribuição de probabilidades para cada um dos três cenários financeiros (20% para o cenário com menor preço, 60% para o cenário com preço médio e 20% para o cenário com preço mais alto), resultando em uma combinação. Estes gráficos também formam um quadro muito adequado para a tomada de decisão por incorporar de forma bastante fiel o comportamento em relação aos objetivos adotado na elaboração do projeto.

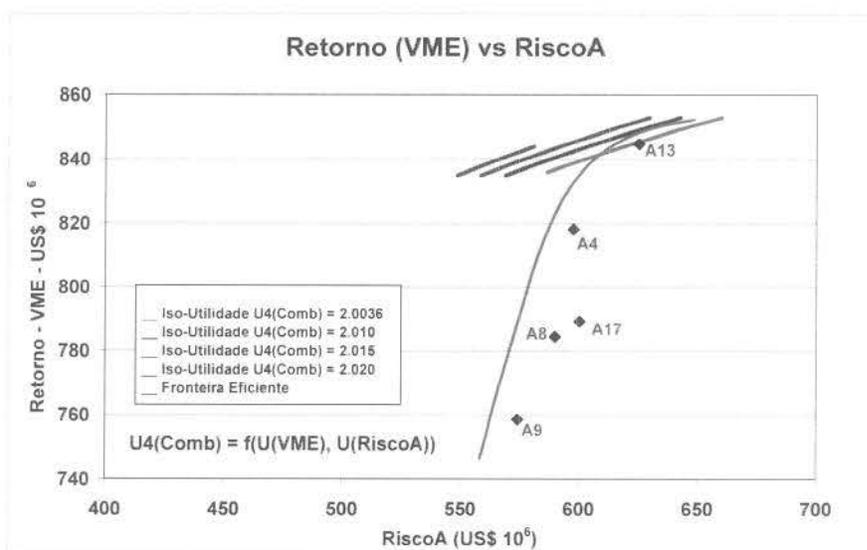


Figura 6.87: Exemplo E – Retorno (VME) vs RiscoA

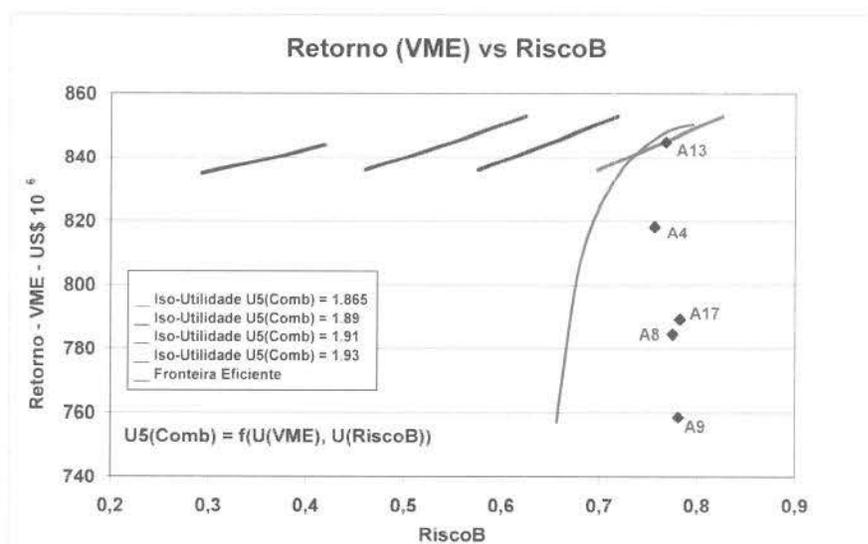


Figura 6.88: Exemplo E – Retorno (VME) vs RiscoB

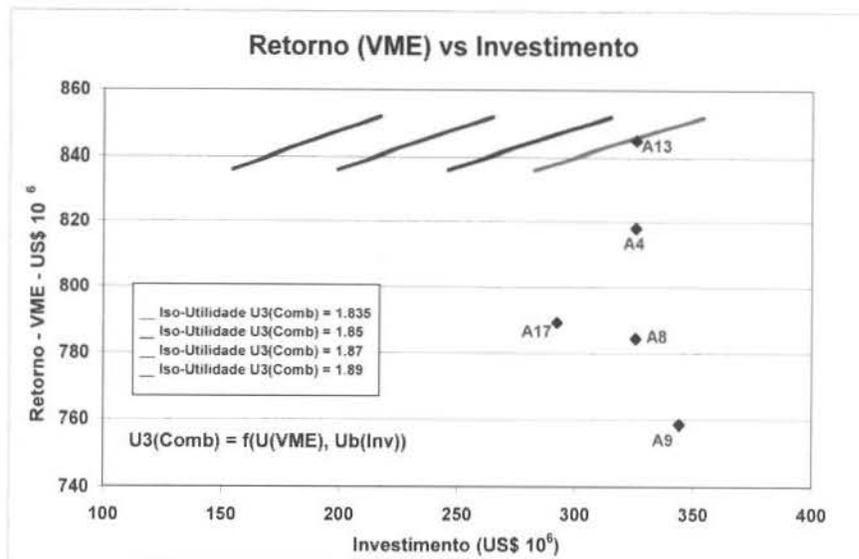


Figura 6.89: Exemplo E – Retorno (VME) vs Investimento

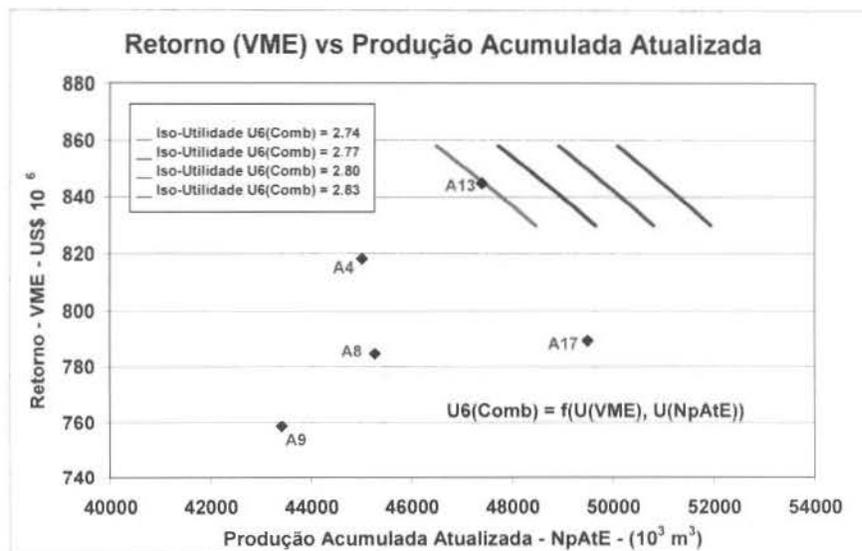


Figura 6.90: Exemplo D – Retorno (VME) vs NpAtualizada

Para o Exemplo E foi elaborada a Tabela 6.25, que apresenta os valores obtidos para os indicadores e modelos de função-utilidade (Np, VME, RiscoA, RiscoB, Investimento, U1(TOT), U2(TOT), U3(TOT), U4(TOT), U5(TOT) e U6(TOT)) obtidos para a combinação dos três cenários (tornam-se VME(Comb), RiscoA(Comb), RiscoB(Comb), Inv(Comb), U1(Comb), U2(Comb), U3(Comb), U4(Comb), U5(Comb) e U6(Comb)).

Tabela 6.25: Exemplo E – Resultados obtidos para Análise Conjunta

ANÁLISE CONJUNTA					
	Alternativa13	Alternativa4	Alternativa17	Alternativa8	Alternativa9
Número de Poços	39	39	33	39	40
Np (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	69.698	66.698	<b>71.742</b>	66.776	65.787
VME(Comb) (US\$ milhões)	<b>845</b>	818	789	784	759
Invest(Comb) (US\$ milhões)	326	326	<b>292</b>	326	344
RiscoA(Comb) (US\$ milhões)	625	597	600	590	<b>574</b>
RiscoB(Comb)	0,77	<b>0,76</b>	0,78	0,77	0,78
U1(Comb) f̂(U(VME),U(Inva))	<b>2,89</b>	2,80	2,70	2,69	2,61
U2(Comb) f̂(U(VME),U(Inva))	<b>1,83</b>	1,79	1,75	1,73	1,68
U3(Comb) f̂(U(VME),U(Inva))	<b>1,84</b>	1,79	1,76	1,74	1,69
U4(Comb) f̂(U(VME),U(Inva))	<b>2,00</b>	1,97	1,92	1,92	1,88
U5(Comb) f̂(U(VME),U(Inva))	<b>2,24</b>	2,21	2,13	2,13	2,09
U6(Comb) f̂(U(VME),U(Inva))	<b>2,73</b>	2,64	2,70	2,59	2,50

Analisando os valores da Tabela 6.25, a Alternativa 9 é a que apresenta menor risco e a Alternativa 13 proporciona os maiores valores de VME(Comb), U1(Comb), U2(Comb) e U3(Comb). A análise deve ser complementada pelas informações dos gráfico da análise de decisão. Estes gráficos indicam que a Alternativa 13 é consideravelmente melhor que as outras, encontrando-se mais próxima da fronteira eficiente.

## 6.6 Discussão dos Resultados

Esta seção apresenta alguns comentários gerais com base nos resultados obtidos após a aplicação da metodologia proposta aos cinco exemplos selecionados.

Para os casos selecionados neste trabalho verificou-se que para campos que apresentem distribuições razoavelmente homogêneas de permeabilidade e porosidade esquemas com diferentes espaçamentos proporcionam resultados bastante próximos. No entanto, a avaliação apropriada de reservatórios complexos, que apresentem anisotropias e heterogeneidades relevantes demanda a utilização de malhas mais densas, com espaçamentos iniciais menores entre os poços, de modo a identificar as zonas com maior potencial de recuperação, assim como as comunicações preferenciais e segmentações.

A execução seqüencial das Etapas A, B e C com as fases que compõem o procedimento mostrou-se bastante adequada para os cinco exemplos. Foram necessárias cerca de 8 simulações para a obtenção da estimativa ajustada para o número de poços em cada exemplo, cerca de 7 simulações para cada alternativa na execução da Fase 4 para cada exemplo e 9 simulações para a análise de risco geológico em cada exemplo. Esse número de simulações pode mudar para outros exemplos e objetivos mas pode-se afirmar que o número de simulações pode ser controlado de acordo com as características e importância do problema evitando um processo de otimização de estratégia ineficiente.

O processo proporcionou bons resultados com um custo computacional controlado. Os algoritmos das fases 3 e 4 foram eficientes para a obtenção de uma estimativa ajustada para o número de poços e para a definição dos parâmetros operacionais, considerando o indicador escolhido (VPL). Para estudos em que a função-objetivo estabelecida for outra estes algoritmos podem ser adaptados para que os máximos (ou mínimos) desta função-objetivo possam ser melhor determinados. Outro aspecto importante é que estas Etapas 3 e 4 podem ser automatizadas para acelerar o processo.

De uma forma geral observa-se que, para campos com distribuições homogêneas de permeabilidade e porosidade, o conjunto de alternativas obtido após a realização das

quatro primeiras etapas da metodologia apresentam diferentes números de poços e proporcionam valores muito próximos de produção acumulada ( $N_p$ ). Deste modo, a priorização destas alternativas deverá estar fundamentada nos critérios de antecipação de produção e Valor Presente Líquido.

A utilização de nove modelos representativos para a análise de risco atendeu aos objetivos estabelecidos para os cinco exemplos. No entanto, para reservatórios com maior grau de incerteza torna-se necessário construir um número maior de cenários geológicos e sempre considerar a experiência do geólogo na atribuição das probabilidades de ocorrência à estes cenários. A análise de risco geológico é muito importante em função da quantidade limitada de informações disponíveis relacionadas à modelagem geológica para a elaboração de planos de desenvolvimento.

Com relação a análise de sensibilidade ao cenário econômico, para os exemplos selecionados a utilização do preço do óleo como único atributo incerto foi adequada para demonstrar a metodologia para os exemplos do trabalho. No entanto, para alguns projetos pode ser necessário considerar diferentes modelos para outros parâmetros.

Um aspecto importante observado pelos resultados foi associar a análise de risco à análise de decisão. Para os cinco exemplos selecionados foi possível optar pela minimização do risco, maximização do retorno (maximização do VME) ou aplicar uma função-utilidade com uma modelagem que refletiu a priorização de interesses na elaboração do projeto para a escolha da alternativa.

Analisando os resultados obtidos para o Exemplo C pode-se afirmar que a maximização da função-objetivo VPL em projetos para o desenvolvimento de reservatórios com espessuras reduzidas está fortemente associada a minimização das probabilidades de ocorrência de uma chegada prematura de água. Os algoritmos para as Fases 3 e 4 do procedimento foram adequados para Deste modo, a otimização da distância ente os poços produtores e os poços injetores que os atendem, assim como o intervalo de completção destes poços.

Para os 5 exemplos estudados, a data de início da injeção e o cronograma para entrada em operação dos poços injetores são dois parâmetros que exercem um impacto bastante significativo na produção acumulada e no comportamento da função-objetivo. Eles são especialmente críticos para reservatórios mais complexos, que apresentem anisotropias e heterogeneidades significativas e/ou sistemas de falhas.

## Capítulo 7

### Conclusões e Recomendações

Este trabalho desenvolveu um novo procedimento para seleção de projetos de desenvolvimento integrada à análise de risco e à análise de decisão. As conclusões decorrentes da análise dos resultados obtidos para as aplicações descritas no Capítulo 4 serão apresentadas na primeira parte deste capítulo de fechamento enquanto as recomendações para a continuação e complementação do estudo realizado serão delineadas na seção seguinte.

#### 7.1 Conclusões

Foi proposto um procedimento para seleção de projetos para o desenvolvimento de campos de petróleo com características híbridas entre o processo manual baseado na experiência dos profissionais envolvidos e o processo automático proposto por alguns trabalhos na literatura. Este procedimento é dividido em etapas e, por isso, é flexível para aplicação em projetos com diferentes características, o que é importante devido aos aspectos diferenciados dos projetos de desenvolvimento de campos de petróleo.

O objetivo deste trabalho era mostrar a aplicação do procedimento proposto até a fase de análise de decisão (Fase 6), ficando para trabalhos futuros a otimização detalhada da estratégia escolhida nesta fase.

A análise dos resultados obtidos para o conjunto de exemplos propostos gerou ainda as seguintes conclusões:

- A aplicação do procedimento proposto para cada um dos cinco exemplos escolhidos atendeu aos critérios de precisão e custo computacional estabelecidos.
- A estruturação seqüencial proposta para o procedimento proporcionou o embasamento necessário ao processo evolutivo de tomada de decisões na elaboração de projetos conceituais.
- O procedimento de avaliação preliminar das características estruturais dos reservatório associada a um número restrito de simulações representativas na Fase 1 do procedimento mostrou-se adequado para a definição da geometria dos poços e da extensão destes para os cinco exemplos estudados.
- Com relação à fase 2, um aspecto determinante é a definição de um conjunto de espaçamentos iniciais adequado ao comprimento estabelecido para os poços e à malha proposta para o modelo de simulação. Este conjunto de espaçamentos deve proporcionar uma avaliação pertinente do potencial do campo com um custo computacional (associado ao número de iterações necessárias), de modo a viabilizar um quadro inicial de esquemas que serão otimizados e avaliados nas etapas posteriores da metodologia.
- Os resultados obtidos com a realização da fase 2 do procedimento para os exemplos selecionados também indicam que os esquemas com melhor desempenho apresentam um valor para a razão entre o número de poços produtores e de poços injetores em torno de 1 (1 poço injetor para cada poço produtor). Este aspecto é especialmente crítico para campos que apresentem óleo pesado.
- A abordagem implementada na Etapa 5 para análise de risco geológico, que consistiu em uma avaliação preliminar para a escolha dos atributos incertos e seleção do número requerido de cenários geológicos representativos seguida uma análise comparativa, que permitiu avaliar a atratividade das alternativas considerando estes cenários geológicos e identificar as mais robustas.
- A elaboração de uma abordagem individualizada para fase 7, que atenda a otimização dos parâmetros críticos na elaboração de um projeto, requer uma avaliação bastante criteriosa para o entendimento da atuação deste parâmetro no comportamento da função-objetivo e pode proporcionar uma melhora bastante significativa no quadro de soluções a ser apresentado para tomada de decisões.

- A definição de parâmetros operacionais em reservatórios com mecanismo de influxo de água deve ser fundamentada em uma avaliação apropriada da atuação de aquíferos de fundo ou lateral e da contribuição destes no comportamento destes aquíferos. Neste caso, a obtenção de bons resultados é fortemente dependente de um processo coerente para a modelagem destes aquíferos, devendo-se aplicar uma análise de incertezas ajustada aos atributos como a posição do aquífero e a sua extensão.
- Com relação aos reservatórios com mecanismo de gás em solução com áreas limitadas por falhas e/ou espessuras reduzidas, um aspecto crítico está associado à orientação estabelecida para as trajetórias dos poços. É necessária a definição de locações e trajetórias para o pares produtor-injetor segundo a orientação do sistema de falhas de modo a proporcionar uma maior eficiência de drenagem e minimizar a formação de cones de gás em produtores posicionados nas partes mais altas da estrutura e de cones de água nos poços completados nas partes mais baixas. Deve-se também considerar as incertezas associadas a efetividade da fratura e a comunicação da fratura.
- A qualidade dos resultados obtidos após a execução da análise de incertezas geológica na fase 5 é fortemente dependente do planejamento de experimentos para seleção do número de variáveis e do processo de seleção dos casos representativos. É importante que o número de atributos incertos e o processo mencionado para seleção de casos representativos estejam atendam aos critérios estabelecidos para uma análise comparativa pertinente na elaboração de um projeto.
- A escolha dos indicadores deve atender aos objetivos estabelecidos para o projeto, considerando sua complexidade e importância.
- O indicador produção acumulada atualizada deve ser utilizado apenas para a análise comparativa de alternativas que proporcionem VPL próximos. Neste caso ele permitirá identificar a alternativa que proporciona a maior antecipação da produção.
- A análise gráfica mostrou-se uma ferramenta bastante adequada tomadas de decisão considerando-se 2 indicadores simultaneamente.

- A elaboração das funções-utilidade deve observar o perfil do decisor em relação aos indicadores (considerando, por exemplo, os valores disponíveis para investimento, o risco aceitável ...), assim como as preferências relativas para estes indicadores.
- Ao se aplicar o procedimento aos 5 exemplos selecionados, verificou-se que para o Exemplo A, a decisão levará em conta as preferências relativas do decisor observando os indicadores utilizados e as funções-utilidades estabelecidas. No caso do Exemplo E verificou-se uma alternativa consideravelmente melhor no conjunto submetido à análise de decisão.

## 7.2 Recomendações para trabalhos futuros

Conforme mencionado em capítulos anteriores, a metodologia desenvolvida neste trabalho possui uma estrutura bastante flexível. Ela pode ser adaptada e complementada de modo a expandir o seu escopo e melhorar a qualidade do conjunto de soluções. Algumas recomendações para trabalhos futuros nesta linha de pesquisa serão apresentadas nos itens a seguir

- Os algoritmos de otimização utilizados nas fases 3 e 4 podem ser aperfeiçoados de modo a proporcionar uma avaliação mais completa do domínio estabelecido para a função-objetivo, identificando os máximos locais e buscando o ótimo global.
- Os procedimentos pode ser automatizados por meio de programas que funcionem como interface para uma utilização mais direta dos resultados de simulação para o cálculo da função-objetivo e classificação das alternativas.
- As fases 2, 3 e 4 podem ser adaptadas de modo a contemplar o uso de métodos de elevação artificial para os poços
- É interessante incorporar novas metodologias para análise de risco que proporcionem uma melhor avaliação do impacto exercido por estas.
- A inclusão de etapas para o refinamento do conjunto de soluções permitirá avaliar em maior detalhe o impacto de variáveis críticas para cada projeto em elaboração

## Referências Bibliográficas

Aanonsen, S. I., Eide A. L., Holden, L., *Optimizing Reservoir Performance under Uncertainty with Application to Well Location*, SPE 30710, 1995 Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, Outubro, 1995.

Bittencourt, A. C., *Optimizing Hydrocarbon Field Development Using a Genetic Algorithm Based Approach*, Petroleum Engineering Department, Stanford University, 1997, 154 P., PhD Thesis.

Beckner, B. L. and Song X., *Field Development Using Simulated Annealing – Optimal Economical Well Scheduling and Placement*, SPE 38895, 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, Outubro, 1997.

Bobar, A. R. *Reservoir Engineering Concepts on Well Spacing*, SPE 15338, Janeiro, 1985.

Clark, S. K., Tomlinson, C. W. and Royds, J. S., *Well Spacing - Its Effects on Recoveries and Profits*, AAPG, Fevereiro, 1994.

Costa, A. P. A. e Schiozer, D. J., *Treatment of geological Attributes in Risk Analysis Applied to the Appraisal Phase of Petroleum Fields*, Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, Junho, 2003.

Costa, A. P. A., Schiozer, D. J., *Treatment of Geological Attributes in Risk Analysis Applied to the Appraisal Phase of Petroleum Fields*. Canadian International Petroleum Conference, Junho, Calgary, Alberta, Canada, 2003.

Craig Jr., F. F., *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, The Henry L. Doherty Series Vol. 3, Third Printing, Dallas, Texas, 1980.

Crawford, P. B., *Factors Affecting Waterflooding Pattern Performance and Selection*, Journal of Petroleum Technology, Dezembro, 1960.

Cruz, P. S., Horne R. N., Deutsch C. V., *The Quality Map: A Tool for Reservoir Uncertainty Quantification and Decision Making*. SPE 56578, Outubro, 1999.

Damsleth et alli: Maximum Information at Minimum Costs, Journal of Petroleum Technology, 1992, pag. 1349-1356.

Ding, Z., Starzman, R. A., *A Software to Oil Field Facilities Investments Minimization*, SPE 28252, Agosto, 1994.

Grant, E. L., Ireson, W. G. *Principles of Engineering Economy*. New York: The Ronald Press Company, 1970, 640p.

Güyağüler, B., Horne R. N., Rogers, L. and Rosenzweig, J. J., *Optimization of Well Placement in a Gulf of Mexico Waterflooding Project*, SPE 63221, 2000 Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, Outubro, 2000.

Güyağuler, B., Horne R. N., *Uncertainty Assessment of Well Placement Optimization*, SPE 71625, Outubro, 2001.

Magalhães, T. C. B., *Influência de Restrições Operacionais na Definição de Estratégias de Produção*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2001, 161p. Dissertação (Mestrado).

Mezzomo, C. C., Schiozer, D. J., *Production System Optimization for a Petroleum Field* – Paper apresentado no 8º Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas – ENCIT, Outubro, 2000.

Nakajima, L., *Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2003, 128p. Dissertação (Mestrado).

Nakajima, L. e Schiozer, D. J., *Automated Methodology for Field Performance Optimization Developed with Horizontal Wells*, SPE 81031, SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port-of-Spain, Trinidad, West Indies, Abril, 2003.

Nakajima, L. e Schiozer, D. J., *Horizontal Well Placement Optimization Using Quality Map Definition*, Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, Junho, 2003.

Nakajima, L., Mezzomo, C. C., Schiozer, D. J. e Guilherme, I. R., *Determinação do Mapa de Qualidade de um Reservatório Utilizando Sistema Fuzzi*, 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Rio de Janeiro, Junho 2003.

Nepomuceno, F., Suslick, S. B., Walls, M., *Alocação de Recursos Financeiros em projetos de risco na exploração de Petróleo*, Natural Resources Research, N. Y., V. 8, nº3, p. 193-203 1999.

Nepomuceno, F., Suslick, S. B., *Alocação de Recursos Financeiros em projetos de risco na exploração de Petróleo*, RAE\_FGV, São Paulo, V. 40, nº1, p. 63-76, 2000.

Nystad, A. N., *Reservoir Economic Optimization*, SPE 13775, Fevereiro, 1985.

Pan, Y., Horne R. N., *Improved Methods for Multivariate Optimization of Field Development Scheduling and Well Placement Design*, SPE 49055, 1988 Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana, Outubro, 1998

Pedroso Jr., C. and Schiozer, D. J., *Optimizing Location of Wells in Field Development Using Reservoir Simulation and Parallel Computing (PVM)*, Rio Oil and Gas, 2000, Rio de Janeiro.

Prado, R. P. S., *Comparação entre Estratégias de Produção Utilizando Poços Verticais e Horizontais*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2003, 123p. Dissertação (Mestrado).

Santos, J. A. M., *Estudo da Influência da Estratégia de Produção em Análise de Risco de Projetos de E&P*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2002, 140p. Dissertação (Mestrado).

Santos, J. A. M., Schiozer, D. J. *Quantifying Production Strategy Impact in Risk Analysis of an E&P Project Using Reservoir Simulation*, 17<sup>th</sup> Reservoir Simulation Symposium, SPE 79679, Houston, TX, Fevereiro, 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, Outubro, 2004.

Schiozer, D. J. e Mezzomo, C. C., *Methodology for Field Development Optimization with Water Injection*, SPE 82021, SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, TX, Abril, 2003.

Steagall, D. E., *Análise de risco nas previsões de produção com simulação numérica de fluxo – Exemplo de um campo na fase de delimitação*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2001, 89p. Dissertação (Mestrado).

Steagall, D. E. e Schiozer, D. J., *Uncertainty Analysis in Reservoir Production Forecasts during Appraisal and Pilot Production Phase*, SPE 66399, 16<sup>th</sup> Reservoir Simulation Symposium, Dallas, TX, Fevereiro 2001.

Suslick, S., Furtado, R.,

Xavier, A. M., *Análise do valor da informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo*. Campinas; Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2004, 159p. Dissertação (Mestrado).

Willhite, G. P. Waterflooding, SPE Textbook Series Vol. 3, Second Printing, Richardson, Texas, 1986.

## Anexo 1

### Custos de Equipamentos, Plataformas e Serviços

O objetivo deste anexo é apresentar o conjunto de informações utilizadas para a definição de parâmetros econômicos inerentes às análises de viabilidade técnica e econômica na elaboração de projetos de desenvolvimento.

#### Sistemas de Produção

##### Custos de Sistemas de Produção

FSO C/ TURRET			
Capacidade (BPD)	30000	70000	100000
Custo Instalado (milhões US\$)	58	70	83
FPSO C/ TURRET (Sem facilidades de Produção)			
Capacidade (BPD)	30000	100000	150000
Custo Instalado (milhões US\$)	73	111	160

SEMISUBMERSÍVEL (sem facilidades de produção)			
Capacidade (BPD)	30000	100000	150000
Custo Instalado (milhões US\$)	73	111	160
TLP (sem facilidades de produção)			

Capacidade (BPD)	50000	100000	150000
Custo Instalado (milhões US\$)	110	188	247
JAQUETA (sem facilidades de produção)			
LDA (m)	70	100	150
Custo Instalado (milhões US\$)	15	25	66
CAISSON (sem facilidades de produção)			
LDA (m)	10	30	60
Custo Instalado (milhões US\$)	1.5	2.0	3.5

### Equipamentos, Serviços, Diversos e Aluguel de Plataforma

	Qg (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /dia)		
	Qo (bpd)		
	30000	90000	100000
	500	2000	3000
Equipamentos (M US\$)	1.540,00	2.700,00	3.280,00
Transferência e Separação Gás/Óleo	19.610,00	37.495,00	46.415,00
Compressão de Gás e Recup. de Vapor	300,00	510,00	640,00
Drenagem e Separação de Água Oleosa	2.000,00	3.000,00	3.000,00
Desidratação do Gás	1.000,00	2.000,00	2.000,00
Dessulfurização	1.000,00	2.710,00	2.710,00
Tratamento e Injeção de Água	1.360,00	1.360,00	1.360,00
Água de Resfriamento	500,00	800,00	1.000,00
Captção da Água do Mar	555,00	980,00	530,00
Água de Aquecimento e Forno	1.140,00	1.140,00	1.140,00
Ar Comprimido	100,00	180,00	180,00
Gás Combustível	500,00	500,00	500,00
Geração de Hipoclorito	350,00	600,00	680,00
Produtos Químicos para Gás e Óleo	500,00	700,00	700,00
Tocha e Vent	1.100,00	1.100,00	1.100,00
Salvagem	1.700,00	1.700,00	1.700,00
Proteção contra Incêndio	7.800,00	11.200,00	13.600,00

<b>Diversos</b>	<b>Porcentual do Equipamento</b>
Distribuição Elétrica e Iluminação	10%
Instrumentação	15%
Comunicação	2%
Tubulação	6%
Vent. E Ar condicionado (VAC)	2%
Outros	10%
Estruturas	0%

<b>Serviços</b>	<b>Percentual do Equipamento</b>
Construção e Montagem	20%
Assistência Técnica	1%

Aluguel de Plataformas	50.000 bpd	100.000 bpd
US\$/dia	100.000,00	160.000,00

### **Custos de Abandono de Poços em Plataformas**

Estes valores incidem no tempo de abandono do projeto. Em uma análise econômica estes custos devem ser descontados para o valor presente.

<b>Tipo de Plataforma</b>	<b>Custo de Abandono (milhões de dólares)</b>	<b>Lâmina de Água</b>
Caisson	0,5	Até 60 m
Jaqueta	1,0	Até 150 m
SS	2,0	Até 1500 m
FPSO	2,0	Até 1500 m
TLP	2,0	Superior a 1500 m
Poço Terrestre	0,08	-

