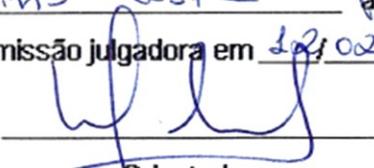


UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Desenvolvimento de Campos de Gás Natural
Sob Incertezas

Autor: Ivan José Martins Costa
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

02/10

<p>Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida por <u>Ivan José Martins Costa</u> aprovada pela comissão julgadora em <u>12/02/2010</u></p> <p> Orientador</p>
--

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

Desenvolvimento de Campos de Gás Natural Sob Incertezas

Autor: Ivan José Martins Costa
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

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

Dissertação de mestrado acadêmico 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 Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2010
S.P. – Brasil.

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

C823d Costa, Ivan José Martins
Desenvolvimento de campos de gás natural sob
incertezas / Ivan José Martins Costa. --Campinas, SP:
[s.n.], 2010.

Orientador: Denis José Schiozer.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências.

1. Incertezas. 2. Gás natural. 3. Simulação. 4.
Reservatórios. I. Schiozer, Denis José. II. Universidade
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia
Mecânica e Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Development of natural gas fields under uncertainties

Palavras-chave em Inglês: Uncertainties, Natural Gas, Simulation, Reservoir

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, Luiz Eraldo
Araújo Ferreira

Data da defesa: 12/02/2010

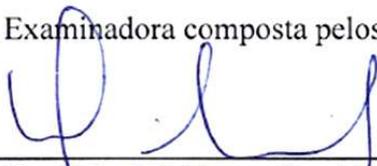
Programa de Pós Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
COMISSÃO DE PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Desenvolvimento de Campos de Gás Natural
Sob Incertezas

Autor: Ivan José Martins Costa
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer
Co-orientador:

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
DEP/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno
DEP/FEM/UNICAMP



Dr. Luiz Eraldo Araújo Ferreira
PETROBRAS / E&P / UN - BA

Campinas, 12 de fevereiro de 2010

Dedicatória

Dedico este trabalho a minha querida esposa Fernanda Aleixo, as minhas filhas Camila e Letícia que me apóiam e motivam a enfrentar novos desafios, e a quem desejo deixar bons exemplos.

Dedico também aos meus pais Francisco e Clívia que contribuíram para minha educação e formação.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a Deus por ter me dado saúde e forças para vencer todos os obstáculos encontrados nesta caminhada.

À Petrobras SA, pela liberação e suporte financeiro durante todo o período do mestrado.

À Unicamp, pela oportunidade e, aos professores, pelos conhecimentos transmitidos durante o curso.

Ao Professor Denis José Schiozer pela paciência e profissionalismo em todos os momentos.

Aos colegas Alice, Sônia, Délcio, Michelle e Giselle pelos apoios na biblioteca, na secretaria e na informática.

Aos colaboradores do UNISIM, Paulo Drummond, Ana Gaspar, Elaine, Guilherme, pelo apoio, em especial a Eliana Ligerio pelo seu profissionalismo, sua disponibilidade em ajudar sempre e pelos conselhos em discussões técnicas.

Aos amigos Augusto Amorim, Carlos Ribeiro, Darliane Leal, Hostilia Campos e Alberto Laranjeira pelo suporte durante este período de mestrado.

Aos colegas de estudo do DEP: André, Diogo, Ivan, Lúcia, Luiz Antônio e Márcio, pelas trocas de informações.

Ao meu amigo Guga pelos momentos de descontração e companheirismo incondicional.

Resumo

COSTA, Ivan José Martins, *Desenvolvimento de Campos de Gás Natural Sob Incertezas*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 139 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2010.

Neste trabalho procurou-se aplicar uma metodologia que permite estimar o risco envolvido e o valor da informação (VDI) em investimentos na fase de desenvolvimento de campos de gás natural. Para isto é necessário conhecer as características específicas da recuperação de reservatórios de gás natural, incertezas tanto geológicas como de mercado e também os riscos envolvidos na análise de decisão dos investimentos. Utilizou-se a metodologia desenvolvida por Xavier (2004) que foi elaborada e aplicada em campos de petróleo onde é utilizado o conceito de modelos geológicos representativos (MGR). Estes modelos são escolhidos através de gráficos diagnósticos que visam representar as variações de estratégias de produção utilizadas para maximizar uma função-objetivo escolhida; neste caso, o desempenho técnico-econômico dos projetos. Os resultados obtidos são aplicados em modelos de simulação numérica de escoamento, oriundos das combinações de atributos com incertezas e são representados graficamente por árvores de decisão. A aplicação é realizada em um campo de gás-condensado teórico na fase inicial de desenvolvimento. Os resultados demonstram que a metodologia é aplicável a campos de gás natural, mostrando o benefício da aquisição de informações no auxílio ao processo de tomada de decisão em investimentos e na definição de uma estratégia de produção com vistas à maximização do retorno financeiro.

Palavras Chave: Incertezas, Gás Natural, Simulação de Reservatórios

Abstract

COSTA, Ivan José Martins, *Gas Fields Developmment Under Uncertainties*, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 139 p. Dissertação de Mestrado.

This work studied the use of a methodology that allow calculate the risks and the value of information (VOI) in natural gas fields at initial stage of development. It is necessary to know the specific characteristics of recovery from a natural gas field, recognize uncertainties, both geological and the market and also the risks involved in investment decision analysis. The methodology used was developed by Xavier (2004) which was drawn up and implemented in oil fields, where it is used the concept of representative geological models (RGM), which are chosen through specifics graphics to represent different production plans. The optimum production patterns are studied at these models in order to maximize a given objective function. The results are applied in numerical simulation models outlets from combinations of various attributes with uncertainties, and are represented graphically by decision trees. The application is performed in a synthetic case using a gas-condensate field at the initial phase of development. The results show that the methodology is applicable in natural gas fields, showing the benefit of the acquisition of information helps the decision-making process in investments, to set a production strategy that maximizes the financial return.

Key words: Uncertainties, Natural Gas, Reservoir Simulation

Índice

Lista de Figuras.....	xvii
Lista de Tabelas	xxi
Nomenclatura	xxiii
1 Introdução	1
1.1 Justificativa/Motivação	5
1.2 Objetivos	6
1.3 Estrutura da dissertação	7
2 Fundamentação Teórica	9
2.1 Indústria do Gás Natural	9
2.1.1 Definições e medição de gás natural	9
2.1.2 Fontes de gás natural	10
2.1.3 Mercado do gás natural	11
2.1.4 Gasodutos	12
2.1.5 Contratos e Preços Internacionais	12
2.1.6 Consumo	14
2.1.7 Utilização do gás natural	14
2.2 Previsão de produção de reservatórios de gás natural	16
2.2.1 Reservatórios portadores de gás-condensado	16
2.2.2 Recuperação de reservatórios de gás natural	17
2.2.3 Previsão de desempenho e reservas de gás natural	20
2.2.4 Modelos de desenvolvimento	22
2.2.5 Simulação de reservatórios	23

2.3 Riscos e incertezas em projetos de desenvolvimento de campos de gás natural	24
2.3.1 Riscos e incertezas	24
2.3.2 Incertezas nas reservas e futuras descobertas de gás natural.....	25
2.3.3 Incertezas nos preços do gás natural	26
2.3.4 Incertezas de mercado do gás natural.....	27
2.3.5 Riscos na exploração e produção de gás natural.....	28
2.3.6 Risco político no comércio de gás natural.....	29
2.3.7 Risco de mercado	29
2.4 Valor presente líquido (VPL).....	30
2.5 Valor monetário esperado (VME).....	31
2.6 Árvore de decisão	32
2.7 Atributos críticos	34
2.7.1 Seleção dos atributos críticos.....	37
2.8 Curva de risco.....	38
2.9 Modelos geológicos representativos.....	41
2.10 Otimização da estratégia de produção	43
2.11 Análise de decisão	43
2.11.1 Valor da informação.....	47
2.11.2 Valor Esperado de Informação Perfeita	47
2.11.3 Valor Esperado de Informação Imperfeita	48
3 Revisão Bibliográfica	51
3.1 Análise de risco na exploração e produção de petróleo.....	51
3.2 Valor da informação (VDI).....	56
3.3 Análise de risco aplicada a campos de gás	61
3.4 Comentários	63
4 Metodologia	65
4.1 Etapas da metodologia:.....	66
4.1.1 Etapa 1: Definição das Incertezas	66
4.1.2 Etapa 2: Modelo Base.....	66
4.1.3 Etapa 3: Análise de Sensibilidade	67
4.1.4 Etapa 4: Árvore de Derivação	67

4.1.5 Etapa 5: Curva de Risco	67
4.1.6 Etapa 6: Aquisição de Informação	68
4.1.7 Etapa 7: Árvore de Decisão	68
4.1.8 Etapa 8: Seleção dos Modelos Geológicos Representativos (MGR)	69
4.1.9 Etapa 9: Otimização das Estratégias de Produção dos MGR	70
4.1.10 Etapa 10: Cálculo do Valor Monetário Esperado sem Informação	71
4.1.11 Etapa 11: Cálculo do Valor Monetário Esperado com Informação	71
4.1.12 Etapa 12: Cálculo do Valor de Informação	72
4.2 Análise de sensibilidade econômica	72
5 Aplicações	75
5.1 Descrição do modelo geológico	77
5.2 Descrição do modelo de fluxo	78
5.3 Premissas para o desenvolvimento do campo	81
5.4 Modelo econômico	82
5.5 Definição dos atributos com incertezas	83
5.6 Definição da estratégia de produção ótima para o caso base	86
5.6.1 Definição do preço de venda do gás natural	88
6 Resultados e Discussão	89
6.1 Análise de sensibilidade	89
6.2 Exemplo 1	91
6.2.1 Composição da árvore de derivação e curva de risco	91
6.2.2 Transformação da árvore de derivação em árvore de decisão	93
6.2.3 Escolha dos modelos geológicos representativos (MGR)	94
6.2.4 Otimização dos modelos geológicos representativos	96
6.2.5 Cálculo do valor da informação	96
6.2.6 Análise da estratégia de produção que maximiza o VME de cada grupo	98
6.3 Verificação do preço mínimo de venda do gás natural	101
6.4 Exemplo 2	102
6.4.1 Perfuração nos blocos 1 e 3 determinação do contato gás/água	103
6.4.1.1 Composição da árvore de decisão:	103
6.4.1.2 Escolha dos modelos geológicos representativos (MGR)	104

6.4.1.3 Otimização das estratégias de produção dos MGR selecionados	106
6.4.1.4 Cálculo do valor da informação	108
6.4.2 Perfuração no bloco 1 e determinação do contato gás/água	111
6.4.2.1 Composição da árvore de decisão:	111
6.4.2.2 Escolha dos modelos geológicos representativos (MGR)	113
6.4.2.3 Otimização das estratégias de produção dos MGR selecionados	114
6.4.2.4 Cálculo do valor da informação	114
6.5 Plano de desenvolvimento	116
6.5.1 Hipótese 1: Existência de gás natural no bloco 2.....	116
6.5.2 Hipótese 2: Existência de gás natural nos blocos 1 e 2.....	119
6.5.3 Hipótese 3: Existência de HC nos blocos 2 e 3	121
6.5.4 Hipótese 4: Existência de HC nos blocos 1, 2 e 3.....	123
7 Conclusões e Recomendações	125
7.1 Conclusões	125
7.2 Recomendações	126
Referências Bibliográficas	128
Apêndice A – Modelagem do Fluido:	134
Apêndice B – Curvas de Permeabilidade Relativa:	138
Pontos Terminais:	138
Sistema Gás-Óleo:	138
Sistema Óleo-Água:.....	139

Lista de Figuras

Figura 1.1: Matriz energética no Brasil (fonte: BEN, 2009).....	2
Figura 1.2: Previsão da Matriz energética no Brasil em 2030 (fonte: PEE, 2009)	3
Figura 1.3: Previsão de demanda decenal 2008-2017do gás natural (fonte: PDE)	3
Figura 2.1: Envelope de fases típico de um campo de gás-condensado (Ahmed, 2001).....	17
Figura 2.2: Gás residual em função da atuação do aquífero (adaptado de Ikoku, 1984).....	18
Figura 2.3: Período produtivo típico de um campo de gás natural (adaptado de Ikoku, 1984)	22
Figura 2.4: Fluxo de caixa típico de um projeto de petróleo (Ravagnani, 2008).	31
Figura 2.5: Ilustração do cálculo da árvore de decisão (adaptado de Mian, 2002)	34
Figura 2.6: Integração das incertezas na análise de risco (Schiozer <i>et al.</i> , 2004)	35
Figura 2.7: Exemplo de discretização de função densidade de probabilidade (Xavier, 2004).	36
Figura 2.8: Exemplo de diagrama tipo Tornado (Hayashi, 2006)	37
Figura 2.9: Curvas de risco hipotéticas (adaptado de Xavier, 2004).....	39
Figura 2.10: Curvas de risco hipotéticas (adaptado de Xavier, 2004)	39
Figura 2.11: Distribuição de probabilidades de dois projetos de investimento (Hayashi, 2006).....	40
Figura 2.12: Exemplo de distribuição de reservas (Demirmen, 2007).	41
Figura 2.13: Seleção de modelos geológicos representativos (Schiozer <i>et al.</i> , 2004).....	42
Figura 2.14: Escolha de modelos geológicos representativos (Schiozer <i>et al.</i> , 2004).....	42
Figura 2.15: Ciclo de análise de decisão. (Adaptado de Mian, 2002)	44
Figura 4.1: Transformação da árvore de derivação em decisão. (Xavier, 2004).....	68
Figura 5.1. Mapa de saturação destacando os blocos e seção estrutural AB.	75
Figura 5.2. Seção estrutural AB, ilustrando as rochas reservatórios e folhelhos.	76
Figura 5.3: Divisão dos Reservatórios baseada na análise de perfis (Poço NA-1)	77
Figura 5.4: Mapa de porosidade do Reservatório R1.	78

Figura 5.5: Mapa de saturação original do campo.....	80
Figura 5.6: Classificação das imagens do atributo Modelo Sedimentar pelo VPL	84
Figura 5.7: Produção de gás natural do modelo base em função dos níveis de incerteza.....	87
Figura 6.1: Análise de sensibilidade – funções objetivo: VPL e Gp	90
Figura 6.2: Árvore de derivação com os parâmetros selecionados na análise de sensibilidade.....	92
Figura 6.3: Curvas de Risco sem e com perfuração no bloco 3	93
Figura 6.4: Transformação da árvore de derivação em decisão com a definição dos grupos	94
Figura 6.5 (a): Seleção dos MGR a partir da função-objetivo FRg.....	95
Figura 6.5 (b): Seleção dos MGR a partir da função-objetivo Gp.....	95
Figura 6.6: Otimização da estratégia de produção dos MGR selecionados.	96
Figura 6.7: Curvas de produção do campo das estratégias dos MGR0 e MGR5	99
Figura 6.8: Vazão de gás do Grupo 2 com a estratégia otimizada do MGR5	100
Figura 6.9: Curva de risco de perfuração no bloco 3 para diversos preços de venda.....	102
Figura 6.10: Definição dos grupos para cálculo do VDI	104
Figura 6.11(a): Seleção dos MGR em função do fator de recuperação de gás.	105
Figura 6.11(b): Seleção dos MGR em função da produção acumulada de gás.	106
Figura 6.12: Otimização das estratégias de produção em função do VPL.....	107
Figura 6.13: Otimização das estratégias de produção do MGR 10	107
Figura 6.14: Curvas de risco sem e com informação	110
Figura 6.15: Definição dos grupos para cálculo do VDI	112
Figura 6.16 (a): MGR selecionados, VPL <i>versus</i> FRG.....	113
Figura 6.16 (b): MGR selecionados VPL <i>versus</i> Gp	114
Figura 6.17: Curvas de risco sem e com informação	116
Figura 6.18: Localização dos poços perfurados na hipótese 1	117
Figura 6.19: Seção estrutural passando pelo poço VDI-3 (hipótese 1).....	117
Figura 6.20: Curvas de produção de fluidos da hipótese 1	118
Figura 6.21: Localização dos poços perfurados na hipótese 2	119
Figura 6.22: Seção estrutural passando pelo poço VDI-4 (hipótese 2).....	120
Figura 6.23: Curvas de produção de fluidos da hipótese 2	120
Figura 6.24: Localização dos poços perfurados na hipótese 3	121
Figura 6.25: Seção estrutural passando pelo poço VDI-6 (hipótese 3).....	122

Figura 6.26: Curvas de produção de fluidos da hipótese 3	122
Figura 6.27: Localização dos poços perfurados na hipótese 4	123
Figura 6.28: Seção estrutural passando pelo poço VDI-6 (hipótese 4).....	124
Figura 6.29: Curvas de produção de fluidos da hipótese 4	124
Figura B.1: Curvas de Kr do sistema gás-óleo	138
Figura B.2: Curvas de Kr do sistema óleo-água.....	139

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Cálculo do VME para o prospecto de perfuração de um poço (Mian, 2002)	32
Tabela 5.1: Propriedades médias dos reservatórios	78
Tabela 5.2: Composição do fluido utilizada na regressão.....	79
Tabela 5.3: Volumes originais <i>in situ</i>	81
Tabela 5.4: Parâmetros econômicos adotados para o cálculo dos VPL.....	82
Tabela 5.5: Atributos, divisão dos níveis de incerteza e probabilidades de ocorrência.....	86
Tabela 5.6: Evolução do VPL em função da variação do preço de venda do gás.....	88
Tabela 6.1: Atributos críticos com seus níveis de incerteza e probabilidades selecionados pela análise de sensibilidade	90
Tabela 6.2: Valores máximos de VME utilizados no cálculo do VDI.....	97
Tabela 6.3: Níveis de incerteza dos MGR analisados no Grupo1	98
Tabela 6.4: Cálculo do Valor da Informação em função da variação do preço de venda do gás.	101
Tabela 6.5: MGR oriundos dos diversos grupos	105
Tabela 6.6: VME de cada grupo obtido pelas diversas estratégias de produção.....	109
Tabela 6.6 (continuação): VME de cada grupo obtido pelas diversas estratégias de produção...	109
Tabela 6.7: MGR oriundos dos diversos grupos	113
Tabela 6.8: VME de cada grupo obtido pelas diversas estratégias de produção.....	115
Tabela 6.9: Volumes de hidrocarbonetos <i>in situ</i> (hipótese 1)	118
Tabela 6.10: Cronograma de perfuração da hipótese 1.....	118
Tabela 6.11: Volumes de hidrocarbonetos <i>in situ</i> (hipótese 2)	119
Tabela 6.12: Cronograma de perfuração da hipótese 2.....	119
Tabela 6.13: Volumes de hidrocarbonetos <i>in situ</i> (hipótese 3)	121
Tabela 6.14: Cronograma de perfuração da hipótese 3.....	121

Tabela 6.15: Volumes de hidrocarbonetos <i>in situ</i> (hipótese 4)	123
Tabela 6.16: Cronograma de perfuração da hipótese 4.....	123
Tabela A.1: Composição do fluido nas condições e reservatório.....	134
Tabela A.2: Composição do fluido utilizada na regressão.....	135
Tabela A.3: Simulação do Teste de Separação a 245 psia e 4,22°C.....	136
Tabela A.4: Regressão na Expansão à Composição Constante.....	136
Tabela A.5: Regressão na Depleção à Volume Constante.....	137
Tabela A.6: Regressão na Depleção à Volume Constante.....	137
Tabela B.1: Saturação de água inicial de cada nível de incerteza de K_r	138

Nomenclatura

Abreviações

API	Medida de densidade dos fluidos
Aquif	Atributo referente à atuação do aquífero
Bloco	Atributo referente à ocorrência de hidrocarboneto
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
DSS	<i>Decision Support System</i>
EOR	Métodos para aumento da recuperação de óleo
FR	Fator de recuperação
FRG	Fator de recuperação de gás
FRO	Fator de recuperação de óleo
GLP	Gás liquefeito de petróleo
GNL	Gás natural liquefeito
Gp	Produção acumulada de gás
GWC	Profundidade do contato gás/água
Kr	Permeabilidade relativa
Krg	Permeabilidade relativa ao gás
Kro	Permeabilidade relativa ao óleo
Krw	Permeabilidade relativa à água
Kz	Permeabilidade vertical
MAI	Módulo de análise de risco e incerteza
MGR	Modelo geológico representativo
Msed	Modelo sedimentar
Np	Produção acumulada de óleo
P (X)	Probabilidade
PE	Participação especial
TMA	Taxa mínima de atratividade
Tr	Atributo referente a transmissibilidade nas falhas estruturais

UNISIM	Grupo de Pesquisa em Simulação Numérica de Reservatórios
UPGN	Unidade de processamento de gás natural
VDI	Valor da informação
VE	Valor esperado
VME_{CI}	Valor monetário com informação
VME_{SI}	Valor monetário sem informação
VPL	Valor presente líquido
Wp	Produção acumulada de água

.....

Siglas

AAPG	<i>American Association of Petroleum Geologist</i>
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>
WPC	<i>World Petroleum Council</i>

Capítulo 1

Introdução

Segundo historiadores, as primeiras aplicações do gás natural foram implementadas pelos chineses durante o período referenciado com o “Reinado dos Combatentes” (475 a.C.). Aristóteles (384 a.C.) também reportou sobre a utilização do gás natural (Masseron, 1990). Entretanto, assim como no caso do petróleo, a indústria do gás natural nasceu nos Estados Unidos da América, na segunda metade do século XIX. Desde o início, os produtores tenderam a buscar mercados no setor industrial, chocando-se com os produtores de carvão. Diferente dos fabricantes de gás manufaturado, cuja matéria-prima era o carvão, a penetração do gás natural deveria fazer-se através da substituição do próprio carvão. O gás manufaturado, usado na iluminação das principais cidades do mundo durante o século XIX foi um produto da Primeira Revolução Industrial. A construção das redes para sua distribuição coincidiu com o crescimento das cidades e com a necessidade de um sistema de iluminação pública mais eficaz. Quando irrompeu a eletricidade, o gás manufaturado foi deslocado para uso doméstico, cozinha e aquecimento (Santos *et al.*, 2002).

A passagem do gás manufaturado ao gás natural implicou na criação de toda uma nova infra-estrutura, bem como no desenvolvimento de novos métodos de manuseio, distribuição e comercialização do produto. Até o início da década de 1930, estes métodos foram aperfeiçoados, culminando com a introdução de gasodutos de aço com soldas longitudinais. Este fato propiciou a expansão da indústria do gás natural em maior velocidade, passando do uso nos mercados vizinhos aos campos produtores ao comércio interestadual. Posteriormente, durante a Segunda Guerra Mundial foi criada a rede de transporte nacional através da interligação dos gasodutos interestaduais já existentes (Santos *et al.*, 2002).

É bem conhecido que no século dezenove, a fonte de energia utilizada na revolução industrial na Europa foi o carvão. Já no século vinte, o óleo foi a principal fonte de energia primária para o crescimento econômico global. A demanda por energia no mundo é sempre crescente e sua interrupção é uma grande preocupação geral. O modo mais natural e imediato de evitar uma escassez crônica seria expandir o suprimento de energia e mover a principal fonte de energia de óleo para gás natural e, eventualmente, para hidrogênio. Gás natural é o único combustível que é superior às outras fontes de energia não apenas quanto à atratividade econômica, mas também quanto à minimização dos problemas ambientais. No final do século passado, o gás natural ultrapassou o carvão ficando como a segunda fonte de energia, atrás apenas do óleo. No ano 2000, o consumo total de energia no mundo estava próximo a 400×10^{15} BTU (*British Thermal Unit*). Deste valor, o óleo contava com 39%, enquanto que o gás natural e o carvão contavam com 23% e 22% respectivamente (Guo 2005).

Há muitos anos, o gás natural contribui significativamente na matriz energética de vários países da Europa, dos Estados Unidos e de alguns países da América Latina, destacando-se a Argentina. No Brasil, a participação do gás natural na matriz energética vem crescendo continuamente e, de acordo com dados registrados no Balanço Energético Nacional (Ministério das Minas e Energia), a sua parcela passou de 5,7 % no ano 2000 para 9,3% em 2007. A Figura 1.1 mostra as diversas fontes de energia em 2008.

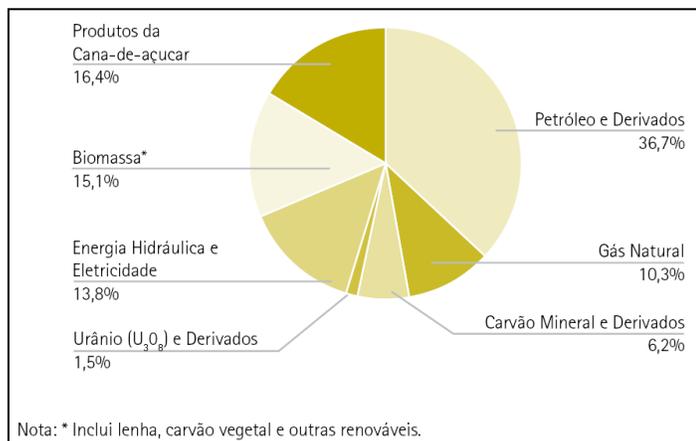


Figura 1.1: Matriz energética no Brasil (fonte: BEN, 2009)

De acordo com o Plano de Expansão de Energia (PEE) de 2006 a 2030 do Ministério das Minas e Energia, com os projetos a serem implantados, o gás natural ocupará a terceira posição na matriz, como mostra a Figura 1.2.

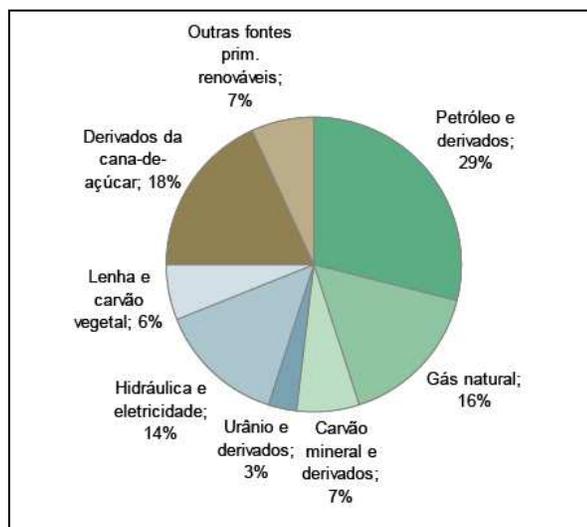


Figura 1.2: Previsão da Matriz energética no Brasil em 2030 (fonte: PEE, 2009)

A demanda de gás natural em 2008 alcançou 58 milhões de m^3std/d a $9400 \text{ kcal}/m^3std$ sendo este valor abastecido com 52% da produção nacional e 48% importado da Bolívia. Foram instalados em 2009 dois terminais marítimos de regaseificação de gás natural nos estados do Ceará e do Rio de Janeiro, com capacidades de operação de 7 e 20 milhões de m^3std/d respectivamente, o que proporcionará maior interligação e flexibilidade na rede de transporte e de distribuição do gás, bem como para importação de outros países. A Figura 1.3 mostra a previsão decenal 2008 a 2017 da demanda do gás natural para o cenário de consumo de 5 GW da malha integrada (excluindo a região Norte), considerado o mais provável pelo Ministério das Minas e Energia. Observa-se que a partir do ano de 2013 haverá necessidade de novas descobertas para cobrir a curva total de demanda (soma das áreas).

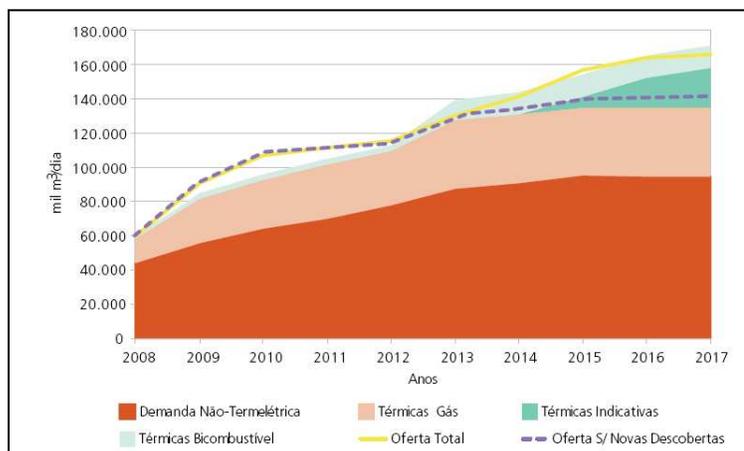


Figura 1.3: Previsão de demanda decenal 2008-2017 do gás natural (fonte: PDE)

De acordo com Davison *et al.* (1988), a atitude dos potenciais parceiros no desenvolvimento do gás natural pode ser influenciada pelos tipos de agentes envolvidos nos setores da indústria do gás, tanto da área de produção e processo, denominado *upstream*, quanto do setor de distribuição, chamado *downstream*. As atividades de exploração e produção de gás natural fazem parte de uma indústria de recursos minerais com os problemas inerentes de risco exploratório. Por outro lado, a distribuição do gás é essencialmente uma utilidade pública, que abastece o parque de geração de energia. Esta fonte de energia compete com a eletricidade nos setores comercial, residencial e industrial. Os problemas dos setores *upstream* e *downstream* são de naturezas diferentes, assim como os agentes envolvidos. Além disso, seus desenvolvimentos são interdependentes e devem ser planejados e implementados em conjunto. Desde que estes dois agentes normalmente são Companhias Internacionais e Agências Governamentais, os problemas resultam do relacionamento entre as companhias e o governo.

As companhias devem reconhecer que os governos buscam atingir múltiplos objetivos que são alvo de diversas pressões políticas. Por outro lado, o governo deve reconhecer a importância de uma posição unificada nas questões do gás. A diversidade de interesses e um grande número de ministérios e agências que precisam ser envolvidas direta e indiretamente no desenvolvimento de projeto de gás causam problemas tanto para o relacionamento entre governo e companhias quanto para o planejamento do projeto.

Em uma análise geral, companhias de petróleo são simplesmente empreendimentos comerciais cujo objetivo principal é gerar lucro. Os motivos para obtenção de lucros podem variar, e também podem aparecer outros objetivos, por exemplo: uma empresa pode enfatizar seu desejo de crescimento em um determinado mercado ou aumentar sua quota de participação em outro tipo de mercado. Mas crescimento não pode ser sustentado sem lucros, e perseguir uma maior fatia de mercado, embora possa ocasionalmente evitar um crescimento imediato nos lucros devido a perdas de estratégia de preço, é um investimento de longo prazo (Davison *et al.*, 1988).

A produção de um campo de gás não pode iniciar até que seja assinado um contrato de venda de gás. A situação ideal é que se tenha conhecimento dos parâmetros básicos requeridos para se determinar o padrão de desenvolvimento ótimo do campo, tais como: modelo geológico, fonte de energia do reservatório (mecanismos de produção atuantes), número de poços e respectivas produtividades. Entretanto, é impossível a obtenção de conhecimento detalhado

desses parâmetros antes do início da produção comercial. Então, o planejamento do padrão de desenvolvimento de um campo de gás em conjunto com um contrato de venda de gás é cercado de muitas incertezas.

Na geração de lucros nos negócios é inerente a presença de riscos. O sucesso de uma companhia depende de certo equilíbrio entre as recompensas potenciais e os riscos envolvidos para a obtenção desses lucros. Grandes lucros podem resultar de um risco calculado, mas ao mesmo tempo a companhia não deve se expor em demasia. É uma regra geral que se aplica a corporações e a investimentos particulares. Hoje em dia, muitas companhias são mais avessas ao risco que no passado e isso governa as decisões de investimento.

Numa grande companhia um método de redução do risco é a diversificação dos negócios. Neste contexto, o desenvolvimento de reservas de gás proporciona uma boa opção para companhias de petróleo. A diversificação pode estar relacionada com a distribuição espacial (diferentes regiões do país ou do mundo) ou com a diversificação das atividades, tais como: nuclear, eólica, combustíveis alternativos: álcool ou biodiesel. Os dois tipos de diversificação resultam em oportunidades para as companhias de petróleo, que utilizam seu conhecimento e habilidades tradicionais em exploração e tem a possibilidade de expansão para uma atividade alternativa: produção de gás natural visando geração de energia.

Além dos riscos econômicos e políticos, as empresas enfrentam os riscos inerentes a atividade de exploração e produção dos campos de petróleo ou gás natural, tais como: existência de acumulações de hidrocarboneto; volumes de reservas; definição de contatos entre fluidos; modelo estrutural ou modelo deposicional. Este risco, que está relacionado aos estudos envolvidos na fase de desenvolvimento, pode ser reduzido pela obtenção de informações adicionais que podem diminuir ou até mesmo remover determinada incerteza. Contudo, a aquisição de novas informações está diretamente associada a um custo. Assim deve-se verificar se a obtenção da informação é relevante e possibilita a eliminação completa ou incompleta (redução) da incerteza.

1.1 Justificativa/Motivação

Produções de óleo e de gás natural não diferem apenas por causa das diferenças de propriedades físicas e instalações de superfície, mas também em virtude de razões econômicas. A

produção oriunda de um reservatório de gás é diretamente relacionada a um mercado, então as características físicas do reservatório nem sempre determinam o melhor padrão de depleção porque o mercado deve estar apto a receber o gás.

Nos investimentos em recursos de gás natural, os períodos de retorno econômico são longos, por esta razão são utilizados, frequentemente, pontos de corte altos para a taxa de retorno aceitável, ou alta taxa de desconto. Isso se deve aos riscos específicos dessa atividade, tais como: risco político, de mercado e de comércio, além do risco exploratório que é inerente à exploração e produção de recursos minerais.

Assim, para campos de gás existe uma relação estreita entre produção e fases de mercado, o que envolve análise de risco, objetivos, premissas, modelos e análise de decisão.

Apesar do contínuo incentivo e aumento da participação do gás natural na matriz energética do Brasil, e também das projeções de crescimento de demanda de mercado, existem poucos trabalhos relacionados à análise de risco na fase de desenvolvimento de campos de gás natural. A grande maioria utiliza simplificações, tais como: curvas de declínio de produção ou balanço de materiais (P/Z versus G_p) onde as equações analíticas proporcionam resultados satisfatórios, porém não consideram possíveis variações nas estratégias de produção. Em alguns casos estas simplificações são decorrentes da pouca disponibilidade de dados, resultando a utilização de um número elevado de variáveis. Outro fator, ainda hoje citado, é o esforço computacional elevado. Porém, para alguns tipos de fluido, tal como gás-condensado, torna-se imperativo o uso de simuladores composicionais para evitar previsões de produção que levem ao dimensionamento subestimado das instalações, e conseqüentemente, perdas de receita ou decisões incorretas quanto ao melhor projeto de desenvolvimento do campo de gás natural.

1.2 Objetivos

Neste trabalho, busca-se gerar um plano de desenvolvimento para um campo portador de gás-condensado, utilizando a metodologia proposta por Loschiavo (1999) e aprimorada por Steagall (2001) e por Costa (2003) para quantificar e mitigar os riscos de reservatórios. Também objetiva-se aplicar a metodologia proposta por Xavier (2004) para a determinação do valor da informação para comprovação de volumes *in situ* adjacentes.

As principais metas desta dissertação são discriminadas abaixo:

- 1) Avaliar a importância relativa das incertezas de reservatório, tais como transmissibilidade entre blocos, volumes de gás natural *in situ*, contato gás/água, e parâmetros petrofísicos regionais, na mitigação de risco do caso estudado;
- 2) Usar os conceitos de Valor da Informação no processo de análise de decisão para o desenvolvimento de campos de gás natural;
- 3) Elaborar uma proposta de desenvolvimento para um campo de gás natural, na fase de desenvolvimento considerando as incertezas e riscos de reservatórios envolvidos.

1.3 Estrutura da dissertação

Este trabalho está estruturado em sete capítulos. No Capítulo 1 é descrita uma introdução ao tema a ser estudado, a sua motivação, os objetivos e a estrutura da dissertação. O Capítulo 2 apresenta os conceitos básicos importantes e necessários para a fundamentação teórica deste trabalho. No Capítulo 3 é apresentada uma revisão bibliográfica com os trabalhos principais relacionados com os assuntos abordados.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia adotada para a execução do trabalho proposto. O Capítulo 5 descreve a aplicação da metodologia e das técnicas descritas nos capítulos anteriores em um campo de gás natural sintético, elaborado a partir de dados disponíveis de um campo escola, adicionando-se os dados de fluido de um campo de gás-condensado real.

No Capítulo 6, são apresentados os resultados e análises da aplicação da metodologia. Finaliza-se com o Capítulo 7 onde são apresentadas as conclusões e recomendações deste trabalho.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

O objetivo deste capítulo é mostrar uma revisão dos conceitos necessários dos componentes que fazem parte das metodologias de análise de risco e de valor da informação, bem como dos fatores mais importantes para o desenvolvimento de campos de gás natural, em especial com reservatórios portadores de gás-condensado.

2.1 Indústria do Gás Natural

2.1.1 Definições e medição de gás natural

Gás natural é uma subcategoria do petróleo de ocorrência natural, composta de uma mistura complexa de hidrocarbonetos, com quantidades de componentes inorgânicos (Guo, 2005). Geólogos e químicos estão de acordo que petróleo origina-se de plantas e animais que ficaram acumulados no fundo do mar ou lagos em conjunto com sedimentos que formam as rochas sedimentares. O processo pelo qual a matéria orgânica original é convertida em petróleo não é bem entendido. Os fatores que contribuem podem ser ação bacteriana, pressão durante compactação, calor, destilação natural em profundidade, possível adição de hidrogênio de fontes profundas, presença de catálise e tempo (Allison e Palmer, 1980, Apud Guo, 2005).

A composição típica de gás natural indica o metano como principal componente da mistura. Os componentes inorgânicos, tais como nitrogênio, dióxido de carbono e compostos sulfídricos, não são desejáveis, pois não são combustíveis e causam corrosão e outros problemas nos sistemas de produção e de processamento de gás. Dependendo da composição e especialmente do conteúdo inorgânico, o valor do poder calorífico varia de 26×10^6 Joule/m³ a 60×10^6 Joule/m³. Este valor mede a capacidade de geração de energia desta fonte.

2.1.2 Fontes de gás natural

Guo (2005) descreve as possíveis ocorrências de gás natural:

- Gás natural convencional pode ser tanto gás associado quanto não associado. O associado pode estar dissolvido no óleo cru, podendo também ser encontrado livre em contato com óleo. Gás não associado é encontrado em reservatórios que contêm uma quantidade mínima de óleo cru. Alguns gases são chamados gás-condensado ou simplesmente condensados, que, embora ocorram na fase gasosa nas condições de pressão e temperatura dos reservatórios, possuem uma quantidade de hidrocarbonetos líquidos, os quais são liberados com a queda de pressão e temperatura durante o processo de produção (elevação e separação). Na literatura é comum encontrar no mesmo campo poços classificados como poços de gás, poços de condensado e poços de óleo. Os poços de gás são aqueles com razão gás-óleo de produção (RGO) maior que $18.000 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$, os poços de condensado podem ter RGO variando no intervalo de $1.000 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$ a $18.000 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$ e conseqüentemente os poços de óleo apresentam RGO menor que $1.000 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$.
- Gás em arenitos de baixa permeabilidade (*tight sands*) é encontrado em formações com permeabilidades de 0,001 a 1 milidarcy (md). Estas formações geralmente são candidatas a métodos convencionais de fraturamento e de completação;
- Gás em folhelhos (*tight shale*) é encontrado em vários estados na parte leste dos EUA. O folhelho é geralmente físsil, finamente laminado e com multicor mas predominantemente preto, marrom e cinza-esverdeado. Análises de testemunho mostram que o folhelho pode ter até 12% de porosidade, entretanto a permeabilidade é comumente menor que 1 md. A produção é controlada por fraturamentos naturais e adicionalmente pela junção de planos compostos por camadas (Ikoku, 1984);
- Metano de carvão é o gás oriundo de carvão extraído de minas em profundidades inferiores a 900 metros. Embora a quantidade estimada deste recurso seja significativa, a recuperação deste tipo de gás é limitada por restrições práticas;
- Gás geopressurizados são oriundos em áreas de bacia de rápida subsidência, onde argilas freqüentemente selam formações e aprisionam os fluidos ali contidos. Com mais

subsidiência, a pressão e temperatura dos fluidos aprisionados excedem aquelas normalmente previstas para profundidade do reservatório;

- Hidratos de gás: descobertos em 1810, parecem neve sólida no qual cada molécula de água forma conexões dos hidrogênios com as quatro moléculas mais próximas de água para construir uma estrutura porosa cristalina que aprisiona as moléculas de gás nas suas cavidades (Sloan, 1990, Apud Guo 2005). Hidratos de gás contêm cerca de 170 vezes o gás natural por volume nas condições padrão. Por ser uma forma de gás altamente concentrado e terem sido encontrados depósitos extensos em várias regiões do mundo, o hidrato de gás é considerado como recurso futuro de gás natural não convencional.

2.1.3 Mercado do gás natural

O mais novo entre os combustíveis fósseis na conquista do mercado de energia, o gás natural penetrou em todos os setores de consumo, tanto como um combustível quanto como matéria prima para indústria química. Entretanto, o desenvolvimento de mercados de gás natural envolve um processo cinético especial em razão das limitações econômicas e técnicas impostas pelo transporte.

Por muitos anos, um determinado excesso de suprimento de energia com preços baixos, aliado à dificuldade de tecnologias sofisticadas e especializadas num nível industrial, substancialmente contiveram o crescimento do comércio internacional de gás. Entretanto, após um desenvolvimento tímido na América do Norte nos anos cinquenta o mercado de gás cresceu consideravelmente, e apesar do grande crescimento o comércio internacional conta atualmente com aproximadamente 30% apenas do gás produzido e comercializado. O gás liquefeito, operacional desde 1964, possibilitou a entrada de novas nações no mercado internacional. Dessa forma, no final dos anos oitenta já havia 17 países exportando gás e 31 nações importando (Masseron, 1990).

O mercado de gás tem algumas especificidades: as características políticas, técnicas e econômicas são totalmente diferentes daquelas que afetam o mercado de óleo. O produtor de gás está primeiramente preocupado em encontrar compradores, normalmente agrupados em consórcios. Compradores potenciais são poucos em números, e para um projeto de equilíbrio,

eles geralmente têm que combinar forças. É então necessário negociar contratos de longo-prazo, 20 anos ou mais, para garantir a lucratividade do grande capital de investimento necessário.

2.1.4 Gasodutos

Em função da baixa energia contida no gás e alto custo de operações concentradas (compressão, liquefação e conversão petroquímica – metanol), o uso de gasodutos é a única alternativa viável e logo se tornou uma necessidade em campos em terra (*onshore*). Assim, redes de transporte de gás representam 60% de todas as linhas de distribuição no mundo. Em virtude de sua longa experiência neste campo, e das distâncias entre regiões produtoras e consumidoras, os EUA e Rússia são de longe os maiores nesse aspecto.

A maior característica do transporte por gasoduto é que seus diâmetros são muito maiores que os dutos de óleo cru, por fluxo de energia. Isto pode ser explicado por considerações técnicas e econômicas. Um gasoduto de um determinado diâmetro pode transportar uma média de cinco vezes mais óleo que gás. Por causa de mecanismos físicos que governam o fluxo de fluidos no gasoduto, é necessário que as linhas de gás tenham duas vezes o diâmetro das linhas de óleo.

O uso de linhas de grande diâmetro implica em investimentos muito altos, onde aproximadamente 80% são absorvidos por gasodutos e suas operações de instalação, comparado com 20% de estações de compressão, controles remotos e equipamentos de medição, prédios e proteções. Estes investimentos, aproximadamente proporcionais ao comprimento da rota, também depende da localização geográfica e dificuldades inerentes a área atravessada. A economia de escala é significativa com aumento do diâmetro. Isso porque os investimentos aumentam 40% enquanto a vazão, correspondentes a diâmetros de 800 mm e 1000 mm, aumentam de 6,5 para 11,6 bilhões de metros cúbicos por ano (Masseron, 1990).

Os grandes investimentos necessários para vencer grandes distâncias, e as constantes geopolíticas sempre irão sobrecarregar os projetos, e exigirá segurança em uma tecnologia mais sofisticada e flexível envolvendo GNL.

2.1.5 Contratos e Preços Internacionais

Contratos e preços internacionais para o gás natural necessariamente refletem todas as limitações na corrente de gás. Neste sentido, eles podem se desviar significativamente da lógica

de fixação de preços e da formulação de contratos de comércio internacional para óleo cru e produtos do petróleo, que são muito mais flexíveis, flutuantes e especulativos.

Em visão geral, podem ser apontadas características específicas de cada mercado de gás, e a relação comprador/vendedor que os envolvem, resultando em uma grande variedade de contratos e de preços pelo mundo. Nessa área, parece claro que as diferenças regionais que existem entre o mercado da América do Norte, onde transações imediatas e pontuais (*spot*) são crescentes, e os mercados europeu, japonês e na América Latina, que são firmemente compromissados a contratos de longo-prazo não irão desaparecer no futuro. Enquanto transações *spot* não são ausentes nesses últimos mercados, eles são bem marginais.

É necessário contar quase sistematicamente com contratos de longo-prazo de compra e venda (de 15 a 20 anos) por causa dos grandes investimentos realizados em toda cadeia de gás, e também por causa da rigidez inerente desta cadeia, quando comparada com a flexibilidade da cadeia de óleo. Nos maiores importadores de gás (países da Europa), a assinatura de contratos também se constitui numa política de segurança máxima para as utilidades públicas e privadas de gás, combinada com a diversificação necessária de fontes de suprimento.

Anexando-se cláusulas nas fórmulas contratuais de preço, busca-se assegurar que o gás é competitivo nos seus mercados finais. Gás não tem mercado específico e, por conseguinte não participa na determinação da formação de preços de energia. O preço das energias competitivas (óleo combustível, eletricidade, carvão) combinado com outros indicadores econômicos, como a taxa de câmbio da cesta atual, governa o preço do gás natural. Na teoria, com um cálculo similar aos contratos de óleo, o preço de compra de gás do produtor poderia ser relacionado ao seu valor no mercado final. Este valor é uma função dos preços das energias competidoras de acordo com o uso setorial, menos todos os custos operacionais das companhias distribuidoras, tais como transporte, armazenagem e distribuição.

Cláusulas de adaptabilidade e flexibilidade são desenhadas para levar em conta distúrbios, previsíveis e imprevisíveis, de fatores climáticos, industriais ou de ambiente econômico da indústria do gás: ajustes sazonais, flexibilidade em entregas anuais e frequência de renegociação do contrato. O princípio básico universalmente conhecido dos contratos de gás é a cláusula de garantia de pagamento mesmo que não se produza (*take-or-pay*), e que cobre a transferência de certa quantidade anual de gás. Entretanto, contratos de estilo moderno incorporam um aumento

ajustável e progressivo, de acordo com as chances na demanda, o que permite ao comprador direito de passagem anual de uma variação de 80% a 110% da quantidade nominal contratada. Outras cláusulas conferem maior flexibilidade nos contratos de gás, incluindo várias provisões contingenciais, tais como aquelas que possibilitam ao comprador carregar o volume de um ano excedendo o nível mínimo para compensar a passagem mínima obrigatória dos anos subseqüentes.

Mesmo além das práticas comerciais tradicionais e da segmentação produtor/comprador, as últimas relações contratuais também estão tendendo a fórmulas associativas nos estágios de produção, plantas de processo e transporte de gás. Isto está sendo consumado através da criação de contratos de cooperação (*joint ventures*), que permitem uma divisão balanceada de ambos, riscos e lucros, na cadeia de gás natural.

2.1.6 Consumo

O aumento da preocupação ecológica e ambiental favorece o gás natural. Além do mais, as tecnologias de gás em todos os setores de utilização são muito atrativas em termos de eficiência, flexibilidade de uso e investimento, e também de custos operacionais. Para um número crescente de países, o gás natural parece ser uma opção de energia essencial para limitar a dependência excessiva ao óleo. Conseqüentemente, existem poucos países ou áreas geográficas onde é previsível um decréscimo durável no consumo de gás natural, como nos EUA e na Europa Oriental. Entretanto, esta tendência será revertida por seguras ou maiores importações. Todos os mercados mostram tendência de aumento de consumo na divisão do balanço de energia.

2.1.7 Utilização do gás natural

A utilização do gás natural que fica localizado mais perto da fonte de suprimento e que envolve maiores volumes resulta nos custos de transporte mais baixos. Eles constituem-se no tradicional passo inicial do processo de desenvolvimento. Também permitem o estabelecimento das facilidades básicas da indústria do gás: produção, tratamento e a rede principal de gasodutos. A partir desta infra-estrutura principal (central), é que a diversificação do uso do gás pode ser iniciada e acelerada em direção à utilização gradual de unidades de menor porte, usando o aumento de ramificações na rede de distribuição.

A alocação de gás natural para os diferentes usuários também deve obedecer às restrições da natureza física e econômica. Diferente do mercado industrial, que tem menos consumidores, mas sua demanda flutua muito pouco durante o ano, o setor comercial/residencial é um mercado altamente fragmentado, mas um dos que mais necessita dessa fonte de energia, em especial nos países do norte devido às estações climáticas. Dada a relativa estabilidade do suprimento do gás, é necessário construir um número adequado de facilidades para armazenar e satisfazer as variações de demanda. Essas restrições físicas favorecem o crescimento de venda para o setor industrial. Entretanto, as maiores lucratividades de venda de gás para o setor residencial/comercial tendem para o contrário.

O processo que leva à maturidade dos mercados de gás envolve principalmente a estrutura atual de consumo setorial e prospectos de desenvolvimento. Masseron (1990) lista os principais setores do gás, na ordem de maior frequência de desenvolvimento.

1. Auto-consumo do setor de energia: à parte das plantas de geração de energia, o consumo próprio do setor de energia corresponde essencialmente às necessidades internas da indústria de óleo e gás;
2. Geração de energia: é também o primeiro elemento real no uso do gás natural. Neste setor, o gás tem sofrido diretamente com a competição do carvão e energia nuclear, mas está avançando neste mercado, devido às limitações ambientais, e também graças ao desenvolvimento de tecnologias de co-geração (eletricidade e calor), e plantas de energia de ciclo combinado que oferece eficiência, investimentos e custos operacionais altamente atrativos.
3. Indústria: é um setor chave do uso do gás natural, devido a ambos, o volume de consumo e sua estabilidade através do ano. É também um setor no qual propriedades específicas do gás natural combinadas com o desenvolvimento dinâmico de técnicas de utilização podem garantir sua ampla penetração.
4. Petroquímica: o gás natural incluindo suas frações mais pesadas, associada com metano, está abrindo prospectos para indústria petroquímica, que são tão amplos quanto para produtos do petróleo. Gás natural assumiu a maior fatia do suprimento de matéria-prima para produção de amônia (fertilizantes) e metanol. Em termos de investimento, custos

operacionais e produção, o gás natural oferece considerável vantagem sobre as matérias-primas rivais;

5. Setores Residencial e Comercial: representam o mais avançado estágio de diversificação do uso do gás natural. É também o que mais requer infra-estrutura devido ser a menor unidade de consumo, suas variações sazonais e dispersão geográfica. Em países quentes o volume de consumo é baixo, o que limita o prospecto deste setor em países em desenvolvimento. Por outro lado, na maioria dos países industrializados que tem clima mais frio tem uma margem de penetração significativa por causas específicas: produto limpo, ausência de armazenamento, manutenção reduzida, flexibilidade do uso e alta eficiência de energia das instalações;

2.2 Previsão de produção de reservatórios de gás natural

2.2.1 Reservatórios portadores de gás-condensado

Reservatórios de gás-condensado podem ocorrer a pressões menores que $13,8 \times 10^6$ Pa (2000 psia) e temperatura abaixo de 310 K (100 °F) e provavelmente pode ocorrer também a altas pressões e temperaturas. Os reservatórios de gás-condensado mais conhecidos estão entre $20,7 \times 10^6$ Pa (3000 psia) e $41,4 \times 10^6$ Pa (6000 psia) e 366 K (200 °F) a 477 K (400 °F). Estes intervalos junto com larga variação de composição dão uma grande variedade de condições para o comportamento físico de deposição de condensado, enfatizando a necessidade de estudos meticulosos de engenharia para cada caso visando à seleção para os melhores modelos de desenvolvimento e operação.

O fenômeno de líquido condensando a partir do fluido do reservatório (gás) com a redução da pressão à temperatura constante é denominado condensação retrógrada isotérmica. Estes reservatórios são conhecidos como reservatórios de gás-condensado. Ocorre apenas nas temperaturas entre o ponto crítico (ponto C) e a cricodenterma (ponto Tct – que é a máxima temperatura acima da qual não pode ser formado líquido). Essa região é mostrada na Figura 2.1.

A perda de parte do fluido pode reduzir substancialmente as receitas de um projeto. Em reservatórios de gás seco, são comuns recuperações maiores que 80% e em reservatórios de gás-condensado podem ser alcançados estes valores por depleção, porém, o mais comum é a

liquefação de parte dos hidrocarbonetos que pode chegar a valores entre 50% a 60% por causa da condensação retrógrada (Lee, 1996).

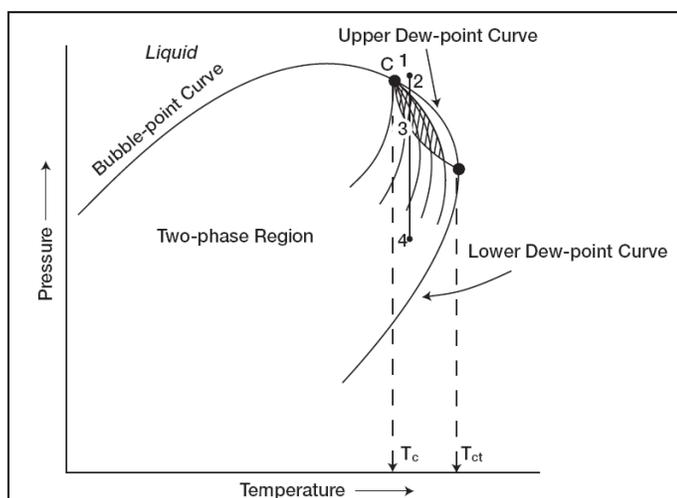


Figura 2.1: Envelope de fases típico de um campo de gás-condensado (Ahmed, 2001)

A produção de gás-condensado está entre a de óleo e a de gás. O líquido condensado nos separadores também chamado de destilado é usualmente na cor clara e com densidade superior a 45 API. O desenvolvimento e operação para máxima recuperação requer métodos de engenharia e operação significativamente diferentes de reservatórios de óleo e de gás seco. O fator mais evidente sobre gás-condensado é que o fluido encontra-se em sua totalidade, ou quase, na fase vapor nas condições iniciais de pressão e temperatura de reservatório. As propriedades dos fluidos governam os programas de desenvolvimento e operação para recuperação de hidrocarbonetos e determinam o melhor programa em cada caso. É necessário um forte entendimento das propriedades dos fluidos em conjunto com bom conhecimento de dados e questões econômicas envolvidas. Outros aspectos importantes são a geologia do campo, propriedade das rochas, produtividade e geometria dos poços, custos e espaçamento de poços e custos de plantas de processo.

2.2.2 Recuperação de reservatórios de gás natural

A Figura 2.2 ilustra a recuperação de gás em função da atuação do aquífero. Se o reservatório é fechado, isto é, não possui um aquífero subjacente, é conhecido como reservatório depletivo. Enquanto o gás é produzido, a pressão irá cair como indicado nas curvas (se o gás fosse ideal a curva seria uma reta). A recuperação é possível até uma determinada pressão de

abandono, que é a menor pressão na qual ainda pode ser produzido em uma vazão suficientemente alta para cobrir os custos operacionais. A linha que representa a pressão de abandono corta a curva de depleção no ponto de recuperação máxima que neste caso está entre 80% e 90% do gás *in situ*, que é um valor médio de um reservatório-tipo depletivo.

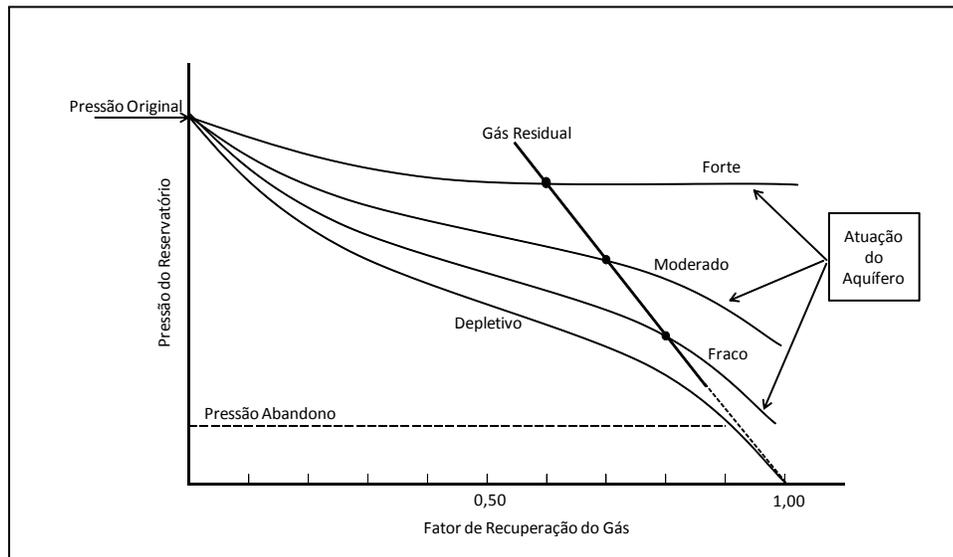


Figura 2.2: Gás residual em função da atuação do aquífero (adaptado de Ikoku, 1984)

Na prática, a maioria dos reservatórios possui um aquífero subjacente. Com início da queda de pressão, a água irá escoar e entrar no reservatório de gás. Esta invasão de água irá manter a pressão do reservatório a um determinado nível que pode variar a depender da potência do aquífero. Na Figura 2.2 são mostrados três tipos de atuação do aquífero: fraco, moderado e forte. Neste ponto surge uma importante diferença entre reservatórios de óleo e gás. Em reservatórios de óleo, aquíferos atuantes proporcionam maiores recuperações que reservatórios depletivos, que é o inverso que ocorre em reservatórios de gás. Isto se deve ao fato de que a invasão da água no reservatório não desloca todo o gás. Uma porção considerável de gás é aprisionada por forças capilares nos poros que são ultrapassados e deixados para trás. Este gás residual pode representar de 20% a 40% do volume original de gás.

A Figura 2.2 mostra que para uma atuação forte do aquífero, onde a pressão do reservatório é mantida próxima do seu valor original, é impossível recuperar mais que 60% de gás *in situ*. Se a potência da atuação do aquífero decresce, a recuperação final será maior. De fato a recuperação final, com aquífero de fraca atuação, pode ser um pouco maior que no caso depletivo.

De acordo com Rosa *et al.* (2003), para uma dada saturação de gás residual, estará determinado o volume de gás residual no reservatório (V_{gr}). A partir da equação de estado dos gases pode-se escrever que:

$$n_{gr} = \frac{pV_{gr}}{ZRT} \quad \text{Equação 2.1}$$

Onde n_{gr} é o número de mols de gás residual, p e T são pressão e temperatura do reservatório respectivamente, R é a *constante universal dos gases* e Z o fator de *compressibilidade* dos gases reais. Considerando a temperatura do reservatório constante:

$$n_{gr} \propto \frac{p}{Z} \quad \text{Equação 2.2}$$

Assim, quanto maior a manutenção de pressão proporcionada pelo aquífero, maior o número de mols de gás restante no reservatório e, conseqüentemente, menor a recuperação final.

A potência do aquífero depende principalmente de três fatores: permeabilidade, tamanho do reservatório e tempo. Em formações com alta permeabilidade, o escoamento do gás é relativamente fácil e ocorre com pequenas quedas de pressão, enquanto que em reservatórios com baixas permeabilidades, mesmo com alta queda de pressão, baixas razões de escoamento serão observadas. O mesmo se aplica para água: quanto menor a permeabilidade, menor a potência do influxo.

O segundo fator diz respeito ao tamanho do reservatório. Quanto maior o reservatório menor a atuação do aquífero. Isto porque o volume de água necessário para manter a pressão depende da área do campo, que, por exemplo, para um círculo é proporcional ao quadrado do raio do reservatório. A circunferência de um campo desses através do qual a água deve atravessar é diretamente proporcional ao raio. Conseqüentemente, a quantidade de água do aquífero em um determinado período de tempo e para uma determinada queda de pressão é aproximadamente proporcional ao raio, porém, a quantidade de água necessária para manter a pressão do reservatório em um determinado nível durante esse período de tempo, expresso como uma fração do volume do reservatório será proporcional ao inverso do quadrado do raio. Combinando os dois efeitos, pode ser dito que a potência do aquífero é aproximadamente proporcional ao inverso do raio e, conseqüentemente, para comparação, é relativamente fraca para campo com grandes tamanhos.

O tempo é o terceiro fator. A água leva tempo para escoar para dentro do reservatório. Se uma alta vazão de produção for mantida para o campo, um alto influxo é requerido durante um pequeno período de tempo, conseqüentemente, o influxo será fraco. Entretanto, o mesmo campo com uma vazão de produção baixa, pode ter um influxo forte.

Assim, para estimar o fator de recuperação, deve ser estimado o modelo de depleção do campo, conhecendo o quanto a rocha é permeável, qual o mecanismo de produção, a quantidade de gás que será deixada (saturação residual) no caso de invasão da água, além de outros fatores que podem ser importantes.

2.2.3 Previsão de desempenho e reservas de gás natural

Desenvolvimento eficiente e operação de um reservatório de gás natural dependem do conhecimento de como será a atuação no futuro. Para prever a recuperação, que são suas reservas, como uma função da pressão ou do tempo, tem-se que identificar fontes de energia para produzir o gás do reservatório e avaliar sua contribuição para o desempenho. A energia requerida para produção de gás é usualmente derivada tanto da expansão do gás, quanto da combinação da expansão com influxo de água.

A comparação com outros campos, estimativa volumétrica e curvas de declínio são métodos utilizados para determinar os volumes *in situ*, mas o grande interesse recai nos volumes recuperáveis. Suas estimativas requerem a previsão de uma pressão de abandono, cuja produção a partir de então não será lucrativa.

A pressão de abandono é determinada principalmente por condições econômicas tais como: valor futuro de mercado do gás, custo de manutenção e operação dos poços e também custos de compressão e transporte do gás ao mercado consumidor. Estes são bastante variáveis.

Prever o desempenho futuro de um reservatório de gás-condensado é desejável para estabelecer o plano ótimo de operação. Teoricamente vários programas são possíveis:

1. Depleção: sem nenhuma forma de manutenção de pressão ou retorno de gás. Para reservatórios que tem influxo de água ativo, este pode ser um eficiente e econômico método de operação;
2. O fluido produzido pode ser passado por uma planta de processo (UPGN) onde são recuperados líquidos e o gás seco é retornado ao reservatório. Esta é uma forma de

manutenção de pressão denominada ciclagem. A ciclagem mantém a pressão do reservatório acima dos limites das fases, evitando condensação de líquidos no reservatório;

3. O reservatório pode ser produzido por depleção até o limite econômico quando pode ser iniciado o retorno do gás com objetivo de varrer líquidos acumulados no reservatório. Normalmente isto não é econômico.

Escolhendo o método de operação, seja por depleção ou manutenção de pressão, análises detalhadas devem ser realizadas para previsão econômica ótima. Ciclagem e procedimento de processamento de gás requerem grandes dispêndios em plantas. Possíveis métodos de processamento, para reservatórios com ou sem ciclagem, incluem estabilização, compressão, absorção e fracionamento. Segundo Pollard e Bradley (1994) Apud Lee (1996), quando da seleção do método de produção de reservatório de gás-condensado, devem ser considerados:

1. Formação geológica e características dos fluidos:
 - Ocorrência ou ausência de óleo;
 - Tamanho das reservas de produtos;
 - Propriedades e composições dos hidrocarbonetos do reservatório;
 - Produtividade e injetividade dos poços;
 - Variação de permeabilidade que controla o grau de *bypass* do gás injetado.
2. Desenvolvimento do reservatório e custos operacionais;
3. Instalação de plantas de processo e seus custos operacionais;
4. Demanda de mercado para o gás e para os produtos de líquido de petróleo;
5. Valor relativo futuro dos produtos;
6. Existência de condições competitivas de produção entre operadores (no mesmo reservatório);
7. Taxas, tais como desligamento ou cortes, rendimentos, proporcionalidade ao valor;
8. Riscos ou perigos, tais como concessão limitada, condições políticas etc.
9. Análises econômicas abrangentes.

2.2.4 Modelos de desenvolvimento

O problema de produzir um campo de gás na forma mais econômica é resolvido determinando-se um cronograma de perfuração e de produção. Algumas questões que devem ser respondidas são: quantos poços serão necessários? Quando eles devem ser perfurados? Quanto deve ser produzido por poço? Para avaliar isso, devem ser realizados vários testes de produção no primeiro poço perfurado. As respostas devem ser completadas, posteriormente, com testes adicionais, nos poços de avaliação (Ikoku, 1984).

O cronograma de produção de um campo de gás deve ser tal que o mercado consumidor possa absorver o gás produzido. Isto normalmente leva a uma restrição de vazão na qual a produção pode crescer. Por outro lado, o aumento da vazão de produção pode ser limitado pelo cronograma de perfuração, processamento e transporte das facilidades. Considerações econômicas também podem interferir na determinação do cronograma de operação de um campo de gás.

As atividades típicas realizadas durante o período produtivo de um campo de gás natural são ilustradas na Figura 2.3. No início, após a descoberta e a perfuração de poços de extensão (t_0), o sistema de coleta e o gasoduto devem estar instalados para transportar o gás do campo para o mercado antes de iniciar a produção do gás. Segue-se um período de tempo curto quando ocorre o desenvolvimento do campo para atingir a vazão de gás contratada (t_0 a t_1). Este desenvolvimento inclui poços no meio do campo (*infill-drilling*) para acelerar ou aumentar a produção. Também pode ocorrer a instalação de compressores para conciliar a pressão de entrega do gasoduto.

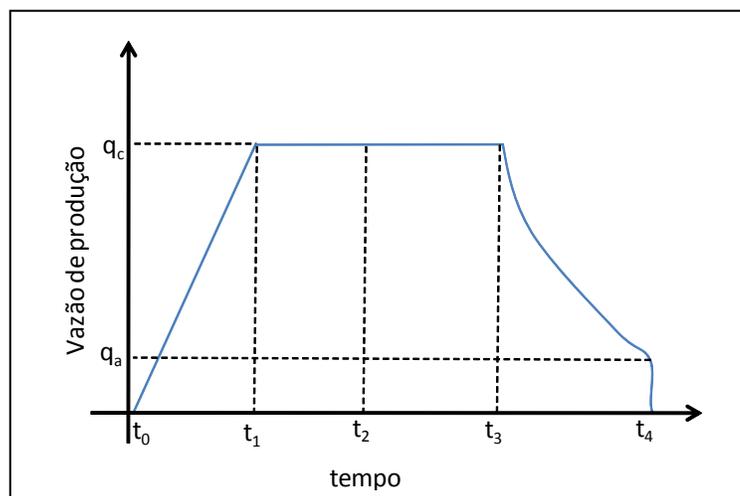


Figura 2.3: Período produtivo típico de um campo de gás natural (adaptado de Ikoku, 1984)

No início da produção à vazão contratada, a capacidade produtiva do reservatório é superior proporcionando incentivo econômico suficiente para instalação de compressores ou perfurações adicionais, visando manter esta vazão constante o máximo de tempo possível de forma econômica.

O modelo de desenvolvimento segue então um período de produção constante sem novas perfurações (t_1 a t_2) enquanto a produção se mantém com alta pressão na cabeça dos poços. Para evitar a perfuração de muitos poços, o potencial do campo pode ser mantido baixando a pressão na cabeça dos poços e instalando compressores (t_2 a t_3). A fase de compressão continuará até a pressão na cabeça cair abaixo de uma pressão de admissão econômica no compressor. Então a vazão de produção do campo iniciará um declínio (t_3 a t_4).

Em um modelo diferente de desenvolvimento, ao invés de manter a pressão na cabeça em valores altos e perfurar poços adicionais para manter a vazão de produção constante, a pressão na cabeça dos poços é inicialmente rebaixada (t_1 a t_2) com instalação de compressor e posteriormente são realizadas perfurações adicionais para manter o potencial de produção do campo até iniciar seu declínio (t_2 a t_3).

Estes dois modelos em geral levam ao mesmo número de poços para o desenvolvimento do campo. A diferença dos programas refere-se ao tempo de desembolso dos diversos itens e não à quantidade de facilidades instaladas e poços perfurados. O que significa que o resultado das análises econômicas, levando em consideração o valor do dinheiro com o tempo é que irá determinar o melhor projeto.

2.2.5 Simulação de reservatórios

É impossível desenvolver soluções analíticas para muitos problemas, devido principalmente, à heterogeneidade e ao formato irregular dos reservatórios. Outra razão, também para gás natural, é a não linearidade das equações (propriedades mudando com a pressão). Simulação de reservatórios, que é um método viável para a solução de problemas como estes, tem se tornado o método padrão para resolução de problemas de escoamento no reservatório tanto em escritórios quanto em laboratórios.

A simulação tornou-se uma ferramenta comum em engenharia de reservatórios, sendo utilizada para resolver problemas de pesquisa tais como: análises para aumentar a recuperação

(*Enhanced Oil Recovery* – EOR), estudos de poços horizontais e técnicas de estimulação de poços. As aplicações mais comuns, entretanto, são para poços e reservatórios. Desde o final dos anos sessenta, tecnologia e computação avançaram muito e o custo e a velocidade de simulação de reservatórios cresceram acentuadamente.

O aspecto mais valioso da simulação de reservatórios para problemas de campo é a habilidade para gerar previsão de produção. Diferentes casos simulados são normalmente utilizados para tomada de decisões. Locação para perfuração, vazões de produção, planos de injeção podem variar para cada caso.

Os dados para simulação são obtidos de várias formas, tais como: perfil de poço, análise de testemunho, descrição geológica, dados de pressão e produção. Neste caso, o tempo de produção passado é utilizado para ajuste de histórico, que é um processo de calibração para dar confiabilidade nas previsões.

2.3 Riscos e incertezas em projetos de desenvolvimento de campos de gás natural

2.3.1 Riscos e incertezas

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

O conceito de incerteza utilizado neste trabalho corresponde a uma grandeza associada à falta de conhecimento de atributos, sejam estes geológicos, tecnológicos ou econômicos, cujos valores não podem ser obtidos de maneira precisa. A incerteza dos atributos causa incerteza também na previsão de produção. A associação da incerteza de produção ao retorno financeiro dos projetos e ao processo decisório, por exemplo, de definição de estratégia de produção, resulta na quantificação do risco.

Quando considerando investimento em um projeto específico, uma companhia adota seus critérios de risco e lucratividade. A decisão de seguir com um projeto é tomada com a combinação de técnicas de previsão e julgamentos avaliadores. Os fatores que determinam lucratividade podem ser medidos, o retorno do investimento pode ser calculado por fluxo de caixa descontado, o padrão do fluxo de caixa no tempo pode ser desenhado e determinado para o tempo de retorno. Mas no final, o processo depende de incertezas em eventos futuros e a decisão depende da disposição da companhia em se expor aos riscos envolvidos no projeto. Também se deve levar em conta que um projeto com grande potencial será mais atrativo, mesmo se o risco for grande, do que outro projeto com retorno modesto, porém seguro.

A análise de risco foi utilizada inicialmente na fase de exploração, com a finalidade de avaliar o risco e sua probabilidade de sucesso exploratório, além de quantificar os possíveis volumes originais *in situ*. Com o aumento dos custos em geral e a necessidade de explorar áreas remotas e horizontes cada vez mais profundos, a abordagem da análise de risco tem sido difundida também na fase de desenvolvimento de campos, porque nesta fase estão inseridos os maiores investimentos no projeto.

2.3.2 Incertezas nas reservas e futuras descobertas de gás natural

A implicação dessa incerteza nos projetos de gás natural está relacionada à construção de rede de gasodutos, que não será econômica até a reserva de gás alcançar um volume mínimo. Então, a companhia terá que esperar antes de desenvolver as reservas, causando baixo retorno nos investimentos. Isso pode ser agravado se não houver oportunidades de novas explorações, isto é, falta de áreas de concessão. Tais situações necessitam de condições especiais que venham permitir atrasos entre descobertas e desenvolvimento em acordos de exploração e produção.

A situação inversa também pode ser um problema. Em função do tamanho limitado do mercado local, pode aparecer uma situação com uma grande descoberta que completa por inteiro os requisitos de mercado, esvaziando por um tempo o desenvolvimento de descobertas subseqüentes. É um risco que as companhias devem aceitar. Mas essa possibilidade pode prevenir o governo sobre o encorajamento de muita exploração em campos de gás, normalmente com maiores incentivos que o necessário, quanto o mercado potencial é pequeno.

Finalmente, há alguma incerteza atrelada ao gás associado, simplesmente porque é um subproduto do óleo e suas vazões são dependentes das condições que governam a produção de

óleo e o comportamento do reservatório. Isto tem que ser levado em conta no planejamento do uso do gás associado.

2.3.3 Incertezas nos preços do gás natural

Uma companhia envolvida no desenvolvimento de gás no mercado interno encara dois tipos de incertezas nos preços. Primeiro, existe incerteza sobre movimentos futuros do preço do óleo nos mercados no mundo. Isto tem uma influência considerável nas receitas de um projeto, não apenas quando o preço do produtor está relacionado ao mercado, mas em todas as circunstâncias por causa dos efeitos da demanda. Com o aumento do preço do óleo cria-se uma expectativa de interesse em gás natural.

As atitudes das companhias em direção ao desenvolvimento de gás são fortemente influenciadas pelos seus próprios cenários de preços. Aqueles que acreditam que o preço do óleo irá aumentar podem estar preparados a assumir algum risco com investimentos em gás relativamente cedo e certamente pressionarão fortemente para uma aproximação do preço de mercado, por causa da sua avaliação favorável do risco.

Segundo, há incertezas sobre mudanças nos preços domésticos de energia, os quais não estão intimamente associados aos preços internacionais. O produtor de gás também irá se preocupar com as políticas do governo e sua estabilidade, e o comportamento monopolista das empresas estatais que são os comerciantes do gás. Existem diferentes aspectos para essa incerteza no preço, que pode aparecer no estágio inicial quando acordos imprecisos são vagos sobre regime de preço. É essencial definir desde o início os princípios de preços que irão governar o desenvolvimento do gás. O preço relacionado ao mercado tem suas dificuldades e pode não ser apropriado em todas as circunstâncias. Quando adotado tem que se tomar cuidado para permitir flexibilidade em (a) o conceito de preço de referência de mercado; (b) elementos de custo da fórmula; (c) o tamanho do desconto necessário para promoção de novos mercados; (d) a periodicidade de ajustes no preço do gás para a referência de mercado.

Há uma dificuldade particular com o cálculo de mercado-orientado, quando a referência é preço internacional e quando estes são maiores que os cobrados dos consumidores domesticamente. Nestes casos, os subsídios aos consumidores aparecem como déficit nas estatais que comercializam o gás dos produtores e revendem para consumidores finais.

2.3.4 Incertezas de mercado do gás natural

Potencialmente existem três tipos de terminais para a produção do gás: mercado de exportação (GNL e produtos de gás como fertilizante ou metanol); mercado local; e venda para intermediários (distribuidoras do Estado) que revendem para os consumidores finais. Existem significantes incertezas nos três casos, embora por razões diferentes.

Em circunstâncias normais uma companhia é mais atraída para países onde o potencial de gás pode resultar em projetos de exportação do que para uso doméstico. A razão é que a exportação gera receitas com câmbio evitando o problema de conversão. Também habilita as companhias ao benefício de movimentos para cima dos preços internacionais, uma oportunidade que pode não existir nos mercados domésticos onde os preços são fixos ou rigidamente regulados pelos governos locais. Estando todos os fatores iguais, as companhias são mais interessadas com grandes potenciais de reservas, necessárias para exportar, via projetos de GNL, para países com pequenas reservas ou em locais não favoráveis, como Japão ou Oeste Europeu.

Em muitos países, as reservas não são grandes o suficiente para assegurar que compromissos de exportação durante a longa vida de um contrato irão permanecer consistentes com as necessidades futuras da economia doméstica. Nessas situações as incertezas em ambas: reserva potencial e demanda futura local fazem os governos recusar exportações. Essa recusa ocorre porque não é fácil importar gás e poderia surgir uma carência de suprimento no mercado local. Há, entretanto um desincentivo para as companhias quando os governos não se sentem aptos para incentivar as possibilidades de exportação em um futuro próximo. Isso naturalmente afeta as chances de desenvolvimento do gás inicial ou complementar, para o mercado interno.

Na maioria dos casos, o mercado doméstico oferece a única possibilidade imediata para o desenvolvimento de um recurso de gás. Este mercado pode ser servido tanto por empresas do estado ou por companhias produtoras que diversificam suas atividades pós-produção (*downstream*). Onde possível, as companhias são atraídas pelas vendas diretas de parte da produção para o setor de geração de eletricidade ou para grandes consumidores industriais. Naturalmente elas preferem estes terminais a fazer acordos com empresas monopolistas dos estados ou facilidades públicas reguladas. O problema de suprimento direto é que os pequenos consumidores são excluídos e torna-se inviável fazer extensões para atendê-los, sendo assim,

impedido um bom planejamento de sistema de distribuição com transporte comum que poderia habilitar diversificações futuras de consumidores e usuários.

Onde os terminais de gás é o mercado interno e onde esse mercado é servido por estatais, os produtores de gás irão se preocupar com a relação bilateral do comprador monopolista. Fora a questão do preço, os produtores têm a preocupação com a segurança dos volumes garantidos pelas estatais. Usualmente a garantia tem a forma de cláusulas denominadas *take-or-pay* (pague mesmo que não leve) nos contratos de venda de gás, mas muitas experiências revelam que estas cláusulas não dão muita proteção quando circunstâncias de mercado mudam de modo significativo e imprevisto. A única garantia está em uma convicção informada que o mercado para gás foi bem avaliado e promovido corretamente. Esta é precisamente a razão pela qual é tão importante o planejamento de projeto de gás como um pacote integrado e sincronizado dos segmentos de produção, processo e distribuição. O objetivo desse planejamento é saber lidar com muitas incertezas na demanda, mas não eliminá-las.

Como exemplo dessas incertezas, pode-se citar a construção de estações de geração de energia e plantas industriais, cujas construções podem ser atrasadas ou canceladas em função de mudanças nas condições econômicas. Outro exemplo ocorre quando, durante o desenvolvimento de um campo de gás, uma empresa que seria o maior usuário decide mudar o combustível antes que o contrato de venda seja finalizado. Consumidores podem ser perdidos, ou reduzidos permanentemente se acontecer problemas no desenvolvimento dos campos, tais como a não descoberta de volumes que cubram os contratos. Existem também incertezas sobre o crescimento da demanda de gás, uma vez que esta expansão depende de: (a) investimento em distribuição e infra-estrutura, que pode ser afetada pela deterioração das condições econômicas; (b) política de preços que pode mudar; (c) sucesso da previsão do esforço em promover um mercado.

2.3.5 Riscos na exploração e produção de gás natural

Exploração de óleo e gás é uma obrigação inerente de risco, com Companhias inevitavelmente investindo em áreas que podem não dar frutos. A indústria como um todo procura uma taxa de retorno mais alta do que é comum em outras indústrias e a defesa usual para esta afirmação é que a cada poço bem sucedido tem-se que cobrir os custos de muitos poços secos (Davison, 1988).

2.3.6 Risco político no comércio de gás natural

Companhias tendem a ser cautelosas em investimentos em países em desenvolvimento. A grande preocupação é a de um determinado governo mudar suas políticas, principalmente fiscais, tanto erraticamente quanto consistentemente numa direção desfavorável. As companhias tendem a reagir fortemente contra mudanças abruptas e não previsíveis das políticas dos governos, mesmo quando seus interesses de negócios realmente não sejam danificados pelas mudanças. Por outro lado e paradoxalmente, se as políticas são relativamente estáveis, as companhias adaptam-se prontamente às mudanças em circunstâncias que tornam seus negócios marginais, principalmente em um país, na qual tenha construído sua carteira de contratos.

2.3.7 Risco de mercado

As companhias produtoras de gás natural têm a preocupação de que os investimentos não sejam rigidamente dependentes do bom comportamento de alguns consumidores em particular. A característica de projetos de gás em países em desenvolvimento é a necessidade de investimentos grandes e concentrados em esquemas onde há uma rígida ligação física entre a fonte de gás e o mercado, e onde a companhia fica amarrada em relações bi-laterais rígidas com um cliente, no caso o governo. Nenhum outro investimento de uma multinacional requer negociação e acordos com governos. Além do mais, os termos iniciais do acordo precisarão ser aplicados e adaptados em modos aceitáveis, por um período de vinte anos, se retornos aceitáveis serão recebidos pelos investimentos. A companhia se encontra fortemente dependente do governo para manter preços e produção. Preços iniciais podem ser aceitáveis, mas pode envolver subsídios financeiros, onde o preço do gás para o consumidor é muito menor que o preço adquirido oriundo das companhias. Este tipo de acordo é temeroso, pois mudanças nas finanças do governo podem tornar o subsídio impraticável. Similarmente cláusulas de contratos *take-or-pay* (pague mesmo que não leve) podem ser acordadas, mas é comumente aceitável que estes tipos de cláusulas não atrapalhem se houver mudanças importantes no ambiente econômico como variações nos preços do óleo, funcionando mais como sinal de boa vontade inicial do que uma garantia de longo prazo.

Como o número de terminais para gás num país em desenvolvimento é normalmente pequeno, a possibilidade teórica de mercado livre de gás é na realidade muito limitada. Todavia, as companhias sempre irão tentar encorajar mudanças nessa direção com o propósito prático de proteger seus lucros dos riscos de mercado. Ocasionalmente o gás oferece outras oportunidades

de mercado, por exemplo, quando o gás é rico em componentes líquidos, pode se vender o condensado. Estes detalhes que parecem insignificantes podem garantir a viabilidade ou não de um projeto. Se não há aumento de flexibilidade, as companhias não desejam que os projetos ofereçam riscos desnecessários em outros aspectos.

2.4 Valor presente líquido (VPL)

O valor presente líquido caracteriza-se pela transferência dos valores do fluxo de caixa para o instante zero, descontados a uma taxa mínima de atratividade. De acordo com Santos (1990) o VPL pode ser encarado com sendo o “lucro líquido do projeto hoje”, ou a quantia máxima que se poderia investir em excesso ao investimento original, hoje, para que o projeto continuasse ainda viável.

A Equação 2.3 mostra a fórmula para o cálculo.

$$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{V_j}{(1+i)^j} \quad \text{Equação 2.3}$$

Onde:

V_j – valor monetário ocorrido no período j

i – taxa de desconto

j – período ordinal qualquer (0, 1, 2, ...)

n – número total de períodos (período final)

A taxa de desconto a ser considerada pode ser diferente para cada empresa, que calcula a taxa mínima de atratividade (TMA) a ser aplicada em seus projetos de investimentos, a qual depende de vários parâmetros financeiros, entre outros, o próprio perfil da carteira de projetos e a origem do capital a ser investido, se próprio ou captado no mercado.

Nos projetos de desenvolvimento de campos de petróleo as curvas de produção de hidrocarboneto fornecem as receitas e seus custos de produção são estimados em função das instalações e operações necessárias para efetuar a recuperação. A Figura 2.4 ilustra o fluxo de caixa típico em toda a vida de um campo.

Neste trabalho a receita é oriunda tanto da produção do gás natural onde é fixado o preço de venda definido em um contrato, como também da produção de condensado estabilizado que é vendido ao mesmo preço do barril de petróleo.

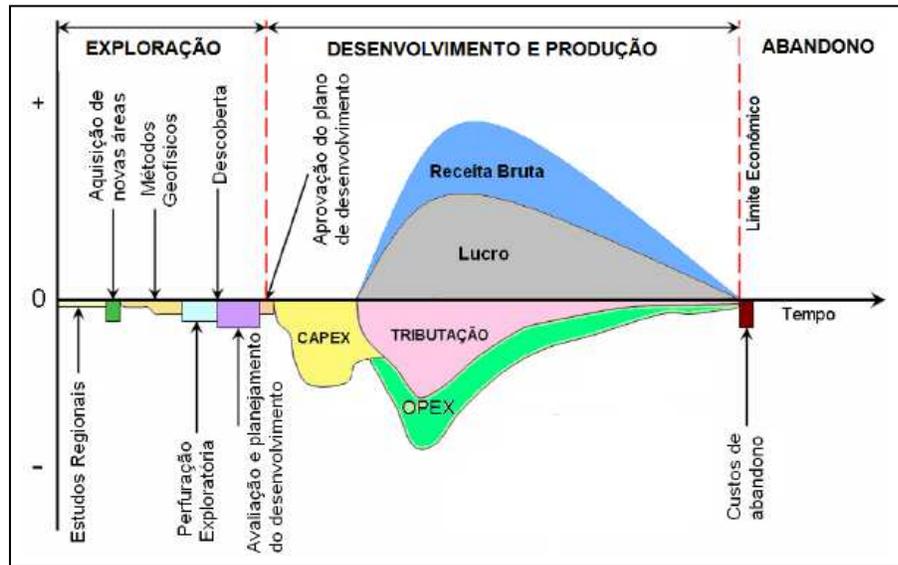


Figura 2.4: Fluxo de caixa típico de um projeto de petróleo (Ravagnani, 2008).

2.5 Valor monetário esperado (VME)

De acordo com Mian (2002), o conceito mais utilizado para quantificar o tratamento probabilístico de incertezas em tomadas de decisão é o valor esperado (VE). Dois tipos de elementos de decisão são normalmente considerados quando se confronta com situações envolvendo incertezas: o primeiro é o valor associado com várias alternativas e suas respostas (valor condicional de um resultado), que pode ser medido em termos monetários ou em qualquer outra dimensão, como porosidade, espessura porosa, reservas etc. O segundo é a chance de ocorrência do valor associado com sua respectiva resposta, medido em termos de probabilidade.

O produto da probabilidade e do valor condicional de um resultado possível torna-se o valor esperado daquele resultado. Quando este VE é expresso como valor presente líquido de um fluxo de caixa (VPL), o valor esperado é chamado de valor monetário esperado (VME). O VME de um projeto é a soma do montante de capital ganho ou perdido, resultante dos valores dos cenários possíveis multiplicados pelas suas respectivas probabilidades de ocorrência. Seu cálculo é realizado através da Equação 2.4.

$$VME = \sum_{i=1}^n (P_i \times VPL_i) \quad \text{Equação 2.4}$$

Onde:

P_i – probabilidade de ocorrência de um cenário possível i

VPL_i – valor presente líquido de um cenário possível i

n – número de cenários possíveis

Lembrando que o somatório de todas as probabilidades deve ser igual à unidade.

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

Um exemplo simples de decisão através da técnica do VME é mostrado na Tabela 2.1, onde um prospecto de perfuração é avaliado com uma estimativa de 35% de probabilidade de sucesso do poço produtor, o que geraria um VPL de \$ 500.000. A probabilidade de poço *seco* foi estimada em 65% com VPL negativo de \$ 250.00. A Companhia tem a opção de ao invés de perfurar o poço por conta própria, estabelecer parceria com outra empresa obtendo um VPL de \$ 50.000.

Tabela 2.1: Cálculo do VME para o prospecto de perfuração de um poço (Mian, 2002)

Resposta	Probabilidade	Perfurar		Vender Prospecto	
		VPL	VME	VPL	VME
Poço Seco	0,65	- \$ 250.000	- \$ 162.500	\$ 0	\$ 0
Produtor	0,35	+ \$ 500.000	+ \$ 175.000	\$ 50.000	\$ 17.500
Total	1,00		\$ 12.500		\$ 17.500

O VME da parceria (\$17.500) é maior que o da perfuração própria (\$12.500), assim, nessa situação, para maximizar o valor presente líquido esperado, seria prudente entrar em parceria.

2.6 Árvore de decisão

Um problema de decisão com vários cursos de alternativas de ação e um conjunto de respostas pode ser apresentado em forma de matriz (tabela) ou em forma de uma árvore. Desde

que muitos problemas de decisões envolvem seqüências complexas de decisões e respostas, o uso de árvore de decisão é mais apropriada.

Muitos problemas de análises de decisões parecem complicados, visto que um grande número de elementos inter-relacionados é normalmente associado com o problema que, na melhor das hipóteses, fornece ao tomador de decisão apenas uma percepção pouco clara dos fatos envolvidos. Nessas circunstâncias, árvores de decisão (representação diagramática da situação de decisão) podem ser muito úteis no entendimento visual da estrutura de um problema e tornar mais fácil a determinação dos cenários possíveis que podem resultar na escolha de um curso de ação.

Árvores de decisão podem ser usadas para ajudar na definição de uma decisão para maximizar o VME. É um método de busca de respostas alternativas de qualquer decisão e comparação dos possíveis retornos daquelas alternativas enquanto minimizando os riscos envolvidos.

Algumas convenções são adotadas na estrutura da árvore de decisão:

- Nós de decisão: apontam onde devem ser tomadas decisões. São representados por quadrados (□). O tomador de decisão tem que escolher a alternativa ótima entre os cursos de ação disponíveis. Por outro lado, estes são pontos nos quais os tomadores de decisão têm controle e devem exercer uma escolha. Um nó de decisão pode ser seguido por outro nó de decisão ou por um nó de chance.
- Nós de chance: representados por círculos (○), são os pontos onde há diferentes possibilidades de respostas. São pontos onde o tomador de decisão não tem controle e onde a chance ou a natureza determina uma resposta. A chance de um evento é probabilística.

O método de calcular o caminho ótimo na árvore de decisão é analisado da direita para esquerda considerando-se em primeiro lugar a última decisão. Mian (2002) mostra um exemplo simples utilizado aqui para ilustrar a tomada de decisão:

Uma companhia tem que decidir se irá perfurar um poço em um determinado prospecto. Se o poço for perfurado, engenheiros e geólogos esperam: (a) probabilidade de não encontrar reservas (poço seco) estimada em 60%, com VPL de - \$ 65.000; (b) probabilidade de encontrar 60.000 bbl de reservas estimadas em 30%, com VPL de \$ 120.000; (c) probabilidade de encontrar

90.000 bbl de reservas estimadas em 10% com VPL de \$ 180.000. A solução do problema é mostrada na Figura 2.5.

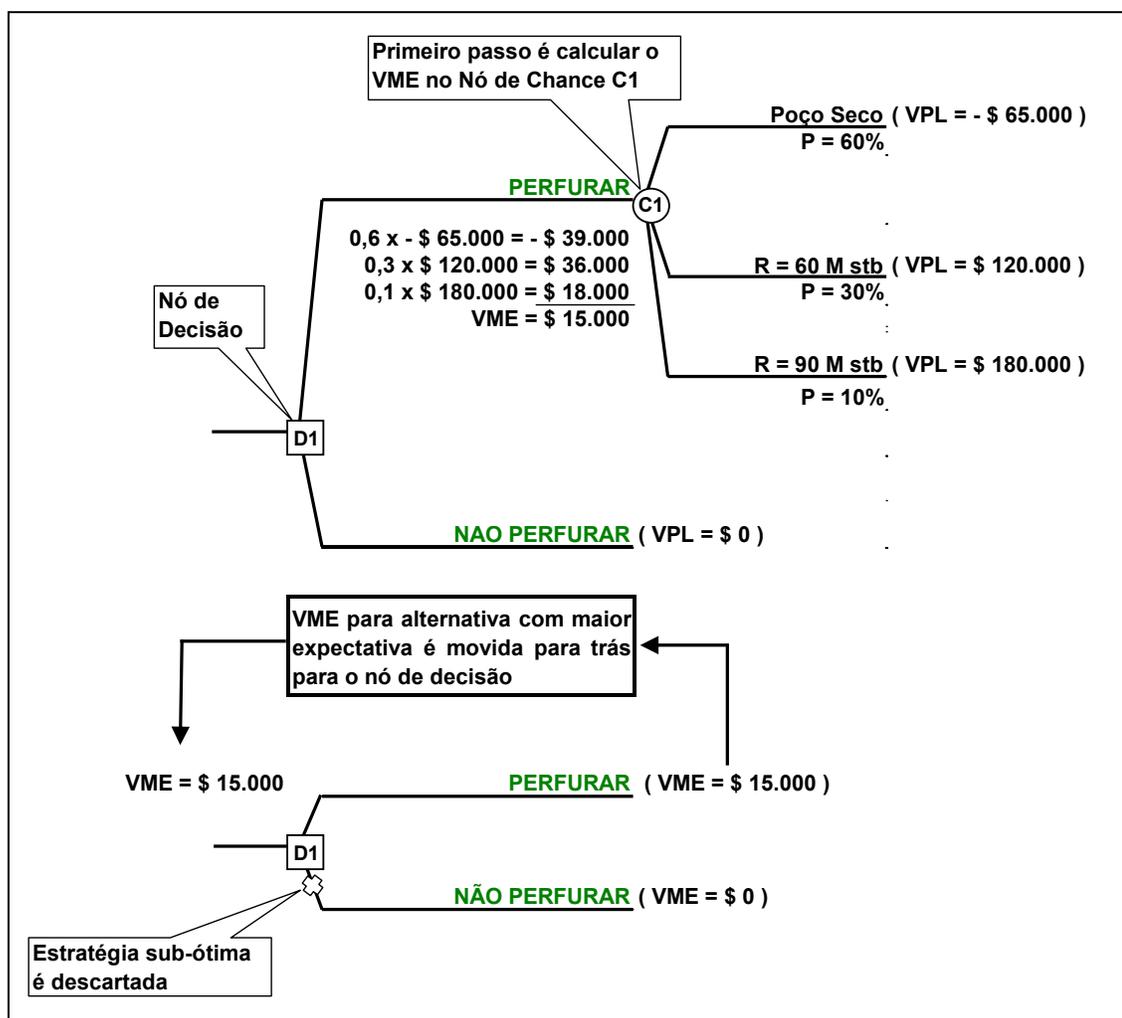


Figura 2.5: Ilustração do cálculo da árvore de decisão (adaptado de Mian, 2002)

Observa-se que há apenas um nó de chance e apenas um nó de decisão. Com o cálculo do VME no nó de chance C1 foi obtido VME de \$15.000. No nó de decisão D1 o valor esperado de não perfurar é zero. Apesar da chance do poço ser seco, uma vez que o valor monetário de não perfurar é menor que o de perfurar, é recomendado esta última opção como decisão do problema.

2.7 Atributos críticos

O risco é uma função de incertezas, principalmente (1) geológicas, (2) econômicas e (3) tecnológicas, que podem ser integradas, como mostra a Figura 2.6. Entretanto, a avaliação do

risco não é só afetada por estas incertezas. No desenvolvimento de campos de petróleo, a estimativa do risco é também afetada pelo modelo da estratégia de produção e pelo gerenciamento do processo de decisão, especialmente para análise de reservatórios complexos que exigem um nível de detalhamento na estimativa da produção somente obtida pela simulação numérica ou técnicas similares.

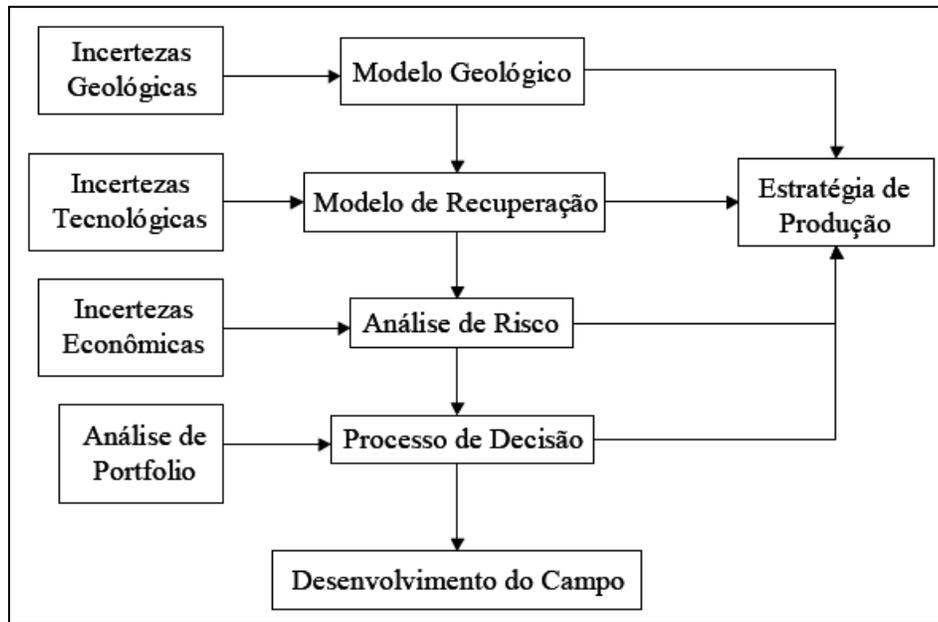


Figura 2.6: Integração das incertezas na análise de risco (Schiozer *et al.*, 2004)

A metodologia de análise de risco, que será aplicada neste estudo, foi desenvolvida inicialmente por Loschiavo (1999), sendo aperfeiçoada nos trabalhos de Steagall (2000) e Costa (2003). Baseia-se na simulação de reservatórios de diversos modelos que representam os possíveis cenários geológicos, através da combinação dos atributos incertos que o caracterizam. Este processo utiliza o método das árvores de decisão.

As principais etapas desta metodologia são:

- Tratamento de incertezas existentes, com a definição dos atributos de reservatório tidos como incertos, seus valores e probabilidades de ocorrência associadas;
- Seleção dos atributos mais críticos, através de uma análise de sensibilidade, a partir do modelo de reservatório mais provável;

- Simulação de todos os modelos probabilísticos possíveis, obtidos da combinação dos atributos críticos, e cálculo da função objetivo para cada modelo. Na montagem dos modelos de simulação, os atributos críticos são tratados como independentes entre si. A função objetivo escolhida para este trabalho foi o Valor Presente Líquido (VPL);
- Obtenção da curva de risco do projeto, através da tabulação dos resultados de VPL contra probabilidades de ocorrência acumuladas;
- Seleção dos modelos geológicos representativos, observando as variabilidades de recuperação e VPL através de gráfico especializado.

A tarefa de identificação dos atributos incertos, bem como a definição das respectivas curvas de probabilidade de ocorrência, é responsabilidade dos especialistas envolvidos na avaliação do reservatório (geólogos, geofísicos e engenheiros). Para a análise através da árvore de decisão, cada atributo contínuo é dividido em níveis de incerteza associados às probabilidades de ocorrência. Autores como Jensen (1998) e Santos (2002) sugerem a utilização de três níveis de incerteza, tal como na Figura 2.7, que representem valores otimista (maior), pessimista (menor) e provável (intermediário) do atributo incerto. Um grande número de níveis poderia demandar um elevado esforço computacional, às vezes desnecessário. Na falta de dados para construir uma análise mais completa, os valores dos atributos nos diferentes níveis podem ser definidos de maneira simplificada, pela multiplicação, divisão ou translação do valor mais provável.

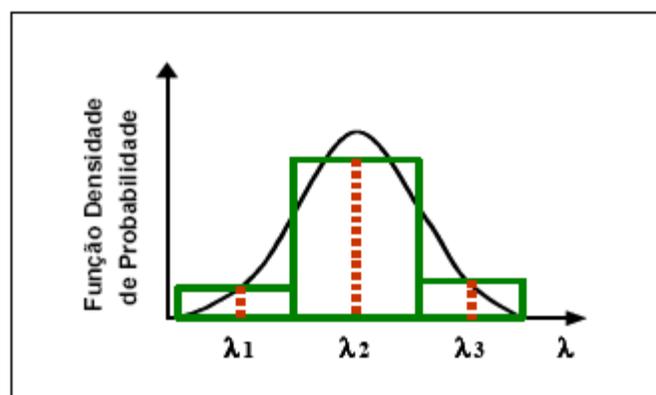


Figura 2.7: Exemplo de discretização de função densidade de probabilidade (Xavier, 2004).

Alguns atributos, tais como análise PVT e curvas de permeabilidade relativa, tem como característica uma distribuição discreta de probabilidades, assim, os níveis de incerteza podem ser definidos pelo número de análises confiáveis e representativas de que se dispõe. Dessa forma,

pode não se possível identificar quais são os níveis otimista e pessimista. Uma maneira de tentar identificar é a utilização de simulação de reservatórios.

2.7.1 Seleção dos atributos críticos

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

A seleção é realizada através da análise de sensibilidade, que é feita comparando-se a função-objetivo do modelo base (medida em um determinado tempo) com as dos modelos compostos pela variação de cada nível de cada atributo. É um meio de avaliar os efeitos da incerteza no investimento, determinando-se como a lucratividade do investimento varia conforme são variados os parâmetros que afetam o resultado da avaliação econômica. De acordo com Stermole e Stermole (1974) a análise de sensibilidade é uma ferramenta para identificar as variáveis que, quando alteradas, podem afetar consideravelmente a decisão.

Os resultados podem ser representados pelo diagrama do tipo Tornado, mostrado na Figura 2.8, para identificar as variáveis que são mais críticas para a previsão de produção e que devem ser incluídas na árvore de derivação. Costa (2003) mostrou que escolha dos atributos críticos pode ser feita de forma dinâmica através da observação do comportamento da função-objetivo com a adição gradativa de mais atributos no processo.

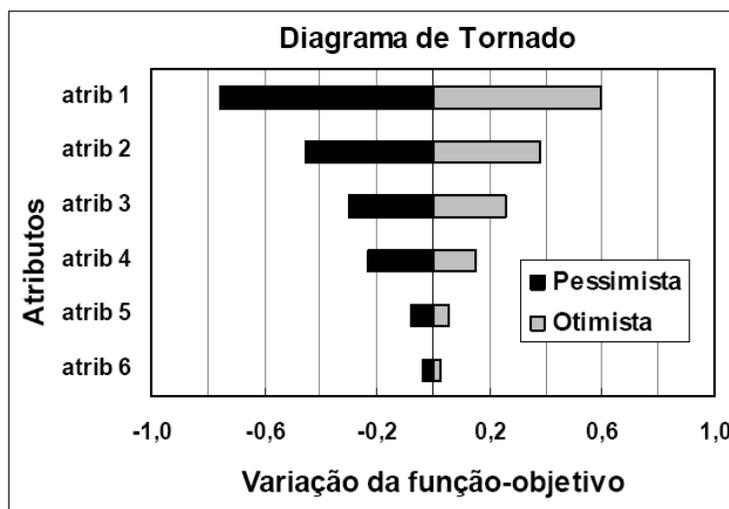


Figura 2.8: Exemplo de diagrama tipo Tornado (Hayashi, 2006)

Loschiavo (1999) realizou análises de sensibilidade para três tempos de simulação diferentes, encontrando inversão de ordem de grau de sensibilidade de alguns parâmetros ao longo do tempo. Por este motivo, é importante que a função-objetivo seja escolhida de forma adequada para atender aos objetivos dos projetos. Lembrando que em reservatórios de gás natural, o tempo de produção a uma vazão constante é um ponto de partida para o estudo.

2.8 Curva de risco

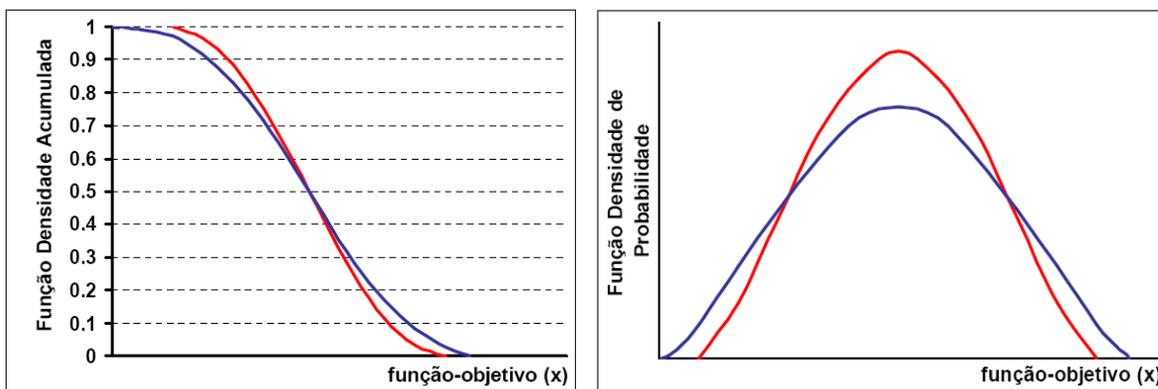
Com os resultados da análise de sensibilidade, alguns atributos podem sofrer eliminação de níveis, assim, as probabilidades de seus valores remanescentes devem ser redistribuídas (Costa, 2003). São então gerados todos os modelos de simulação possíveis com a combinação de todos os níveis dos atributos críticos. Para realizar esta etapa, dentre outras técnicas, é mais indicada a utilização de árvore de derivação, por apresentar vantagens para o caso da utilização da curva de risco para o cálculo de valor de informação (Xavier, 2004).

Cada um desses modelos tem sua probabilidade de ocorrência calculada a partir das probabilidades individuais dos níveis usados na sua construção, que são equivalentes ao produto das probabilidades condicionais das variáveis que o compõem, com mostra a Equação 2.5. O somatório das probabilidades de ocorrência de todos os modelos deve ser igual à unidade.

$$P_{modelo} = P_{nivel\ 1} \times P_{nivel\ 2} \times P_{nivel\ 3} \times \dots \quad \text{Equação 2.5}$$

Após a simulação numérica é realizado o tratamento estatístico dos resultados obtidos, a curva de risco é obtida pela classificação dos valores da função objetivo, resultantes das simulações, em ordem decrescente e colocando-os no gráfico com suas probabilidades acumuladas. A curva de risco é construída para um determinado período de tempo de produção.

Um exemplo hipotético é mostrado na Figura 2.9. Em (a) são apresentadas duas curvas de risco hipotéticas e no item (b) são mostradas as respectivas distribuições de probabilidades, onde se observa que ambas apresentam a mesma média, conseqüentemente o mesmo VE, contudo a curva vermelha tem um desvio padrão menor. Pode-se concluir que a curva vermelha apresenta menor risco (mais vertical).

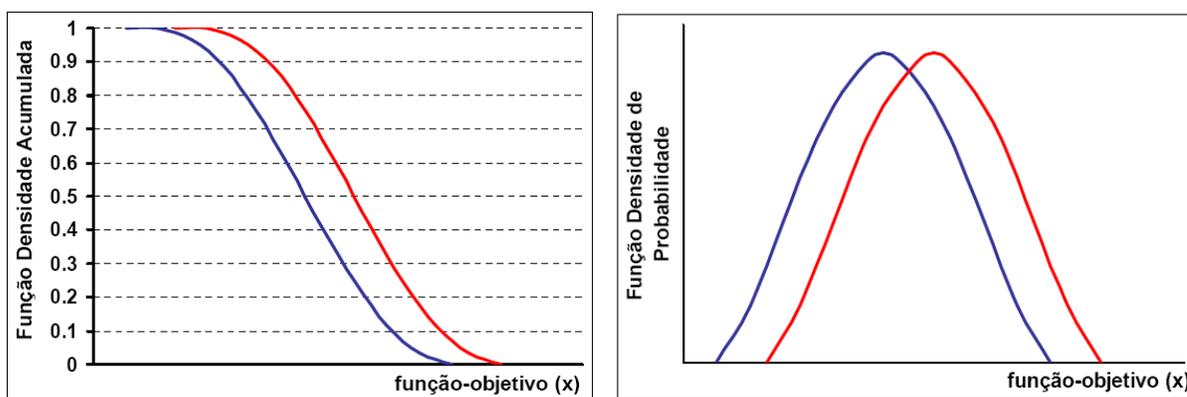


(a) Curvas de risco

(b) Distribuições normais

Figura 2.9: Curvas de risco hipotéticas (adaptado de Xavier, 2004)

Em outro exemplo hipotético ilustrado na Figura 2.10, o item (b) mostra que a curva vermelha apresenta maior valor de média, portanto maior VE. Apesar de ambas aparentemente apresentarem o mesmo desvio padrão, pode-se considerar que a curva vermelha tem o menor risco, pois os valores da função-objetivo são maiores (curva vermelha à direita). Isso indica que a quantificação do risco deve considerar também o VME da curva.



(a) Curvas de risco

(b) Distribuições normais

Figura 2.10: Curvas de risco hipotéticas (adaptado de Xavier, 2004)

A estimativa de distribuição do valor presente líquido para avaliação de riscos econômicos é uma importante aplicação dos perfis probabilísticos. Tal distribuição permite computar o valor monetário esperado e a perda condicional média de um projeto, que é a média dos valores

situados à esquerda do eixo vertical na Figura 2.11(B). O Projeto B, apesar de fornecer o maior VME, apresenta maior quantidade de valores negativos.

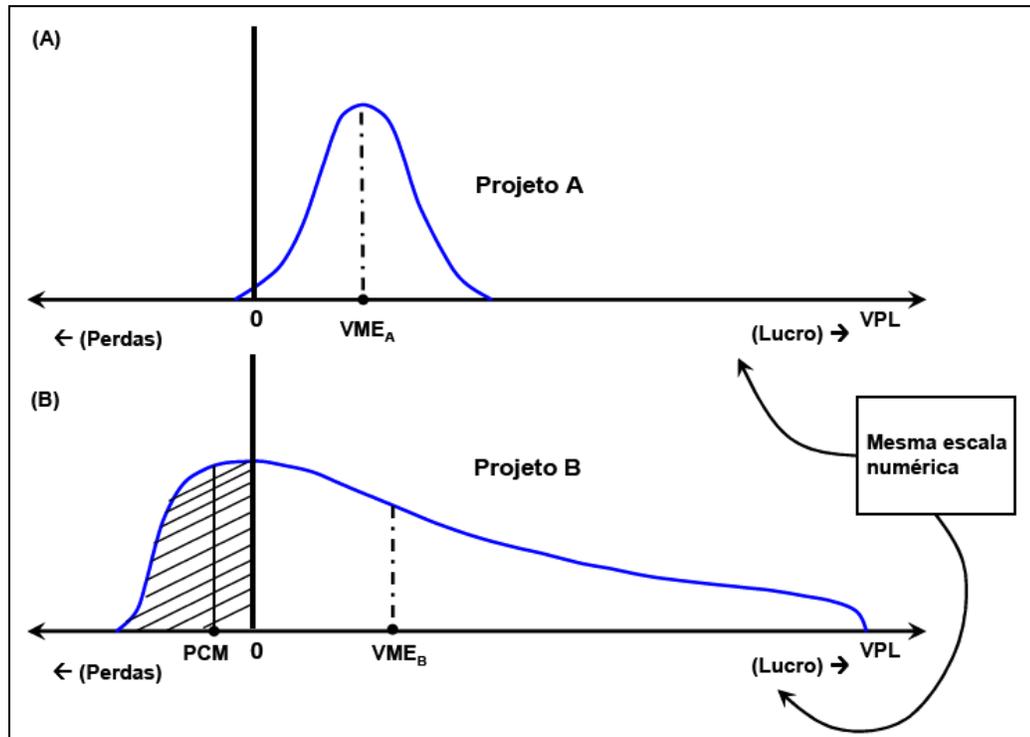


Figura 2.11: Distribuição de probabilidades de dois projetos de investimento (Hayashi, 2006).

Um exemplo prático de aplicação do conceito de quantificação de incertezas e análise de risco, ilustrado na Figura 2.12, é o cálculo de reservas com métodos probabilísticos onde, de acordo com as normas da SPE/WPC/AAPG/ANP, adota-se:

- P90 – Reserva provada - (volume mínimo – 1P) – pessimista – significa que o valor real tem 90% de ser maior que o estimado;
- P50 – Reserva Provada acrescida da provável – (volume médio – 2P) – provável – significa que o valor real tem 50% de ser maior que o estimado;
- P10 – Reserva Provada acrescida da provável e possível – (volume máximo – 3P) – otimista – significa que o valor real tem 10% de ser maior que o estimado.

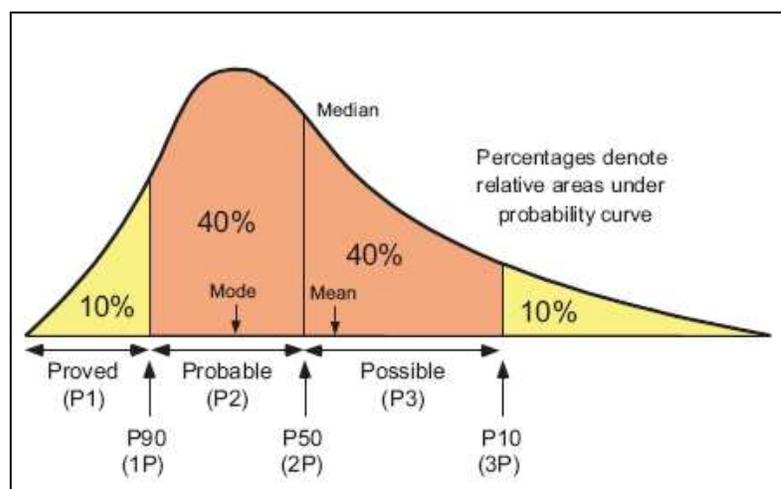


Figura 2.12: Exemplo de distribuição de reservas (Demirmen, 2007).

2.9 Modelos geológicos representativos

A integração de incertezas geológicas, econômicas e tecnológicas com a definição da estratégia de produção é uma tarefa difícil devido à dependência entre elas e considerar todas essas variáveis juntas pode requerer um tempo computacional excessivo (Costa, 2003). Uma maneira utilizada para viabilizar este processo é o uso do conceito de modelos geológicos representativos. Estes modelos são úteis, por exemplo, no dimensionamento de instalações de produção, detalhamento posterior dos planos de desenvolvimento e avaliação da flexibilidade entre esses planos, para cada uma das expectativas de realização.

Com o objetivo de utilizar um número pequeno de modelos com diferentes características das funções objetivo, a seleção pode ser baseada no: valor presente líquido (VPL), produção acumulada de hidrocarboneto (N_p ou G_p), fator de recuperação (FR) e produção de água (W_p). De acordo com Schiozer *et al.* (2004) o critério de seleção é a escolha de modelos com diferenças significantes no fator de recuperação (FR) que estão próximos aos percentis P10, P50 e P90 do valor presente líquido (garantindo também uma grande variação no N_p e W_p), exemplificadas na Figura 2.13 e na Figura 2.14.

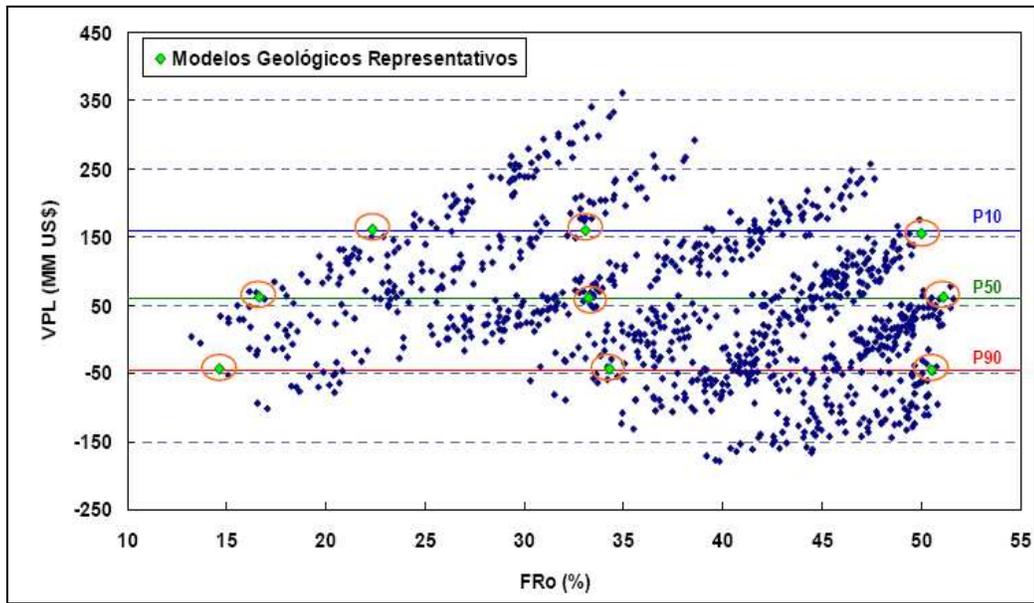


Figura 2.13: Seleção de modelos geológicos representativos (Schiozer *et al.*, 2004).

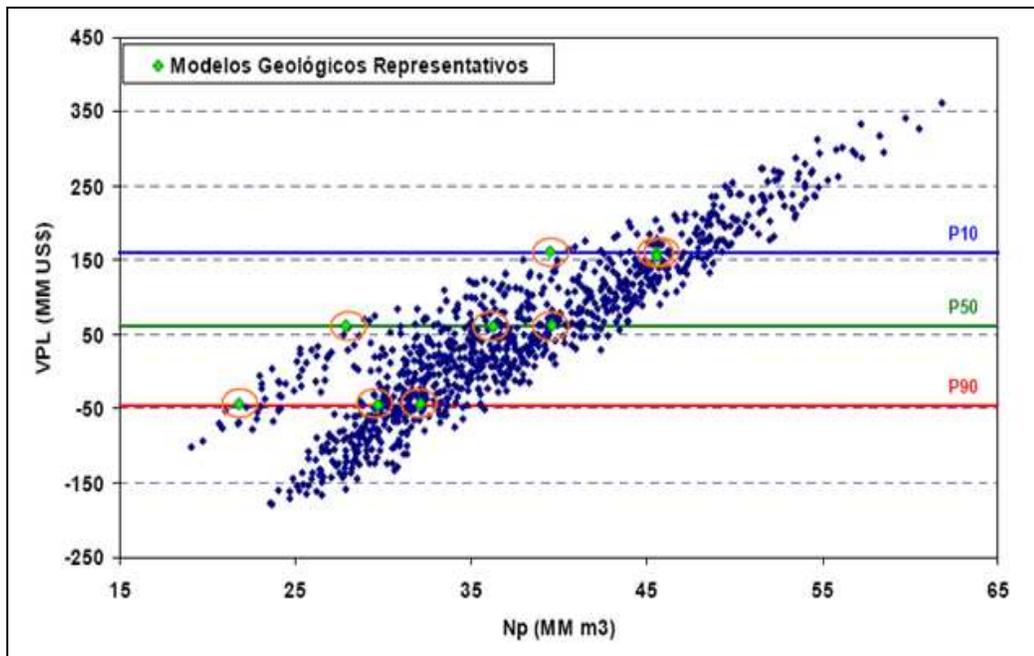


Figura 2.14: Escolha de modelos geológicos representativos (Schiozer *et al.*, 2004).

Xavier (2004) estabeleceu em sua metodologia pequenas alterações nos critérios de escolha dos modelos representativos, destacando-se a disposição da nuvem de pontos no gráfico VPL versus FR, estando dispersos ou concentrados, o que significa uma diferença grande ou não entre os valores de VPL e FR e, conseqüentemente, diferença nas possíveis estratégias de produção.

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

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

2.10 Otimização da estratégia de produção

O processo de otimização da estratégia de produção é muito importante para a melhoria da qualidade do processo de cálculo do VDI, pois quanto maior a capacidade de agregar valor na utilização da informação de projeto, maior o benefício possível. Entretanto, um processo de otimização pode levar a tempos e esforços computacionais e humano relativamente grandes, principalmente, quando vários modelos devem ser otimizados. As otimizações das estratégias de produção são realizadas apenas nos modelos representativos selecionados.

2.11 Análise de decisão

Análise de decisão é um termo usado para descrever um processo de tomada de decisão que combina os métodos da teoria de decisão estatística, criatividade, sistemas de análises e operação de pesquisas. Em outras palavras, é um procedimento de lógica de equilíbrio de fatores que influenciam uma decisão. Tipicamente, esses fatores podem ser técnicos, econômicos, ambientais, políticos, legais etc. O procedimento se dá com incertezas, valores e preferências.

O processo completo visa representar as informações dos tomadores de decisão e preferências levando em conta incertezas, complexidades, e os cenários dinâmicos do problema em consideração.

A teoria de decisão estatística fornece decisões lógicas em situações de incertezas, ajuda em descrever as incertezas, valores e preferências relevantes para o problema de decisão e fornece técnicas matemáticas para resolver estes problemas com incertezas.

Na análise de decisão, a palavra chave é análise, definida como a separação de alguma coisa em suas partes componentes ou elementos para encontrar do que é feito. Nesse contexto, refere-se à decomposição da decisão em problemas menores e mais fáceis de gerenciar. Isso permite estudos separados de cada elemento constituinte do problema. A redução da complexidade e escopo também empresta ao problema o uso efetivo da intuição. Depois que cada constituinte do problema é analisado, então um subgrupo desses elementos é escolhido para inclusão no problema integrado para dar um panorama completo.

Um problema de análise de decisão geralmente consiste em:

- Definição e identificação do problema;
- Quantificação dos vários fatores que impactam o problema;
- Análise de sensibilidade;
- Implementação.

O processo é iterativo tipicamente dividido em quatro fases ilustradas esquematicamente na Figura 2.15 e referenciado como:

1. Fase de desenvolvimento da base;
2. Fase determinística;
3. Fase probabilística;
4. Fase de informação.

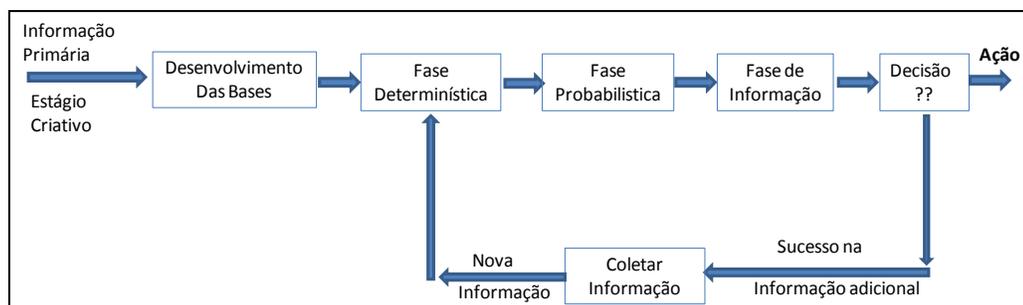


Figura 2.15: Ciclo de análise de decisão. (Adaptado de Mian, 2002)

A fase de desenvolvimento da base consiste em estruturar a base do problema de decisão e usar essa estrutura para identificar as variáveis cruciais. A tarefa é principalmente identificar a decisão a ser realizada, o escopo e o método de solução (aproximação), necessidades e objetivos da análise. Este processo envolve especialistas de várias disciplinas como geofísicos, geólogos e engenheiros, além do tomador de decisão. A definição do problema depende principalmente de: julgamento sobre as incertezas, alternativas disponíveis, retornos das ações disponíveis e preferências do tomador de decisão; experiência prévia de problemas similares e intuição dos especialistas envolvidos em ajudar na formulação dos problemas.

Um modelo sem nenhum componente probabilístico é denominado modelo determinístico. Nestes modelos as saídas são determinadas uma vez que o conjunto de entradas tenha sido especificado. A fase determinística trata o problema quantitativamente pela determinação das incertezas críticas. São desenvolvidos modelos de fluxo de caixa e são calculados VPL para cada saída. Então, é realizada a análise de sensibilidade nas variáveis. Este processo permite a identificação das variáveis que tem maiores incertezas e são críticas para realizar a decisão.

A fase probabilística envolve a determinação de distribuição de probabilidades dos eventos e das variáveis incertas, assim explicitamente incorporando incertezas. As distribuições de probabilidades são obtidas pela experiência dos especialistas envolvidos na análise. Desde que as incertezas estão no centro da maioria dos problemas, a análise de decisão requer que se especifique a quantidade de incerteza que existe associada à informação disponível. Uma vez especificadas as probabilidades, são calculados os valores esperados dos eventos com chances.

Na fase de informação, os resultados das três primeiras fases são revisados para determinar se alguma informação adicional permite eliminar ou reduzir incertezas em cada uma das variáveis importantes. É avaliado o valor da informação adicional em relação ao custo de sua aquisição. A informação é obtida se for determinado que a informação adicional, a um determinado custo, aumenta a qualidade da variável e subsequentemente aumenta o retorno esperado do projeto em estudo. Se a informação puder ser obtida de mais de uma fonte, esta tem que ser determinada. Em geral quanto maior for a incerteza, maior será o valor esperado da informação adicional. À luz da nova informação, as análises originais são revisadas. Este processo iterativo continua até encontrar a solução ótima.

Análise de sensibilidade pode ser realizada em cada estágio da análise. É utilizada para examinar a robustez de uma alternativa com mudanças em variáveis chaves. Essas análises aumentam a eficiência e a efetividade do processo de análise de decisão.

Usando o princípio de dominância ou processo por eliminação, é escolhida a melhor alternativa econômica. Quando uma alternativa ou evento é superior à outra, é dito que a primeira alternativa ou evento domina o segundo. O princípio de dominância permite maior redução no número de alternativas, assim alcançando uma decisão final sobre o curso de ação preferido.

Os resultados de análises de decisão são melhor representados na forma gráfica, como em árvores de decisão, distribuição de probabilidades, diagramas de influência etc. Mian (2002) explica que existem algumas idéias erradas a respeito de análises de decisões:

1. A análise de decisão é considerada como uma técnica para eliminar ou reduzir o risco em tomadas de decisão. Na verdade a análise de decisão não reduz ou elimina o grau de risco que um tomador de decisão encara em um ambiente de incertezas; ajuda muito para saber o risco certo e calculado. Por isso, a análise de decisão é uma ferramenta para avaliação satisfatória, quantificadora e entendedora dos riscos, ajudando o tomador de decisão a imaginar uma decisão estratégica que minimiza a exposição da empresa ao risco.
2. Análise de decisão é considerada como um método que produz a solução ótima para um problema de decisão sob considerações. Análise de decisão não resolve um problema de decisão e nem é seu objetivo. A intenção é produzir uma habilidade e criatividade para ajudar tomadores de decisão a realizar melhores decisões.
3. Análise de decisão substitui julgamentos ou intuições profissionais. Esta análise abastece o julgamento e intuição dos profissionais envolvidos em decisões e não as substitui.
4. Tomadores de decisão tendem a igualar a qualidade da decisão com a qualidade dos seus resultados. Uma boa decisão pode resultar num resultado pobre e uma decisão pobre pode ter bons resultados. É necessário definir uma boa decisão, que é uma decisão lógica baseada em incertezas, valores, preferências e bom julgamento profissional dos especialistas envolvidos, levando em consideração todas as informações disponíveis. A análise que leva em conta os fatores acima e é conduzida sistematicamente e consistentemente em todos os projetos, minimiza as conseqüências de alcançar

resultados desfavoráveis. Entretanto, não se espera que a análise de decisão proteja de “má sorte”.

2.11.1 Valor da informação

Informação nova ou adicional em um investimento ou em um problema de avaliação e valor esperado podem remover ou reduzir incertezas envolvidas em decisões. Com a redução ou a eliminação de incertezas, espera-se que aumentem os retornos e reduza-se a variância (riscos). Entretanto, adquirir informação nova ou adicional tem um custo. Por exemplo: levantamento sísmico; análises de laboratório; serviços de consultoria; etc. Antes da decisão sobre a aquisição da informação, as seguintes questões devem ser respondidas: (a) é interessante obter a informação adicional? (b) se existem várias fontes potenciais de informação para melhorar o processo de decisão e maximizar o lucro, qual delas é preferível?

O principal objetivo de juntar informação é aumentar a habilidade do tomador de decisão e melhorar a situação (*status*) do perfil de risco da decisão, através da redução da incerteza antes de se seguir uma estratégia de decisão equivocada. A Informação sobre um resultado incerto de um evento pode ser perfeita (levando a uma eliminação completa da incerteza) ou imperfeita (levando a uma redução parcial da incerteza). A informação tem valor apenas se ela afetar a estratégia de decisão, especialmente melhorando-a. Informação pode ter valor sem considerar a preferência ao risco do tomador de decisão (neutro, avesso ou propenso ao risco). Em todos os casos, informação adicional útil ajuda a tomar uma decisão melhor se a incerteza é reduzida ou eliminada antes da realização da ação.

2.11.2 Valor Esperado de Informação Perfeita

Análise de decisão é útil em determinar a necessidade de aquisição de informação adicional caso haja disponibilidade. Tal informação adicional pode reduzir a incerteza, mas com um custo. O custo pode ser em termos monetários ou em perda de tempo, ou ambos. Uma análise quantitativa deve ser aplicada para mostrar se o custo de se obter informação adicional é justificado, porque aumentará o ganho financeiro esperado.

As informações mais comuns que podem adicionar valor as análises de negócios em atividades de óleo e gás, são:

- Levantamento sísmico em detrimento à perfuração de poço pioneiro;

- Aquisição sísmica 2D *versus* 3D;
- Perfuração de poço de avaliação antes da realização de um projeto completo de infraestrutura e desenvolvimento;
- Realização de uma pesquisa de mercado antes do desenvolvimento de uma nova ferramenta;
- Teste de resistência antes da descida do revestimento;
- Contratação de um consultor para avaliar a integridade de uma tubulação marítima (se substituir total ou parcialmente).

O valor esperado de uma informação perfeita é o retorno esperado com informação perfeita menos o retorno esperado sob incertezas. Assim, é tirado o máximo retorno de cada evento e então o retorno esperado é calculado pela multiplicação do máximo de cada evento pela sua respectiva probabilidade. Isto dá o valor esperado de uma informação perfeita. A diferença entre esta quantidade e o retorno esperado sob incerteza dá o valor da informação perfeita. É a diferença entre o retorno mais provável e o melhor retorno que pode ser alcançado, tendo-se conhecimento preciso da ocorrência do evento.

O valor esperado da informação perfeita é o ganho incremental em razão da informação perfeita sobre o estado da resposta. É a quantidade que se pode gastar na aquisição da informação perfeita. Por outro lado, a perda de oportunidade mínima esperada é o valor da informação perfeita. O cálculo do valor esperado da informação perfeita resulta um valor de limite superior para a informação imperfeita.

2.11.3 Valor Esperado de Informação Imperfeita

Informação perfeita dificilmente está disponível. Informação adicional, embora possa não ser perfeita, muitas vezes tem algum valor. O valor esperado de informação imperfeita é o retorno esperado com informação imperfeita menos o retorno esperado sob incerteza. O imperfeito aqui refere-se ao grau de confiabilidade da informação obtida. A informação perfeita é considerada 100% confiável, assim, a informação imperfeita pode ter uma confiabilidade entre zero (mas não igual) e 100%. Por exemplo, há 90% de probabilidade de um levantamento sísmico indicar uma estrutura quando esta está presente, e há 10% de probabilidade de indicar uma estrutura quando

ela não está presente. Assim, a informação do levantamento sísmico obtido é considerada imperfeita.

O valor esperado da informação imperfeita é mais complicado de calcular que o valor esperado da informação perfeita. Informação perfeita é considerada aquela que fornece certeza completa sobre uma quantidade incerta. Informação imperfeita serve para mudar o grau e natureza da incerteza sem eliminá-la. Por exemplo, no caso do levantamento sísmico, se as probabilidades 90% e 10% são mudadas para 100% e 0%, respectivamente, então a informação é considerada perfeita. O cálculo do valor esperado da informação incompleta requer alteração das probabilidades originais em probabilidades posteriores com base na informação obtida por testes ou experimentos.

O ganho líquido esperado é o valor da informação esperado (perfeito ou imperfeito) menos o custo de se obter a informação. Se o valor da informação de um evento for muito baixo, então pode não valer o esforço e o dinheiro para reduzir a incerteza adquirindo informação adicional. Por outro lado, se o valor da informação esperado de um evento for relativamente alto, então pode valer a pena à aquisição da informação. Tal informação pode ter um retorno relativamente grande quando reduz incerteza, aumentando assim o valor monetário esperado do tomador de decisão.

A teoria Bayesiana é utilizada para revisar as probabilidades originais derivando probabilidades posteriores, calculadas com base em nova informação disponível através de experimentos ou testes. Sob a teoria de decisão Bayesiana, essas probabilidades posteriores são substituídas no lugar das probabilidades originais nos estados de respostas. Os retornos esperados são assim calculados levando em consideração as probabilidades posteriores em conexão com o estado de respostas no lugar das probabilidades originais. Os passos a seguir mostram o uso da teoria de Bayes:

1. Determinar o curso de ação que seria escolhido usando apenas as probabilidades iniciais e calcular o retorno esperado deste curso de ações. Probabilidades iniciais são as probabilidades marginais originais que dão a estimativa inicial do estado de respostas. Estes estão primeiramente num diagrama de árvore de decisão;
2. Identificar as indicações possíveis que a nova informação pode dar;

3. Determinar probabilidades para a nova informação no passo 2. A informação adicional constitui a probabilidade condicional;
4. Calcular as probabilidades “juntas”. O produto das primeiras probabilidades no passo 1 e probabilidades condicionais no passo 3 dão as probabilidades “juntas”;
5. Calcular probabilidades marginais. Somando as probabilidades “juntas” apropriadas dadas no passo 4, deriva-se as probabilidades marginais;
6. Calcular probabilidades posteriores. As probabilidades “juntas” do passo 4 são divididas pelas probabilidades marginais do passo 5 para dar as probabilidades posteriores;
7. Revisar as probabilidades originais. As probabilidades posteriores, na forma de probabilidades condicionais, derivadas do passo 6, mostram o estado de resultado alterado à luz da informação disponível de testes ou experimentos.

Capítulo 3

Revisão Bibliográfica

Este capítulo tem como objetivo mostrar a evolução dos trabalhos e aplicações ligados aos assuntos de análise de risco e valor da informação no processo de decisão em projetos de exploração e produção de petróleo, abordando trabalhos que quantificam o impacto de incertezas, especialmente aplicando a simulação de escoamento de reservatórios como ferramenta. Essas técnicas foram desenvolvidas recentemente com várias aplicações em estudos de campos portadores de óleo, porém, observa-se que existem poucos trabalhos desenvolvidos para campo cujo fluido principal é o gás natural na fase inicial de desenvolvimento.

3.1 Análise de risco na exploração e produção de petróleo.

Na indústria do petróleo, as primeiras utilizações de análise de riscos e incertezas foram observadas na área de exploração, nas decisões de investimentos em perfuração de poços pioneiros, analisando suas probabilidades de sucesso, além de quantificação de possíveis volumes *in situ*. Posteriormente foram sendo aplicadas metodologias mais elaboradas fazendo-se uso de árvore de decisão e simulação de Monte Carlo na fase de desenvolvimento dos campos, associadas a modelos econômicos. Com a evolução dos recursos de informática, principalmente no início da década de 1990, foram desenvolvidos trabalhos com a utilização da simulação numérica de reservatórios aplicada à análise de risco nas previsões de produção, levando em consideração algumas das diversas incertezas associadas tanto ao modelo geológico quanto ao desempenho do reservatório.

Como literaturas básicas podem ser citados os livros de Newendorp (1975) e Mian (2002), nos quais são abordados os principais conceitos e metodologias para a análise de risco na exploração e que também são aplicadas nas previsões de produção. Neles são apresentadas, além

dos princípios básicos de probabilidade e estatística, análises através de árvore de decisão, simulação pela técnica de Monte Carlo, bem como os conceitos econômicos de valor presente líquido e do valor monetário esperado.

Berteig *et al.* (1988) apresentaram um dos primeiros trabalhos de estimativas, na presença de incerteza, através de um processo de geração de imagens da distribuição espacial de um atributo (simulação estocástica), tendo como variáveis incertas: topo do reservatório, porosidade e saturação de óleo. De acordo com os autores, a prática indicou que as variáveis geométricas têm maior impacto que as variáveis petrofísicas na incerteza final dos volumes *in situ*. Os resultados foram comparados com aqueles incluindo a adição de novos poços, resultando na diminuição da incerteza.

Garb (1988) apresentou uma metodologia para análise do risco associada à estimativa de reservas e ao valor de produção utilizando simulação Monte Carlo, onde as variáveis incertas foram: espessura, área do reservatório, fator de recuperação de hidrocarbonetos. Apresentou também considerações abrangentes sobre riscos: técnicos, econômicos e políticos; bem como sobre a redução de incertezas de acordo com a maturidade dos campos.

De acordo com Journel (1989), existem muitas técnicas de simulação estocástica, dentre elas, o desenvolvimento da simulação estocástica Gaussiana condicional possibilitou a modelagem da incerteza geológica através da geração de um número elevado de imagens equiprováveis do reservatório, todas elas honrando os dados disponíveis.

Ovreberg *et al.* (1990) apresentaram um dos trabalhos pioneiros para a análise de sensibilidade dos parâmetros incertos do reservatório nas estimativas do fator de recuperação e potencial de produção utilizando a simulação numérica de reservatórios. Neste trabalho, a análise de sensibilidade consistiu na simulação de escoamento dos valores otimista e pessimista de cada parâmetro incerto, substituindo-se uma variável de cada vez no caso base de simulação, que é considerado o modelo mais provável com os dados disponíveis. Esta análise de sensibilidade objetivou a obtenção do risco de fator de recuperação e potencial de produção através da combinação dos resultados encontrados pela técnica de Monte Carlo. A metodologia é simples, porém, sua maior limitação está em não considerar possíveis não-linearidades das variáveis correlacionadas, assim como suas dependências espaciais, tais como a dependência do modelo geológico e o desempenho do reservatório.

Ballin *et al.* (1993) comentaram que se o plano de desenvolvimento já estiver definido, uma maneira de incorporar a incerteza geológica modelada por simulação estocástica na previsão de produção é processar um simulador de fluxo para cada imagem com as especificações do plano. Eles sugeriram o uso de um simulador rápido na utilização de uma malha grosseira ou de apenas uma seção do reservatório para a simulação de um elevado número de modelos do reservatório. Após a simulação, realiza-se a distribuição de probabilidades dos resultados para a escolha dos modelos para a simulação convencional. Dados de produção, se avaliados, podem ser incorporados às realizações, diminuindo a incerteza na caracterização geológica. Entretanto, algumas incertezas permanecem, mesmo após um longo período de produção.

Floris e Peersmann (1998) propuseram uma metodologia para estimativa de incertezas no cálculo do volume de hidrocarbonetos *in situ*. Eles apresentaram um método para gerar imagens possíveis das propriedades que ocorrem em modelos espaciais, as quais compartilham as propriedades geoestatísticas requeridas (média, desvio-padrão e variograma).

Jensen (1998) apresentou uma metodologia baseada na técnica da árvore de decisão para definir diversos modelos de simulação com o objetivo de gerar perfis probabilísticos de previsão de produção. Cada ramo da árvore corresponde a uma faixa de níveis de parâmetros identificados como mais sensíveis, a partir de uma análise de sensibilidade prévia. A estimativa das probabilidades de ocorrência destes níveis condiciona a probabilidade de cada modelo de simulação definido nos ramos finais da árvore de decisão. Desta forma, para cada perfil de produção originado de um modelo, é atribuída uma probabilidade de ocorrência.

Campoza e Ballin (1998) apresentaram uma metodologia para determinação da incerteza na previsão de produção, que consiste em selecionar as principais variáveis incertas, através de conhecimento de especialistas, levando em consideração a amostragem dos valores altos, baixos e prováveis das mesmas. Defini-se o caso base para a simulação de fluxo. Em seguida aplica-se a análise de sensibilidade das variáveis através da simulação e realiza-se a combinação dos resultados do fator de recuperação (FR) através da árvore de decisão, com seu ordenamento e normalização. No passo seguinte é construída a distribuição de probabilidade do FR. Por fim, conhecendo-se a distribuição de probabilidade do volume original de hidrocarbonetos, obtém-se o risco do volume acumulado de óleo produzido por Monte Carlo. Esta metodologia parte da

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

Um dos trabalhos aplicados na fase de desenvolvimento de um campo foi elaborado por Loschiavo (1999), no qual trata da estimativa de incertezas na previsão de produção de reservatórios, que é o subsídio mais importante para a avaliação econômica de projetos e o dimensionamento de facilidades de produção de petróleo. Neste trabalho procurou-se desenvolver uma metodologia que permite estimar perfis probabilísticos de parâmetros de desempenho de reservatórios (vazões, produções acumuladas etc.) para fins de análise de risco de projetos. A base da metodologia é a aplicação da árvore de decisão (ou derivação), construída a partir das possíveis combinações de modelos estruturais, simulações estocásticas do modelo sedimentar e demais parâmetros críticos.

Buscando alcançar maior variabilidade com um menor número de simulações objetivando otimização de tempo e recursos, vem sendo cada vez mais aplicado o conceito de planejamento estatístico de experimentos na avaliação de incerteza de parâmetros de reservatórios. É uma técnica estatística, na qual, vários parâmetros variam simultaneamente, possibilitando obter informação semelhante com um número bem menor de simulações. A mesma pode ser combinada com técnicas de simulação de reservatório simplificadas (metamodelos) ou ainda com técnicas como superfície de resposta com o objetivo de reduzir ainda mais o esforço computacional.

Dejean (1999) utilizou a metodologia superfície de resposta, com o objetivo de obter um modelo de regressão através dos resultados simulados e realizar previsões analíticas para qualquer valor dos parâmetros com incerteza dentro de um domínio. A metodologia da superfície de resposta (*response surface*) pode ser aplicada juntamente com a de planejamento de experimentos para aproximar o modelo de regressão sob a região de interesse.

Cruz (2000) apresentou um roteiro completo que incorpora a incerteza geológica na seleção do melhor cenário de drenagem do reservatório entre um grupo de cenários predefinidos. Utilizou múltiplas realizações geoestatísticas. O problema estudado neste trabalho envolveu locação de poços e introdução do conceito de mapa de qualidade na tomada de decisão para o desenvolvimento de reservatórios. Tal mapa é usado para decidir o melhor número de poços com a configuração espacial otimizada correspondente.

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

Santos (2002) analisou a influência da estratégia de produção em processos de análise de risco. A metodologia de risco utilizada consiste em definir os atributos incertos, montar um modelo base para simulação, selecionar os atributos críticos via análise de sensibilidade, simular todos os modelos possíveis, expressar o risco do projeto utilizando o valor presente líquido (VPL) como função-objetivo e escolhendo alguns dos MGR para representar a incerteza geológica. Procedimentos de otimização são aplicados tanto ao modelo base quanto a tais modelos. Para o caso estudado as alterações na estratégia de produção otimizada não chegaram a ser importantes, com um ganho de VPL pequeno face às incertezas presentes.

Visando simplificações no processo de análise de risco na fase de desenvolvimento, Costa (2003) apresentou tratamento de atributos através da utilização da agregação e combinação gradativa no processo de quantificação do risco. A agregação de atributos de mesmas características e a variação de níveis e probabilidades associadas tem o objetivo de simplificar o processo minimizando possíveis perdas de precisão nos resultados.

Ligero *et al.* (2003 – b) mostraram que, em alguns casos, a utilização de modelos mais simples, como exemplo, modelos de linhas de fluxo ou modelos com malha mais grosseira, são simplificações que podem minimizar o esforço computacional requerido e o tempo total do processo de análise de risco, sem perda significativa da precisão.

Ligero *et al.* (2003 – a) e Costa (2003) adotaram modelos representativos relacionados à quantificação da incerteza geológica para integração com incertezas econômicas. Mostraram que

para os casos analisados, os modelos geológicos representativos parecem ser bons representantes do processo de quantificação de incertezas geológicas, e que simplificações podem ser usadas para incorporar as incertezas econômicas (preço de óleo, investimento e custo, e taxa mínima de atratividade). A comparação entre as curvas de risco geológico e de risco econômico, considerando-se apenas o parâmetro mais influente, o preço do óleo, mostrou que o intervalo de incertezas obtido na curva de risco econômico é maior do que na curva de risco geológico.

Schiozer *et al.* (2004) utilizaram também o conceito de modelos representativos da quantificação de incertezas geológicas. Eles aplicaram a integração desses modelos com a incerteza relativa à escolha da estratégia de produção na otimização desses modelos para uma posterior integração com as incertezas econômicas e tecnológicas. Os resultados mostraram que a integração desses modelos com a estratégia de produção aumenta a viabilidade do processo, reduzindo significativamente o número de simulações envolvidas e o esforço computacional do processo.

3.2 Valor da informação (VDI)

O sucesso econômico das empresas depende, dentre outros aspectos, dos estudos de viabilidade econômica dos projetos que antecedem à tomada de decisão. A análise de investimento deve, portanto, considerar os riscos e as incertezas presentes nos projetos. No caso de projetos de exploração e produção de petróleo, as decisões de investimentos são afetadas pelos componentes técnico e econômico das incertezas. Uma característica fundamental da incerteza técnica é que a realização de investimentos pode reduzir esse tipo de incerteza, o que não ocorre com as econômicas

Uma alternativa bastante utilizada para a redução da incerteza técnica é o Projeto de Aquisição de Informações que está diretamente ligado ao valor da informação (VDI), que tem como principal objetivo quantificar as informações que podem ser obtidas para a redução ou eliminação da incerteza de um projeto posterior.

Um dos primeiros trabalhos relacionados ao cálculo do valor da informação foi desenvolvido por Warren (1983), onde o autor discorreu sobre a decisão entre iniciar ou rejeitar o desenvolvimento de um projeto ou postergar esta decisão para um período após aquisição e análise de informações.

Lohrenz (1988) comentou e apresentou métodos de valores da informação para orientar importantes tomadas de decisão em engenharia de petróleo. O autor discutiu também o fato de que a informação é obtida para orientar decisões futuras ou subseqüentes. Ele citou ainda que o efeito do preço do óleo tem grande influência na análise, e mostrou que, com sua queda, apesar de redução do valor do projeto, faz com que a informação seja mais valiosa quando a variação do máximo valor da informação em relação ao preço for negativa. Caso contrário, quando esta variação for positiva, o valor da informação declina rapidamente com o preço do óleo. Entretanto, deve-se ressaltar a existência de projetos em que o valor da informação e o preço do óleo não seguem necessariamente o mesmo padrão descrito acima.

Gerhardt *et al.* (1989) discutiram as vantagens e as desvantagens do método de cálculo proposto por Lohrenz (1988). Afirmaram que a informação adicional deveria ser obtida somente se a mesma contribuísse para o aumento do valor esperado e para a redução do risco do investimento da companhia.

Dunn (1992) apresentou uma técnica numérica para o cálculo do valor da informação através da obtenção de perfis de poços, utilizando conceitos como a perda de oportunidade, esperança parcial, expectativa de perda e distribuição de probabilidade. O autor definiu também o valor presente líquido e o potencial de perda como funções do parâmetro que estava sendo medido, de forma que o valor da informação pudesse ser quantificado. Também discutiu sobre a sensibilidade do tipo de distribuição de probabilidade usada para descrever a incerteza do parâmetro em questão. Ele concluiu que embora possa ser difícil assumir uma distribuição normal, triangular ou uniforme, deve-se verificar os efeitos de cada distribuição no cálculo do valor da informação.

O autor afirmou também que a informação somente tem valor se a mesma tem capacidade de alterar futuras decisões que podem minimizar a perda ou proporcionar ganho financeiro. Exemplos citados em seu trabalho mostram que em situações em que a incerteza é baixa e os potenciais de perda são pequenos, o valor da informação é baixo. Por outro lado, se a incerteza e os potenciais de perda são altos, o valor da informação é alto. Pode-se acrescentar que nem sempre incertezas altas resultam em VDI altos, isso só ocorre se a informação afetar significativamente a decisão após a sua coleta.

Clemen (1995) demonstrou algumas técnicas usadas para calcular o valor da informação, como o diagrama de influência e a árvore de decisão. Ele também diferenciou os conceitos de informação perfeita e imperfeita no cálculo do valor da informação. Mostrou que o valor esperado da informação pode ser zero ou positivo, mas nunca negativo. E que o valor esperado de qualquer fonte de informação deve estar entre zero e o valor esperado do valor da informação perfeita.

Demirmen (1996) sugeriu o uso de valor da informação para avaliação de subsuperfície na exploração e produção de petróleo, como por exemplo, levantamento sísmico. Seu trabalho resultou em uma metodologia generalizada e sistemática de valor da informação para propósitos de avaliação para melhor dimensionamento dos recursos, evitando perdas que influenciam a lucratividade do projeto. Também foi introduzido o conceito de informação parcial, com significantes implicações práticas.

Floris *et al.* (2000) mostraram a utilização de um sistema de auxílio à decisão, denominado método DSS (*Decision Support System*), aplicado a um estudo de caso, visando analisar o valor da informação para um campo com incertezas em relação ao volume de óleo *in situ* subdividido em dois blocos, conectados ou não, e à existência de algum mecanismo natural de produção, como um aquífero, expressivo ou não.

Guedes *et al.* (2000) apresentaram uma metodologia conceitual para definição de cenários de desenvolvimento de projetos de exploração sob incerteza e em águas profundas. Partindo da premissa que o volume de óleo *in situ* é o atributo mais importante, quando se trata de um projeto de exploração. Assim, segundo a metodologia proposta, são definidos três cenários, representando as expectativas máxima, mínima e média para esse volume e, para cada um deles, é adotada uma malha de drenagem. Também são definidos o sistema de produção e o arranjo submarino. A utilização de um simulador de reservatórios permite selecionar a malha de drenagem com maior retorno para o projeto. Então, para cada cenário de volume de óleo *in situ*, são calculados indicadores econômicos e de reservatório que servem para balizar a decisão por uma das seguintes opções: investir em informações adicionais como forma de reduzir as incertezas do projeto; iniciar o desenvolvimento da área ou então desenvolver a área e investir em informações simultaneamente. Se a opção escolhida for desenvolver o projeto, então são elaboradas pelo menos três concepções completas de projeto do sistema de produção. É realizada

a análise econômica de cada opção levando-se em conta as incertezas presentes nos demais atributos econômicos e de reservatório. A concepção adotada é aquela que apresenta os melhores indicadores econômicos.

Demirmen (2001) discutiu a respeito da decisão de se desenvolver uma acumulação recém descoberta cercada de incertezas. Comentou sobre os tipos de riscos envolvidos, tais como: (a) abandonar a descoberta como se fosse não econômica, mas que na verdade seria econômica; (b) desenvolver o campo, mas que na verdade ele seria não econômico e (c) desenvolver sob condições sub-ótimas, quando o campo poderia ter um retorno econômico máximo. O foco do trabalho foi nesta última possibilidade citando um exemplo no Mar do Norte e debatendo sobre o conceito de valor da informação como um critério de decisão.

Coopersmith *et al.* (2002) propuseram uma metodologia para o cálculo do VDI com utilização de análise de sensibilidade de variáveis incertas, árvore de decisão. Eles avaliaram casos sem informação, com informação perfeita, com informação imperfeita e aplicação do Teorema de Bayes.

Portella *et al.* (2003) aplicaram a técnica desenvolvida por Floris *et al.* (2000) para a análise do valor da informação associada à técnica de planejamento de experimentos, sob condições de incerteza, para otimizar a exploração de um novo bloco em um campo localizado na Bacia de Campos. As propriedades de maior impacto na incerteza volumétrica foram: a relação espessura porosa e espessura total, a profundidade do contato óleo/água e a permeabilidade absoluta. Inicialmente, foi construído um modelo de reservatório em um simulador de escoamento, considerando-se duas variáveis incertas e três níveis de incerteza. Foram, então, alocados 9 modelos na árvore de decisão. Posteriormente, foi feita uma comparação entre a produção acumulada de óleo provenientes da simulação numérica e da metodologia de superfície de resposta, mostrando-se similares. A partir daí, a árvore foi construída combinada à simulação Monte Carlo. O parâmetro permeabilidade foi utilizado para realizar a simulação Monte Carlo. Para a combinação de cada cenário, do total de nove, as curvas de produção oriundas da metodologia de superfície de resposta foram inseridas (uma para cada cenário de permeabilidade) e, para cada iteração de Monte Carlo, o programa (DSS) escolheu ao acaso uma das curvas para calcular o valor presente líquido do projeto. Comparando-se as árvores de decisão com e sem a informação, foi obtido um valor de informação de US\$ 43,94 milhões que no caso estudado, foi

maior que o custo de perfuração de um poço. Após a aquisição dos dados, outras informações também foram obtidas, como a localização do topo da estrutura e a saturação inicial de água, diferentes dos valores utilizados na simulação. Isto mostra que a obtenção de novas informações pode reduzir a incerteza de parâmetros – não somente dos extremamente críticos, conforme classificados no problema, como também dos demais – além de ser útil em um futuro estudo, visando a obtenção de uma melhor análise de incerteza.

Xavier (2004) apresentou uma metodologia que sistematiza o cálculo do VDI para casos genéricos, complexos ou não, caracterizados por muitos ou poucos parâmetros incertos. As etapas iniciais do cálculo do VDI correspondem às etapas da metodologia de análise de risco proposta por Steagall (2001). Faz-se uso de modelos otimizados que possam representar as incertezas geológicas do reservatório. Após o processo de otimização, cada estratégia é substituída em cada modelo geológico representativo. Os VME com e sem informação foram calculados por dois métodos: método da árvore completa (mais próximo do valor real) que exigem maior número de simulações; método dos MGR, mais simplificado e menos “preciso”.

O VME para o caso sem informação corresponde ao melhor VME obtido com a estratégia otimizada de um determinado modelo. Já o VME com informação é equivalente ao VME sem informação, mas onde a estratégia otimizada é aplicada aos cenários possíveis provenientes da informação. Dessa forma, o VME sem informação demanda uma estratégia única para todos os modelos e o VME com informação possibilita que várias estratégias sejam aplicadas a cada ramo da árvore de derivação, sendo, portanto, estratégias mais adequadas aos modelos nos quais estão sendo aplicadas e, com isso, adicionando valor ao VME (Xavier, 2004).

Em seu trabalho, Xavier empregou a metodologia em exemplos com reservatórios simples e reais, sendo admitidas tanto informações completas, quanto informações incompletas. A consideração de informação completa e perfeita a respeito da incerteza no modelo estrutural de um reservatório simples foi utilizada para exemplificar o procedimento de cálculo de VDI. No cálculo do VDI, no exemplo utilizado do campo real de Namorado foram consideradas as seguintes situações: dois atributos incertos passíveis de redução de incerteza e informação completa e perfeita para os dois atributos, quatro atributos incertos passíveis de redução de incerteza e informação completa e perfeita para os todos os atributos e quatro atributos incertos

passíveis de redução de incerteza e informação completa e perfeita para três atributos e informação incompleta para o quarto atributo.

O autor comparou os seus resultados com os dois métodos: DSS utilizado por Floris e Peersmann (2000) e o método com emprego de apenas três modelos representativos. Constatou que nestes dois últimos, embora o número de simulações sejam muito menor, o VDI calculado fica sub-estimado.

Esta metodologia vem sendo utilizada tendo vários exemplos de aplicação em campos de óleo, tais com: Hayashi (2006) que a tomou como base no estudo de Valor da Flexibilização no Desenvolvimento Modular de um Campo Gigante. Ligeró *et al.* (2008) aplicou em um caso sintético e Silva e Costa (2009) apresentaram um estudo de caso visando avaliar o risco e o valor da informação em um projeto de desenvolvimento de um campo *offshore*, que consiste na perfuração de um poço em uma região ainda não drenada.

3.3 Análise de risco aplicada a campos de gás

Poucos trabalhos são reportados sobre análise de risco e valor da informação no desenvolvimento de campos de gás não associado. A grande maioria ilustra experiências em planos de desenvolvimento de campo caracterizados por estruturas anelares com pequenas espessuras de óleo e com grandes capas de gás, denominados *oil-rim*. Nesses campos o gás é produzido com objetivo principal de manter pressão do reservatório através de injeção, sendo que apenas o excedente é destinado para venda.

McCain e Voneiff (1993) apresentaram um estudo com uma técnica de análise aplicada a um campo como um todo, descrevendo um método estatístico dividindo o reservatório em áreas com comportamento de produção semelhantes. Foi dada ênfase na incorporação de dados de perfis sísmicos e descrição petrofísica, avaliando a consistência dessas descrições desenvolvidas a partir de técnicas de engenharia e de geologia, inclusive simulação de escoamento em determinadas áreas. O estudo foi realizado no campo de gás de Carthage, no Texas – EUA, para dar suporte a um programa de adensamento de malha.

Galli *et al.* (2004 – a) propuseram o uso de uma metodologia para elaboração de modelos de reservatórios combinando dados de poço piloto e o método geoestatístico de *dupla krigagem*. Segundo os autores, o objetivo é a criação de modelos de superfície que refletem o conhecimento

atual do reservatório, honrando dados dos poços, podendo ter como base sísmica disponível. Além disso podem ser incorporadas incertezas em determinadas partes dessa superfície. Os autores explicaram que, em função de sua flexibilidade, esta metodologia dá um suporte consistente para a medição do efeito de informação adicional. Adicionalmente é usada uma aproximação para a teoria de Bayes para incorporar idéias geológicas sobre a extensão máxima e mínima dos corpos de areia. Perfis de produção são modelados usando análises de superfícies de respostas onde o patamar de produção e o declínio dependem do tamanho das reservas e da permeabilidade média, contudo, permanecem as incertezas residuais. Esta metodologia foi aplicada a um campo de gás não associado no Brasil. Um dos resultados chave foi o impacto da perfuração de um novo poço.

Em outro trabalho, Galli *et al.* (2004 – b) discutiram a necessidade de se obter novas informações. Comentaram sobre a dificuldade de se encontrar um modo de se quantificar o valor antes de ser conhecido o resultado da nova informação. Afirmaram que há dois inconvenientes: primeiro que apenas ferramentas como árvore de decisão e opções reais permitem valorar flexibilidades; segundo que é necessário um modelo de reservatório para ser atualizado com a nova informação. Desse modo, eles propuseram uma metodologia que combina a atualização através da teoria de Bayes com a teoria das Opções Reais visando quantificar o valor da nova informação. O modelo foi aplicado a um campo de gás natural no Brasil, onde havia previsão de perfuração de dois poços. Foram considerados quatro cenários de produção, a depender das reservas a serem encontradas. Eles mostraram um roteiro da metodologia para valorar a informação vinda dos dois novos poços e a escolha entre os diversos cenários em termos dos seus riscos existentes.

Ballin *et al.* (2005) desenvolveram um estudo de valor da informação em um projeto de múltiplos reservatórios de gás em Trinidad e Tobago para dar suporte à decisão de adquirir um levantamento sísmico 4D, em virtude das suas reservas estarem fortemente baseadas na qualidade da imagem sísmica. Uma análise baseada em árvore de decisão foi realizada para avaliar a redução do risco em atividades relacionadas a poços, e que poderiam ser impactadas pelo projeto. Os cálculos dos fatores de chance de ocorrência de cada ramo da árvore foram obtidos pela simulação de Monte Carlo para uma distribuição triangular. Neste trabalho não foi considerada variação de estratégia de produção.

Aprilia *et al.* (2006) apresentaram uma metodologia, que utiliza uma aproximação baseada na teoria de Bayes, para modificar a distribuição de probabilidades estimadas *a priori* por análises volumétricas. Segundo eles, a partir da chance da distribuição de probabilidade oriunda de análises de balanço de material acontecer, obtém-se uma distribuição de probabilidades *a posteriori* dos seguintes atributos: volume original de gás *in situ*; índice de produtividade do aquífero e o volume do aquífero. Então, as incertezas são quantificadas a partir dessa última distribuição de probabilidades usando uma aproximação de matriz de covariância (medida estatística de correlação da variabilidade de diferentes parâmetros). A metodologia foi aplicada em cinco casos sintéticos e em um estudo de caso no campo de gás natural da Indonésia.

Hong *et al.* (2008) descrevem um estudo para o desenvolvimento de um conjunto composto de quatro campos de gás natural no Golfo da Malásia. Apesar de já terem sido perfurados nove poços para avaliação das acumulações, além da realização de um levantamento sísmico 3D, ainda restavam incertezas significantes, tais como: volume de gás *in situ* em função do mapa estrutural; porosidade; percentual de CO₂ na composição do fluido. Porém, neste caso não foi realizado nenhum estudo para quantificar e reduzir as incertezas, sendo elaborado um plano de desenvolvimento, no qual conta-se com mais um poço de avaliação, sendo que em conjunto com a depleção futura, espera-se reduzir as incertezas.

3.4 Comentários

Observa-se na evolução das metodologias descritas nos itens anteriores um grande número de trabalhos relacionados à análise de risco na fase de exploração e, recentemente na fase de desenvolvimento de campos de petróleo, que é a etapa com necessidade de informações para suportar decisões de grandes investimentos.

Apesar dos grandes avanços dos computadores, permitindo maior capacidade de processamento em tempos cada vez menores, com utilização de grandes massas de dados, e também computação paralela, observa-se nas publicações a utilização de metodologias baseadas em simplificações visando acelerar o processo, com alguma perda de precisão nos resultados.

Com a utilização da simulação numérica de reservatórios é possível a integração dos dados sísmicos disponíveis, com modelagem geológica e a dinâmica dos fluidos presentes no reservatório, podendo-se definir estratégias de produção para tentar representar a melhor

configuração para cada cenário caracterizado, quantificando ou minimizando os riscos nas decisões.

Para os reservatórios portadores de gás natural, observa-se um número de estudos muito reduzido na área de caracterização e quantificação de incertezas, tanto de engenharia quanto de geologia. Nos trabalhos apresentados a incerteza principal é a determinação dos volumes *in situ*.

Este trabalho procura contribuir para o aprimoramento da metodologia aplicada por Xavier (2004) no cálculo do valor da informação, com enfoque em desenvolvimento de campos de gás natural, para diversos níveis de complexidade geológica.

Capítulo 4

Metodologia

A utilização de metodologias para quantificar o impacto de incertezas de qualquer natureza é uma tarefa complexa em função da gama de informações que devem ser consideradas contrastando com a quantidade e qualidade de dados disponíveis a depender da fase de desenvolvimento dos campos de petróleo. Dependendo do tipo de problema e objetivos do estudo, o uso de simplificações podem acarretar decisões inadequadas que podem implicar num desenvolvimento sub-ótimo do campo.

A análise de risco na fase de desenvolvimento do campo, usada nas etapas iniciais deste trabalho, tem como base os estudos desenvolvidos por Loschiavo (1999) e aprimorada por Steagall (2001) e Costa (2003), aplicando simulação numérica de fluxo para diversos cenários possíveis do reservatório. Esta metodologia mostrou-se confiável e geral, onde incertezas geológicas podem ser integradas com outros tipos de incertezas relacionadas com cenário econômico e aspectos tecnológicos.

O cálculo do valor da informação propriamente dito é realizado baseado nas etapas da metodologia desenvolvida por Xavier (2004), a qual vem sendo utilizada em grandes companhias em descobertas de campos de óleo, na fase de desenvolvimento. Os cinco primeiros passos a serem realizados são baseados na metodologia de análise de risco supracitada, que faz uso de meios, tais como combinação de atributos e uso de modelos geológicos representativos, visando acelerar o processo de análise de risco na fase de desenvolvimento através da quantificação de incertezas, principalmente geológica e econômica, minimizando as perdas de informações e de qualidade dos resultados.

4.1 Etapas da metodologia:

As principais etapas da metodologia adotada são descritas a seguir:

4.1.1 Etapa 1: Definição das Incertezas

No início do estudo observam-se todos os atributos, tanto de engenharia quanto de geologia, que apresentem incertezas, tais como: atuação de aquífero, tipo de fluido, mapas estruturais, mapas de permeabilidade, etc. A luz dos dados disponíveis, são selecionados aqueles considerados mais importantes que poderão gerar riscos e ter maior influência nas previsões de produção. Em conjunto, são definidos seus níveis de incerteza e também suas respectivas probabilidades de ocorrência. A definição do grau de incerteza dos atributos, bem como as probabilidades associadas, é oriunda do conhecimento dos técnicos e especialistas envolvidos no determinado estudo.

Os atributos são geralmente divididos em três níveis de incerteza, porém, se o atributo for considerado de grande importância, é recomendada sua divisão em maior número de níveis, que podem ser definidos pela qualidade dos dados e análises disponíveis.

4.1.2 Etapa 2: Modelo Base

Elaboração de um modelo geológico formado pelos atributos incertos em seus níveis de ocorrência mais prováveis. Com este modelo geológico é montado um modelo de simulação numérica de reservatórios, considerando o campo completo (todos os blocos e reservatórios), onde é estudada a sua estratégia de produção ótima em termos de uma determinada função-objetivo, que em geral é o Valor Presente Líquido (VPL). Este modelo é denominado de *modelo base*.

Nos estudos de campos de gás natural é importante observar que a estratégia de produção deve levar em conta o atendimento a uma demanda de energia que é expressa em um contrato, onde se deve observar um patamar de vazão de produção, bem como o tempo para esse atendimento.

4.1.3 Etapa 3: Análise de Sensibilidade

Nesta etapa são realizadas simulações de escoamento, variando os atributos com incerteza, substituindo-se no modelo base, um de cada vez em seus diversos níveis. São calculadas as variações percentuais de cada simulação em relação ao resultado do modelo base, para as funções-objetivos estudadas.

A principal função-objetivo é o valor presente líquido (VPL), porém é recomendada a observação de outras, que em estudos de campos de gás natural podem ser: produção acumulada de gás (Gp) ou produção acumulada de água (Wp). Também pode-se observar a manutenção de um patamar de produção ou ainda o tempo de vazão constante.

Neste passo são selecionados os atributos com incertezas que têm maior impacto, visando reduzir o número de atributos ou níveis de incerteza a serem considerados nas etapas seguintes da metodologia de análise de risco e posteriormente no cálculo do valor da informação.

4.1.4 Etapa 4: Árvore de Derivação

Com os atributos e seus respectivos níveis de incerteza selecionados na etapa anterior é montada uma árvore de derivação, onde cada ramo corresponde a um modelo de simulação de escoamento distinto. São observadas as probabilidades de ocorrência de cada modelo, geradas pela multiplicação das probabilidades de cada nível de cada atributo.

Com o objetivo de otimizar o processo, pode ser utilizado o procedimento de combinação gradativa de atributos críticos proposto por Costa (2003), onde apenas os atributos com seus níveis de incerteza mais importantes são considerados na árvore de derivação, objetivando definir o número ideal de atributos no processo e evitando o processamento de simulações desnecessárias. Também são analisadas as distribuições das probabilidades quando da eliminação de níveis de incerteza de um determinado atributo, ou ainda da agregação de atributos.

4.1.5 Etapa 5: Curva de Risco

São simulados todos os modelos correspondentes aos ramos da árvore de derivação com a estratégia de produção otimizada do modelo base. São calculadas as funções-objetivo para o estudo e é realizado um tratamento estatístico para a determinação das probabilidades acumuladas de cada modelo. São geradas curvas de função-objetivo *versus* probabilidade

acumulada de ocorrência que quantifica o risco envolvido no projeto. Da mesma forma que na análise de sensibilidade, a função-objetivo principal é o VPL, sendo recomendado verificar secundariamente outras funções como produção acumulada.

4.1.6 Etapa 6: Aquisição de Informação

Nesta etapa, são observados quais são os atributos que podem ter suas incertezas reduzidas ou eliminadas com a obtenção de novas informações, por exemplo: a determinação da profundidade de contatos entre fluidos ou a existência de acumulações adjacentes, ou ainda eficácia de barreiras de transmissibilidades.

4.1.7 Etapa 7: Árvore de Decisão

A árvore de derivação é modificada para uma árvore de decisão com a seleção dos atributos que irão reduzir a incerteza após a aquisição da informação adicional. Na representação gráfica, mostrada na Figura 4.1, o nó de um evento com probabilidade de ocorrer com incerteza, representado por um círculo, é transformado em um nó de decisão, que passa a ser representado por um quadrado.

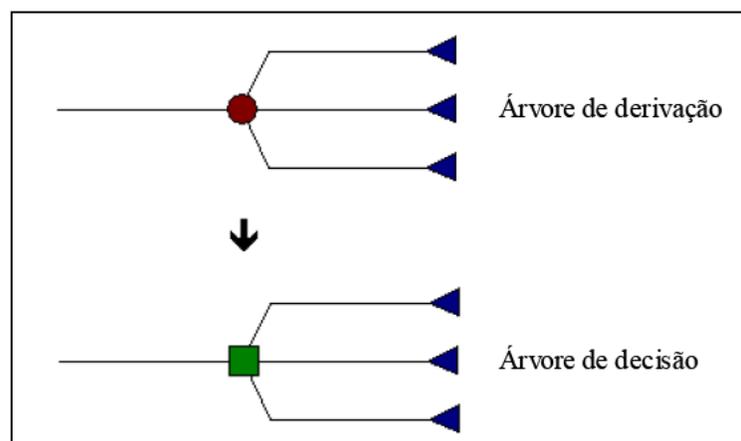


Figura 4.1: Transformação da árvore de derivação em decisão. (Xavier, 2004)

Assim, a árvore de derivação torna-se árvore de decisão, de forma que a obtenção da informação determine o rumo das decisões a serem tomadas, considerando a informação como completa ou incompleta.

Com a árvore de decisão montada, são definidos os grupos de modelos geológicos que irão compor os cálculos do valor da informação.

Por definição, o termo “grupo” está sendo usado para designar um ramo derivado do nó de decisão. Na Figura 4.1, por exemplo, a árvore de derivação é composta apenas por um grupo e a árvore de decisão é composta por três grupos. Esta definição é importante para a quantificação do VDI, pois este depende da escolha da estratégia adequada para cada grupo. Nesta mesma figura, sem a informação, deve-se optar por uma estratégia única, pois há apenas um grupo; com a informação, pode-se optar por uma estratégia adequada para cada grupo (Xavier, 2004).

4.1.8 Etapa 8: Seleção dos Modelos Geológicos Representativos (MGR)

Considerando que a combinação dos atributos pela árvore de derivação cresce exponencialmente, espera-se um número grande de modelos. Portanto, a identificação de modelos que representem esse conjunto, minimizando as perdas de informações, é uma maneira de viabilizar o processo da integração das incertezas econômicas com as incertezas relativas à estratégia de produção, após quantificação das incertezas geológicas.

Esta integração é uma tarefa difícil devido à dependência entre todas as variáveis e, considerar todas juntas, pode requerer um tempo computacional excessivo. Portanto, uma maneira adotada para viabilizá-la é a utilização do conceito de modelos que representam de certa forma as incertezas geológicas, que são denominados modelos geológicos representativos (MGR) conforme definido por Schiozer *et al.* (2004). Estes modelos são úteis para elaboração de planos de desenvolvimento e de avaliação da flexibilidade entre esses planos, para cada uma das expectativas de realização, como mostrado por Hayashi (2006).

Segundo Xavier (2004) a seleção dos MGR, depende dos seguintes fatores:

1. Número de atributos e seus respectivos níveis passíveis de redução de incerteza - quanto maior o número desses atributos, maior o número de MGR a ser selecionado;
2. Dispersão apresentada no gráfico do Valor Presente Líquido *versus* Fator de Recuperação de Óleo - quanto maior a dispersão dos pontos, maiores as possíveis diferenças nas estratégias de produção dos MGR. Observa-se que esta análise também é válida para fator de recuperação do gás;
3. Probabilidades de ocorrência de cada modelo – altas probabilidades de ocorrência concentradas em determinados modelos devem ser diluídas por meio de um número maior de modelos;

4. Precisão desejada no processo - quanto maior o número de MGR, maior a precisão e confiabilidade no cálculo;
5. Tempo disponível para a realização do cálculo do valor da informação.

Na metodologia proposta por Xavier (2004) o modelo base deve ser considerado como um modelo geológico representativo, pois já está com sua estratégia otimizada, além de ter a maior probabilidade de ocorrência. Os MGR são selecionados visando definir diferentes estratégias de produção para cada cenário ou grupo da árvore de decisão, de modo que quanto maior o número de MGR selecionados, maior é a garantia de otimização da estratégia de produção para o grupo. O uso de um número limitado de MGR é baseado apenas na intenção de diminuir o tempo computacional da análise.

Para o cálculo exato do VDI seria necessário otimizar todos os modelos da árvore de derivação, contudo, para modelos geológicos complexos, simuladores de escoamento composicionais ou uma árvore de derivação muito grande, por exemplo, demandaria muito tempo e esforço computacional.

No caso de campos de gás natural deve-se observar que, em função das características de escoamento tais como razão de mobilidades muito altas e poços com grandes raios de influência, algumas estratégias são muito semelhantes, tendo uma boa representação para um grupo, o que simplifica um pouco o processo. Mas, caso a estratégia de produção leve em consideração injeção de fluido visando maximizar a recuperação de condensado, o esforço computacional tem um acréscimo significativo.

4.1.9 Etapa 9: Otimização das Estratégias de Produção dos MGR

Os modelos geológicos representativos selecionados de cada grupo são simulados visando à otimização de suas estratégias de produção em relação a uma função-objetivo, que normalmente é o VPL. Em estudos de campos de gás natural devem-se observar as condições contratuais ou de demanda de energia nas quais se deseja atrelar a produção do campo. Esta é uma etapa iterativa onde é necessário que as estratégias de produção dos MGR e do modelo base estejam realmente otimizadas.

Para campos portadores de óleo existem vários processos de otimização, desde processos manuais até aqueles auxiliados por programas comerciais. No caso de campos de gás não associado, não foi encontrado na literatura nenhum processo específico.

Neste trabalho a otimização é realizada de forma manual, observando-se alguns critérios:

- a) Análise da perfuração de poços verticais *versus* horizontais;
- b) Em poços verticais, utilização de toda espessura porosa como intervalo canhoneado;
- c) Controle de produção de água, fechando o intervalo canhoneado produtor ao chegar à determinada vazão;
- d) Perfuração de novos poços para completar demanda e manter produção de gás constante pelo maior tempo possível;
- e) Alteração de cronograma de entrada de produção para atingir item (d).

4.1.10 Etapa 10: Cálculo do Valor Monetário Esperado sem Informação

Todos os modelos da árvore de decisão são submetidas à simulação de escoamento com cada uma das estratégias de produção otimizadas dos MGR selecionados na Etapa 8, a fim de determinar a estratégia que maximiza o VME do caso sem informação.

O cálculo do Valor Monetário Esperado sem informação (VME_{SI}) é realizado através da Equação 4.1.

$$VME_{SI} = \max_{w=1}^{n_{est}} \left\{ \sum_{j=1}^N [(VPL_{estratégia(w), modelo(j)}) \times P_{modelo(j)}] \right\} \quad \text{Equação 4.1}$$

onde:

n_{est} = Número de estratégias otimizadas

N = Número total de modelos (cenários) possíveis

4.1.11 Etapa 11: Cálculo do Valor Monetário Esperado com Informação

Com o resultado das simulações de escoamento realizadas na etapa anterior são calculados os VME de cada grupo. O Valor Monetário Esperado com Informação (VME_{CI}) é obtido pela Equação 4.2, generalizada para um número w de estratégias.

$$VME_{CI} = \sum_{k=1}^G \left\{ \max_{w=1}^{n_{est}} \left[\sum_{l=1}^{N_G} (VPL_{estratégia (w), modelo (l)}) \times P_l \right] \right\}_{(k)} \quad \text{Equação 4.2}$$

onde:

N_G = Número de modelos por grupo (cenários)

G = número de grupos da árvore de decisão

4.1.12 Etapa 12: Cálculo do Valor de Informação

O Valor da Informação é obtido pela diferença entre o VME_{CI} e o VME_{SI} .

Observa-se que no cálculo do VME sem informação, uma única estratégia deve ser escolhida, que é aquela que maximiza o VME de toda a árvore de decisão. No cálculo do VME com informação, cada grupo terá uma estratégia que maximiza o seu VME.

4.2 Análise de sensibilidade econômica

Diferentemente de campos de óleo, onde o preço de comercialização tem volatilidade muito alta, em campos de gás natural há uma minimização no cálculo do risco, pois, em geral, o desenvolvimento está intimamente relacionado a um contrato de venda, onde o preço é definido no ato da assinatura e normalmente não tem reajuste, tornando o preço uma variável de negociação e não uma variável incerta. Por conseguinte, faz-se necessário a realização de uma análise de sensibilidade em relação ao preço, buscando seu valor mínimo para tornar factível uma possível negociação.

Para definição do preço de venda e vazão de produção do projeto:

1. São definidas premissas básicas para realização do projeto, tais como: modelo geológico a ser trabalhado; vazão mínima de gás a ser contratado e seu tempo mínimo de atendimento à vazão constante.
2. Com o modelo de simulação constituído pelos atributos mais prováveis, é otimizada sua estratégia de produção. São simuladas diversas vazões de produção buscando-se a manutenção de uma vazão constante pelo maior período de tempo possível;

3. Com os resultados dessas simulações, são realizadas análises econômicas fixando todos os parâmetros exceto o preço de venda do gás. É analisada a evolução do VPL observando o valor do preço pelo qual o projeto tem resultado positivo.

Posteriormente, para verificação do risco do projeto em função da variação do preço de venda, é investigado o valor a partir do qual o VME da árvore de derivação completa torna-se positivo, que seria o caso de executar o projeto sem obtenção da informação.

Com as simulações realizadas em todos os ramos da árvore de derivação, utilizando a estratégia de produção otimizada para o caso base, são calculados seus VPL considerando a variação apenas do preço de venda do gás, e então multiplicados pelas suas respectivas probabilidades de ocorrência. Este procedimento é realizado para cada valor de preço de venda estudado, possibilitando a elaboração de uma curva de risco, para quantificá-lo, e que mostre o valor a partir do qual o VME do projeto fica positivo.

Capítulo 5

Aplicações

A metodologia de análise de decisão com a utilização dos conceitos de MGR, árvore de decisão e VDI foi utilizada em um modelo sintético, elaborado a partir de dados de poços do campo de Namorado. Dados reais foram adaptados para melhor se ajustar ao objetivo deste trabalho.

O objetivo do estudo é verificar a viabilidade de perfuração nos blocos 1 e 3, comprovando a existência de acumulação de gás e a profundidade do contato entre fluidos e visando atender a uma determinada demanda de gás natural. A definição dos blocos estruturais está representada nas Figura 5.1 e Figura 5.2 através de um mapa de saturação inicial do campo e uma seção transversal, respectivamente.

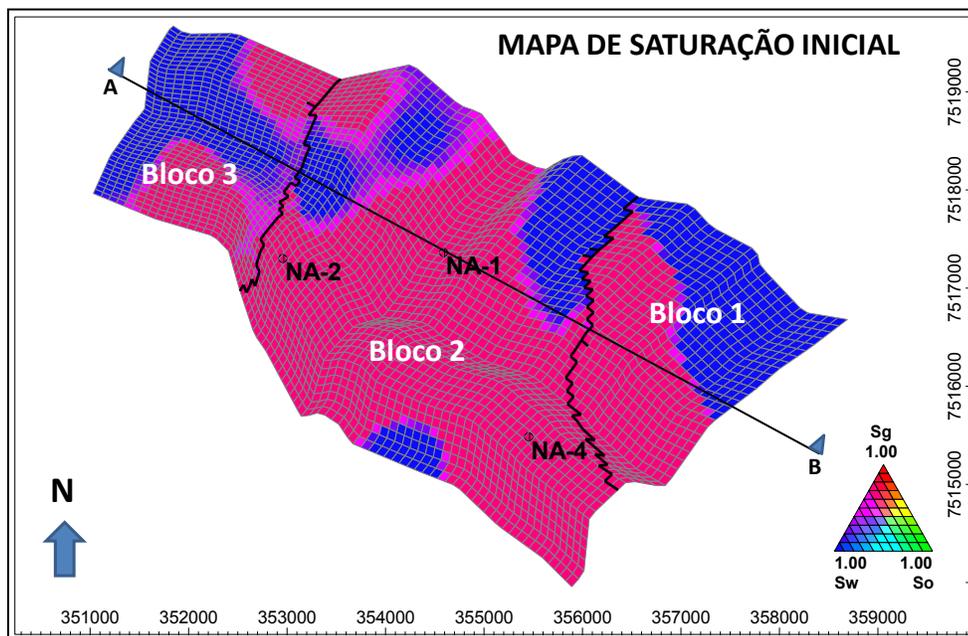


Figura 5.1. Mapa de saturação destacando os blocos e seção estrutural AB.

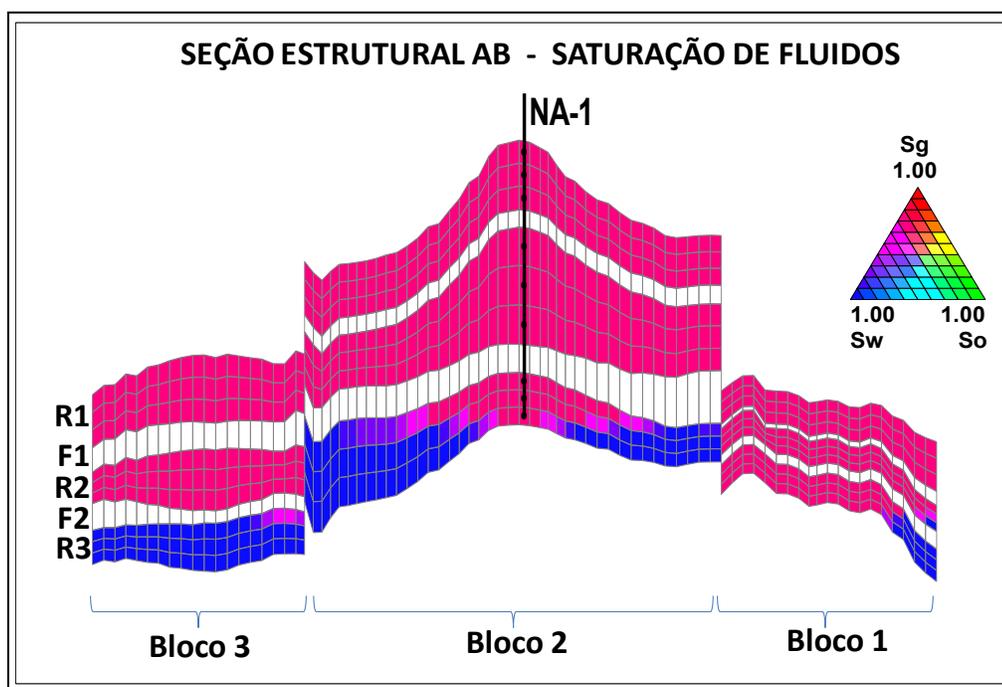


Figura 5.2. Seção estrutural AB, ilustrando as rochas reservatórios e folhelhos.

Serão apresentados resultados da aplicação da metodologia em dois exemplos estudados. O primeiro realizado de forma simplificada onde será estudada a perfuração apenas no bloco 3 e o segundo exemplo, onde será contemplado um estudo mais completo com a decisão de perfuração nos dois blocos adjacentes.

Foi considerado que o campo encontra-se na fase inicial de desenvolvimento e possui várias incertezas associadas. Para efeito dos cálculos da participação especial (PE) e dos custos do gasoduto nas análises econômicas, foi considerado que o campo está localizado a 100 km da Costa com profundidade d'água de 300 m.

Para elaboração deste trabalho foram utilizadas as ferramentas do conjunto de programas da Computer Modelling Group (CMG): Builder (pré-processamento de dados geológicos); Winprop (simulador de fases); Gem (simulador de escoamento com formulação composicional); Results (pós-processador de dados simulados) e Report (gerador de relatórios com as saídas das simulações). Para a montagem e a execução das simulações com computação paralela foi utilizado o módulo MAI (Módulo de Análise de Incertezas) do programa UNIPAR, desenvolvidos pelo grupo de pesquisa UNISIM da Universidade Estadual de Campinas

(UNICAMP). Os cálculos econômicos foram realizados em um modelo elaborado em planilha do programa Microsoft Excel em conjunto com o programa Matlab da companhia MathWorks Inc.

5.1 Descrição do modelo geológico

Os reservatórios, confinados por falhas geológicas, são constituídos por arenitos que foram divididos em três níveis (subzonas estratigráficas devido aos perfis indicarem presença de ciclos deposicionais) isolados entre si por folhelhos contínuos, que ocasionam barreiras ao fluxo vertical de fluidos. Os intervalos R1, R2 e R3 que representam as rochas reservatórios e os intervalos F1 e F2 que representam os folhelhos estão ilustrados na Figura 5.3.

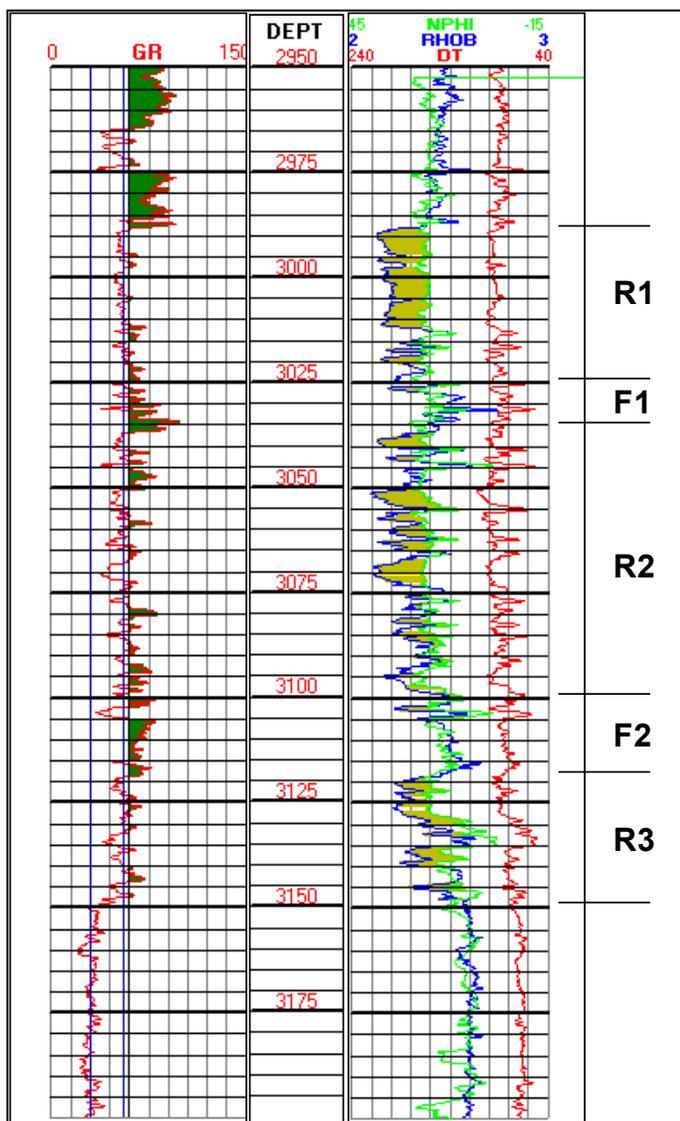


Figura 5.3: Divisão dos Reservatórios baseada na análise de perfis (Poço NA-1)

Na modelagem da porosidade, permeabilidade e espessura porosa, bem como no modelo estrutural, foram considerados apenas os três primeiros poços verticais e seus respectivos dados petrofísicos e de perfis elétricos. A distribuição geoestatística destas propriedades foi realizada através de simulação Gaussiana, à exceção do mapa estrutural que se utilizou da função dada pelo inverso do quadrado da distância, ambos disponíveis em programas comerciais. A Figura 5.4 ilustra a distribuição da porosidade do reservatório R1.

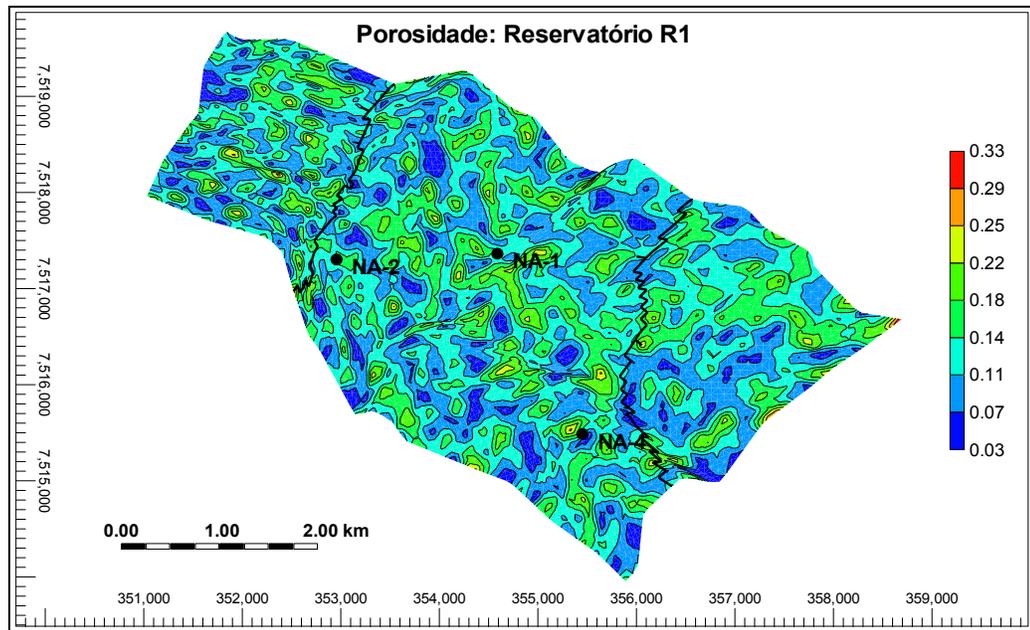


Figura 5.4: Mapa de porosidade do Reservatório R1.

A Tabela 5.1 mostra os valores médios de porosidade e permeabilidade absoluta resultantes das simulações geoestatísticas.

Tabela 5.1: Propriedades médias dos reservatórios

Reservatório	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)
R1	17,50	280.00
R2	17,73	304.00
R3	17,31	257.00

5.2 Descrição do modelo de fluxo

Representando o fluido, foram ajustados os parâmetros da equação de estado de Peng e Robinson, baseada em uma amostra real de gás condensado. Na tentativa de reduzir o tempo de

processamento computacional sem perder a representatividade do comportamento do fluido medido em experimentos laboratoriais, esta equação foi ajustada com sete pseudo-componentes, sendo um composto pelos inertes (CO_2 e N_2) e seis com agrupamento de hidrocarbonetos. Na Tabela 5.2 são apresentadas as composições originais do fluido dos reservatórios descrito em termos dos sete pseudo-componentes utilizados nas simulações de fluxo. Para o ajuste final dos parâmetros da equação de estado (EOS), efetuou-se uma regressão não linear nos dados oriundos dos ensaios obtidos em laboratório: Expansão à Composição Constante, Depleção à Volume Constante e Pressão de Saturação do gás.

No modelo de fluxo foi empregada a mesma equação de estado tanto para representar o comportamento de fases no reservatório, como para simular o processo de separação na superfície. Os dados do ajuste da equação de estado estão disponíveis no Apêndice 1.

Tabela 5.2: Composição do fluido utilizada na regressão.

Pseudo - Componente	Fração Molar (Mol %)	Massa Molecular	Produto
$\text{N}_2\text{-CO}_2$	5,6942	28,272	Gás Residual
C_1	74,1870	16,043	
C_2	10,5017	30,070	
$\text{C}_3\text{-C}_4$	6,4464	48,391	GLP
$\text{C}_5\text{-C}_{10}$	2,8307	92,658	Condensado Estabilizado
$\text{C}_{11}\text{-C}_{15}$	0,2795	158,511	
C_{16+}	0,0605	243,270	

Os poços foram completados com árvore de natal molhada, sempre que possível em todas as camadas, sendo considerada a espessura total para o intervalo canhoneado. Admitiu-se que os poços produziam para separadores operando a 1.380 kPa e 5°C e em uma única plataforma, e após a separação, o gás seria transferido para o continente por gasoduto de 16 polegadas de diâmetro. O condensado produzido é armazenado e depois transferido por navios tanques. Não foi considerada a produção de gás liquefeito de petróleo (GLP), em virtude da necessidade de estudos composicionais adicionais para verificar o grau de riqueza do gás e sua economicidade para a instalação de uma planta de processamento.

A tubulação de produção foi considerada com diâmetro nominal de 5,5 polegadas, e para simular o fluxo vertical multifásico, foi utilizada a correlação de Aziz, Govier e Fogarasi (1972). As constantes de operação dos poços adotadas foram as seguintes:

- Vazão Máxima de Gás: 700.000 m³/d;
- Pressão Mínima na Cabeça: 3.000 kPa;
- Pressão Mínima no Fundo: 3.000 kPa;
- Monitoramento de contra-fluxo: Fechamento do poço caso ocorra;
- Monitoramento de vazão máxima de água: Fechando camadas ao atingir 50 m³/d;
- Monitoramento de vazão mínima de gás: Fechando o poço com 20.000 m³/d.

O simulador numérico foi representado por uma malha tipo *corner-point* não ortogonal com dimensões de 80 x 40 x 11 células, totalizando 28.800 ativas. As simulações foram executadas num simulador comercial do tipo composicional, para um período de tempo de 20 anos (7305 dias). Embora seja indicado tecnicamente realizar a transferência de escala da malha geoestatística para a malha de simulação, este processo não foi considerado, neste trabalho, para efeito de simplificação. A Figura 5.5 mostra uma ilustração 3D do simulador com sua saturação original de fluidos e os três poços inicialmente perfurados no bloco central (Bloco 2).

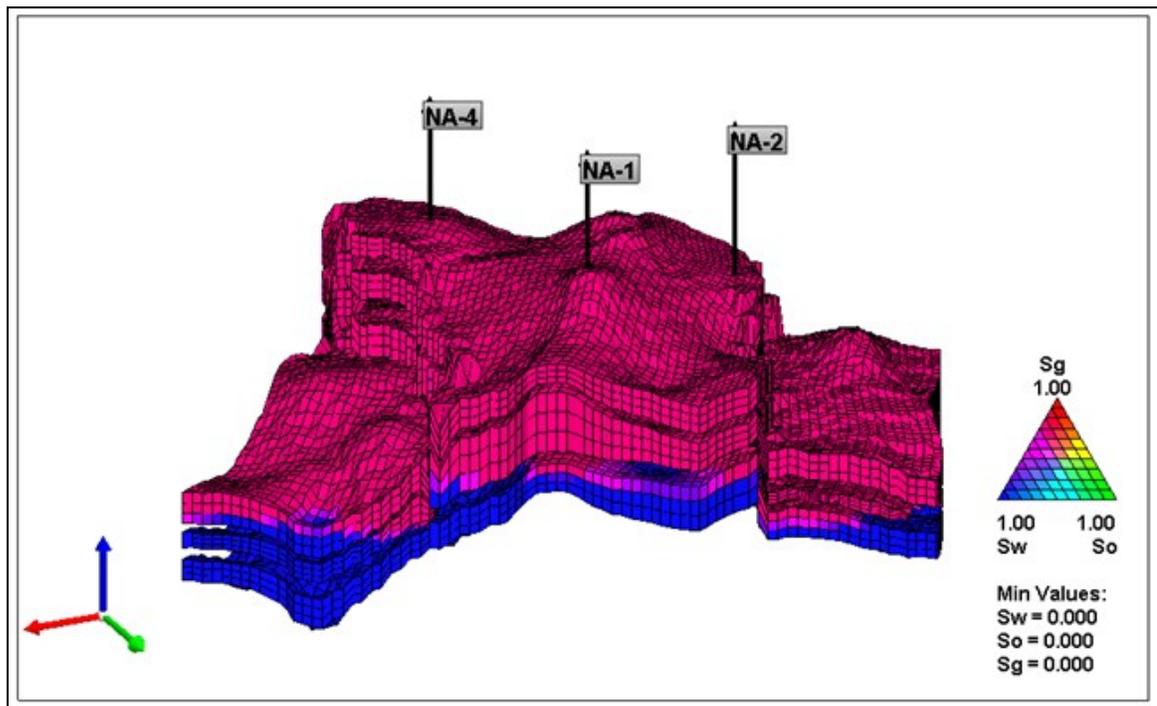


Figura 5.5: Mapa de saturação original do campo.

Foi utilizado apenas um único conjunto de curvas de permeabilidades relativas K_{rg} versus K_{ro} e K_{rw} versus K_{ro} em todas as células das camadas que representam os reservatórios como se

houvesse apenas um único tipo de fácies na rocha reservatório. Esta simplificação foi adotada, pois seria necessário um estudo petrofísico detalhado para a definição das diferentes fácies e a realização de ensaios para cada uma delas a fim de melhor caracterizar a interação rocha-fluido. O efeito da capilaridade também não foi considerado.

A Tabela 5.3 mostra os volumes originais *in situ* de hidrocarboneto considerando três modelos, cada qual constituído por todos os atributos com mesmo nível de incerteza.

Tabela 5.3: Volumes originais *in situ*.

Modelo	Gás Natural (Bilhões de m ³)	Condensado (Milhões de m ³)
Nível 0	31,42	5,86
Nível 1	36,43	6,79
Nível 2	25,03	4,67

5.3 Premissas para o desenvolvimento do campo

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

- a) A estrutura geológica dos 3 blocos é semelhante, o que permite uma analogia no que se refere ao sistema deposicional e características estáticas da rocha;
- b) O campo apresenta perfuração de três poços no bloco central e em nenhum deles foi encontrado o contato gás/água;
- c) O fluido que satura os três blocos é o mesmo;
- d) O projeto básico foi definido com a instalação de uma plataforma que irá coletar os fluidos e então encaminhar para o continente. O desenvolvimento inicial se dará pela exploração do bloco central. Quando sua vazão iniciar o declínio, serão perfurados poços nos blocos adjacentes para completar a demanda, primeiramente no bloco 1 e posteriormente no bloco 3, sempre nessa ordem;
- e) O condensado estabilizado será encaminhado para o continente através de navio- tanque e o gás será escoado através de um gasoduto de 16 polegadas de diâmetro;
- f) Pelos estudos e conhecimento dos especialistas foi admitido que a ocorrência de hidrocarboneto mais provável engloba os blocos 1 e 2;

5.4 Modelo econômico

Para o cálculo do valor presente líquido foi elaborada uma planilha econômica simplificada capaz de fornecer o VPL do campo a partir da inclusão dos seus dados de produção gerados em cada simulação executada. Os parâmetros econômicos são tratados de forma determinística na quantificação das incertezas geológicas. Os valores aqui usados são fixos (preços do óleo e do gás) e encontram-se próximos de valores praticados no mercado no presente momento.

Foi considerada uma vida útil de 20 anos para este projeto de exploração. No fluxo de caixa foi considerada concentração de vetores no meio de cada período.

Não foram consideradas variações nos investimentos em plataforma, facilidades, sistema de produção e gasoduto, os quais são capazes de atender ao número máximo de poços e vazão nas situações mais otimistas possíveis. Por outro lado, eventuais reduções do número de poços ou vazões não implicarão em diminuição do sistema de produção ou em economia de custos, desde que razoáveis.

Na prática, esse tipo de custo varia em patamares de preço. Se assim fosse tratado, pequenas alterações na estratégia de produção em decorrência do processo de otimização da estratégia de produção poderiam resultar em grandes saltos de VPL, levando a conclusões fortemente dependentes dos valores considerados para esse investimento (Santos, 2002).

A definição do preço de venda do gás será detalhada no Item 5.6.1.

Os valores dos parâmetros econômicos utilizados estão relacionados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Parâmetros econômicos adotados para o cálculo dos VPL

Plataforma (milhões US\$)	600
Gasoduto (milhões US\$)	160
Perfuração (vertical/direcional) (milhões US\$)	30
Completação – linhas (milhões US\$)	20
Preço do condensado (US\$/bbl)	40
Preço de venda do gás (US\$/milhões Btu)	6,50
Royalty (%)	10
Imposto de renda (%)	25
PIS/PASEP-COFINS (%)	9,25
Contribuição social (%)	9
Taxa mínima de atratividade (%)	12
Taxa de câmbio (R\$/US\$)	2,00

Além dos dados listados na Tabela 5.4, foram considerados o aluguel de área e a participação especial para uma profundidade batimétrica de até 400 m de acordo com Decreto Lei 2.705 de 3/08/1998. Também foram calculadas as depreciações dos poços e das facilidades de produção, bem como foram considerados seus custos de abandono.

5.5 Definição dos atributos com incertezas

Os atributos incertos considerados como influentes nas previsões de produção, bem como seus níveis e probabilidades de ocorrência estão discriminados na Tabela 5.5. Por simplicidade e em se tratando de um caso sintético (não se dispôs de análises específicas), não foi realizado um trabalho detalhado para calcular os valores otimistas e pessimistas de cada atributo de incerteza analisado. Os valores foram assumidos dentro de uma faixa usualmente utilizada em modelagens de fluxo. Pelo mesmo motivo, os valores de probabilidades de ocorrência de cada nível são os valores usualmente utilizados em trabalhos de análise de risco. Assim, foi adotada distribuição triangular das probabilidades de ocorrência, sendo de 60% para o nível 0 e para ambos os níveis 1 e 2 a probabilidade de 20% cada.

Os atributos foram divididos em três níveis de incerteza: nível 0 (valores mais prováveis), nível 1 (maiores valores absolutos das propriedades) e nível 2 (menores valores absolutos das propriedades). Para o atributo Transmissibilidade nas Falhas foram adotados apenas dois níveis: falha isolante, nível 0 e falha não isolante, nível 1. No atributo Ocorrência de Hidrocarboneto, foram consideradas quatro possibilidades de ocorrência, cuja descrição será feita adiante.

Foi admitida total independência entre os atributos, sendo possíveis todas as combinações de atributos na construção de um modelo de reservatório.

A atuação do aquífero é um fator importante na recuperação de campos de gás natural, porém a observação de seu comportamento é medida ou avaliada após um determinado tempo de produção. No nível 0 de incerteza o aquífero ficou limitado aos blocos do simulador localizados abaixo dos contatos gás/água. Para os níveis 1 e 2 de incerteza, foram utilizados aquíferos analíticos internos do simulador, ambos de fundo.

Em função da escassez de dados, o que é normal nessa fase do campo, para a geração dos mapas de permeabilidade absoluta foi assumida uma relação porosidade *versus* logaritmo da permeabilidade, oriunda dos ensaios de laboratório e plugues. Por este motivo foi criado um

atributo denominado Modelo Sedimentar que engloba os mapas de porosidade e permeabilidade absoluta. Para a escolha dos modelos representantes dos diversos níveis de incerteza a serem utilizados neste estudo, foi utilizado o procedimento descrito por Loschiavo (1999), em que são realizadas 20 simulações numéricas de escoamento visando à classificação das realizações em ordem crescente, baseado em uma função-objetivo escolhida. A partir desse resultado são calculadas as probabilidades de ocorrência.

Foram elaborados vinte modelos de simulação de escoamento com cada imagem gerada de Modelos Sedimentar assumindo os valores prováveis para os demais parâmetros de reservatório.

A probabilidade atribuída a cada nível de ocorrência foi estimada como sendo a razão entre o número de imagens pertencentes à classe correspondente e o número total de imagens geradas. A Figura 5.6 mostra o resultado da classificação em função da função-objetivo valor presente líquido (VPL). O resultado também foi analisado em relação à produção acumulada de gás, obtendo-se exatamente a mesma classificação. Procurou-se selecionar a imagem mais próxima do valor central de cada classe. Foram escolhidas as imagens 7, 17 e 14 para os níveis 0, 1 e 2 respectivamente, destacadas no gráfico pela cor preta.

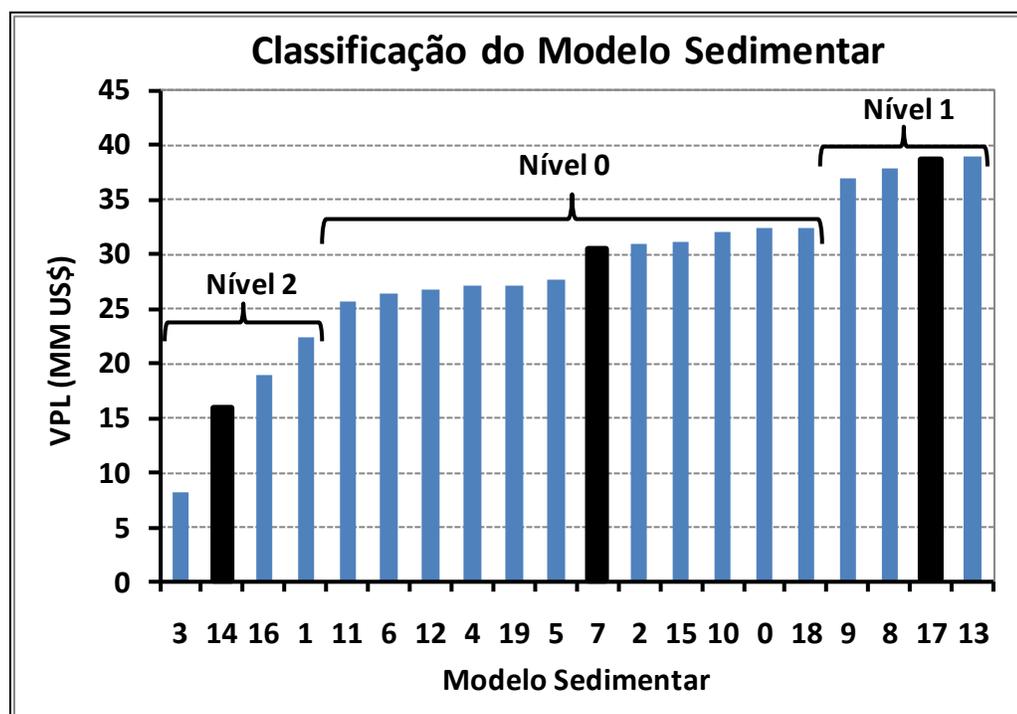


Figura 5.6: Classificação das imagens do atributo Modelo Sedimentar pelo VPL

No atributo permeabilidade vertical (K_z), para cada nível de incerteza, foram utilizados fatores multiplicadores aplicados aos mapas de permeabilidade horizontal.

O atributo denominado Ocorrência de Hidrocarboneto expressa a incerteza quanto à presença de gás natural nos blocos estruturais 1 e 3. O nível pessimista presume a existência de gás apenas no bloco 2 (central), que será denominado Bloco2. O nível provável supõe a existência de gás nos blocos 1 e 2, que será denominado Bloco12 e, também foi considerada a possibilidade de ocorrência de hidrocarboneto nos blocos 2 e 3, que será denominado Bloco23. No caso mais otimista há ocorrência de gás nos três blocos, que será denominado Bloco123.

Neste estudo, apesar de se ter poços verticais perfurados no bloco central, não foi encontrada a profundidade do contato gás/água. Assim, foi considerada como profundidade provável (nível 0) a base mais baixa do reservatório verificada nos poços já existentes. Para os níveis 1 e 2 foram assumidos profundidades de forma subjetiva um vez que não se dispõe de dados de pressão para estudo dos gradientes e definição dos contatos. Simplificadamente os contatos foram considerados na mesma profundidade nos três blocos e uma profundidade para cada nível de incerteza.

As curvas de permeabilidade relativa foram obtidas a partir de análises especiais de testemunhos disponíveis do mesmo reservatório real no qual foi coletada a amostra do gás não associado. Devido ao pequeno número de amostras, as curvas de permeabilidade relativa foram agrupadas, sendo determinadas as médias adimensionais de cada uma delas. Os pontos terminais das curvas foram obtidos pelas médias dos valores medidos em laboratório. Foram adotados três modelos de curvas de permeabilidade relativa gás/água e óleo/água. Estas curvas são modelos simplificados e serão assumidas como pseudofunções de permeabilidade relativa possíveis para todo o reservatório. A avaliação das incertezas destas curvas implica em um elevado grau de subjetividade e a literatura não apresenta uma metodologia clara de como avaliá-las, deixando tal responsabilidade para os especialistas envolvidos no processo de mudança de escala. O conjunto de curvas de permeabilidade relativa utilizado neste estudo encontra-se no Apêndice 2.

Tabela 5.5: Atributos, divisão dos níveis de incerteza e probabilidades de ocorrência

ATRIBUTO	NÍVEL	PROBABILIDADE
Ocorrência de Hidrocarboneto	Bloco12	0,40
	Bloco2	0,20
	Bloco23	0,20
	Bloco123	0,20
Atuação do Aquífero	Aquífero0	0,60
	Aquífero1	0,20
	Aquífero2	0,20
Profundidade do Contato Gás/Água	GWC0	0,60
	GWC1	0,20
	GWC2	0,20
Permeabilidade Relativa	Kr0	0,60
	Kr1	0,20
	Kr2	0,20
Permeabilidade Vertical	Kz0	0,60
	Kz1	0,20
	Kz2	0,20
Transmissibilidade nas Falhas	Tr0	0,50
	Tr1	0,50
Modelo Sedimentar	MSed0	0,60
	MSed1	0,20
	MSed2	0,20

5.6 Definição da estratégia de produção ótima para o caso base

O caso base foi elaborado a partir de um modelo constituído pelo conjunto de todos os atributos incertos em seus níveis mais prováveis de ocorrência, denominado *modelo geológico base*, com a estratégia de produção inicial mais adequada, de forma que seja um modelo utilizado como referência para análises posteriores. A estratégia de produção é função de uma série de critérios dentre os quais se destacam: características do reservatório; considerações técnicas e no caso de desenvolvimento de campos de gás natural destacam-se questões contratuais.

Inicialmente, foram realizadas diversas simulações com o modelo geológico base para estudar o possível nível de produção diária de gás que poderia ser negociado, buscando-se um patamar de produção de no mínimo 10 anos, que é um período de tempo factível para contratos, porém não muito comum. Como o fluido em estudo apresentou uma elevada razão gás-líquido original (da ordem de 5.000 m³ std/m³ std) e baixa condensação no reservatório em função da depleção (na ordem de 2%), optou-se por explorar o campo sem manutenção de pressão.

Neste processo foram considerados os blocos estruturais 1 e 2 aos quais o atributo Bloco12 tem a maior probabilidade de ocorrência. Foi estudada a perfuração de poços horizontais e

verticais, sendo que estes últimos apresentaram maior vantagem, resultando num menor número de poços e por possibilitar a produção dos três reservatórios em conjunto.

Foram simulados modelos onde todos os atributos pertenciam ao mesmo nível de incerteza (todos com nível 0, todos com nível 1 e todos com nível 2), com diversos níveis de vazão de gás e verificado o período de tempo com produção. A Figura 5.7 ilustra a produção de gás do campo nas três situações, para o nível de produção de 2.500.000 m³ std/d. Observa-se que, no caso em que todos os atributos estão no nível 2 de incerteza, o patamar de produção não atende o tempo estipulado. Neste caso, para atender ao tempo mínimo estipulado seria necessário produzir com uma vazão mais baixa, que ocasionaria um aumento do preço de venda para valores fora do mercado, inviabilizando o desenvolvimento do campo, porém, a probabilidade de ocorrência é muito baixa, na ordem de 0,03%. Para vazões mais altas (acima de 2.500000 m³ std/d), seriam necessários maiores investimentos em poços no início do projeto, reduzindo significativamente o VPL.

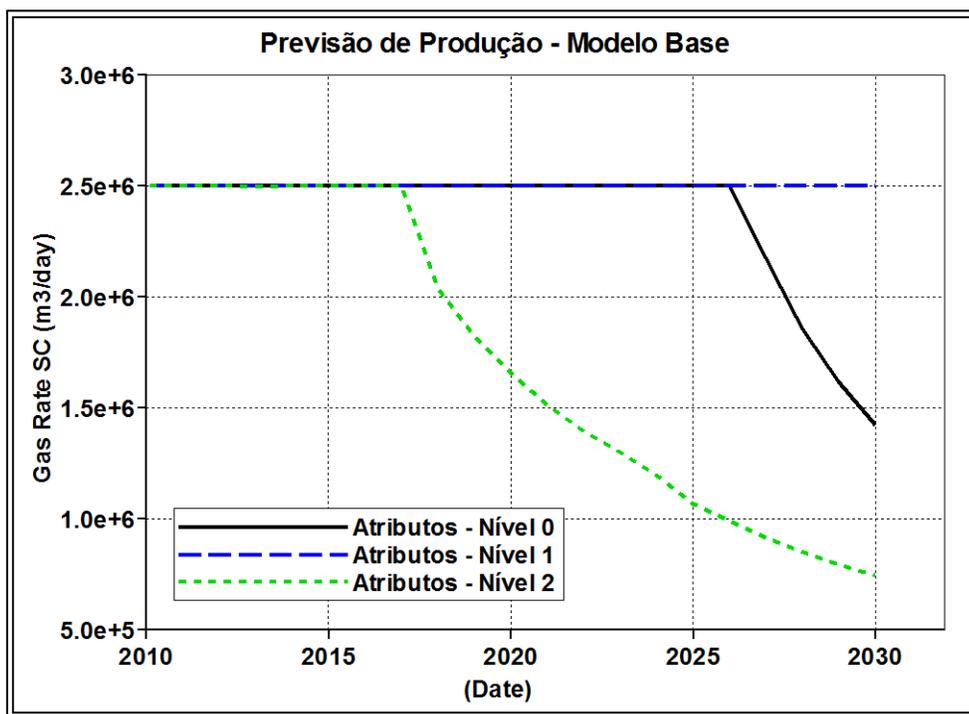


Figura 5.7: Produção de gás natural do modelo base em função dos níveis de incerteza.

Para este estudo cujo reservatório é compartimentado em blocos e não há certeza da ocorrência de hidrocarboneto naqueles adjacentes, foi considerada, em todas as análises econômicas, a perfuração de poços nos blocos laterais, mesmo que estes não se apresentem

saturados com hidrocarbonetos (secos): perfuração no bloco 3 no caso provável (Bloco12) e perfurações nos blocos 1 e 3 no caso pessimista (Bloco2). Nos casos mais otimistas (Bloco123), estes poços irão contribuir para produção do projeto. Isso teve como objetivo não prejudicar ou alterar o resultado do VDI, que sempre será favorável sem a perfuração, resultando em maior VPL.

5.6.1 Definição do preço de venda do gás natural

Para análise e definição do valor do preço de venda do gás, foi realizada uma análise de sensibilidade considerando o nível de produção definido no item 5.6 com as estratégias otimizadas dos modelos geológicos base (Bloco12) e do modelo geológico com área apenas do bloco central do campo (Bloco2). Foram fixados todos os parâmetros para análise econômica, variando-se apenas o preço de venda do gás. A evolução do VPL é mostrada na Tabela 5.6. O preço mínimo para comercialização seria de aproximadamente US\$ 6,30/ MM BTU para o modelo do Bloco12, que produziu por 16 anos com vazão constante. Para o modelo Bloco2, que produziu por 11 anos com vazão constante, o preço mínimo seria US\$ 6,50 / MM BTU.

Tabela 5.6: Evolução do VPL em função da variação do preço de venda do gás

Preço (US\$/MM BTU)	VPL (Milhões de US\$)	
	Bloco 12	Bloco 2
6,25	-2,87	-35,40
6,30	4,19	-21,30
6,40	18,32	-8,56
6,50	32,44	4,85
6,60	46,57	10,75
6,70	60,69	18,26
6,75	67,76	24,97

Como resultado, ficou definido que a vazão de produção para o estudo seria de 2.500.000 m³ std/d ao preço de US\$ 6,50/ MM de Btu, a um poder calorífico superior de 9.400 Kcal/m³ std.

Capítulo 6

Resultados e Discussão

6.1 Análise de sensibilidade

De acordo com Xavier (2004) a análise de sensibilidade é utilizada para reduzir o número de modelos possíveis a um patamar aceitável, permitindo que cada um dos valores de cada atributo incerto seja classificado em crítico ou não crítico, segundo sua relevância no desempenho do reservatório. Assume-se que os níveis não críticos possam ser eliminados sem prejuízo da qualidade da análise de risco do projeto. Os atributos incertos críticos passam, então, a representar toda a incerteza presente no projeto. O ganho da análise de sensibilidade é a redução do número total de modelos a simular, decorrente do menor número de variáveis a combinar.

A análise de sensibilidade é realizada através da substituição no modelo base dos diversos níveis dos demais atributos com incertezas, variando-se um de cada vez. Dessa forma são submetidos às simulações numéricas de escoamento e posterior avaliação da função- objetivo. A Figura 6.1 mostra um gráfico semelhante ao tipo “tornado” com as variações de cada atributo e seus níveis de incerteza, ordenadas de forma decrescente.

As variações em relação à função objetivo produção acumulada de gás (Gp) são pequenas, no máximo 12%. Porém, observa-se que os cinco atributos com maior impacto são os mesmos em ambas as funções-objetivo, com desvios muito grandes quando comparado com o VPL do modelo base. Verifica-se que estes pertencem ao nível 2, onde os atributos têm seus valores mais baixos. Com base nessas análises foram selecionados os atributos críticos e respectivos níveis de

incerteza para compor a árvore de derivação, observando a redistribuição de probabilidades de acordo com Costa (2003). A Tabela 6.1 mostra esta seleção:

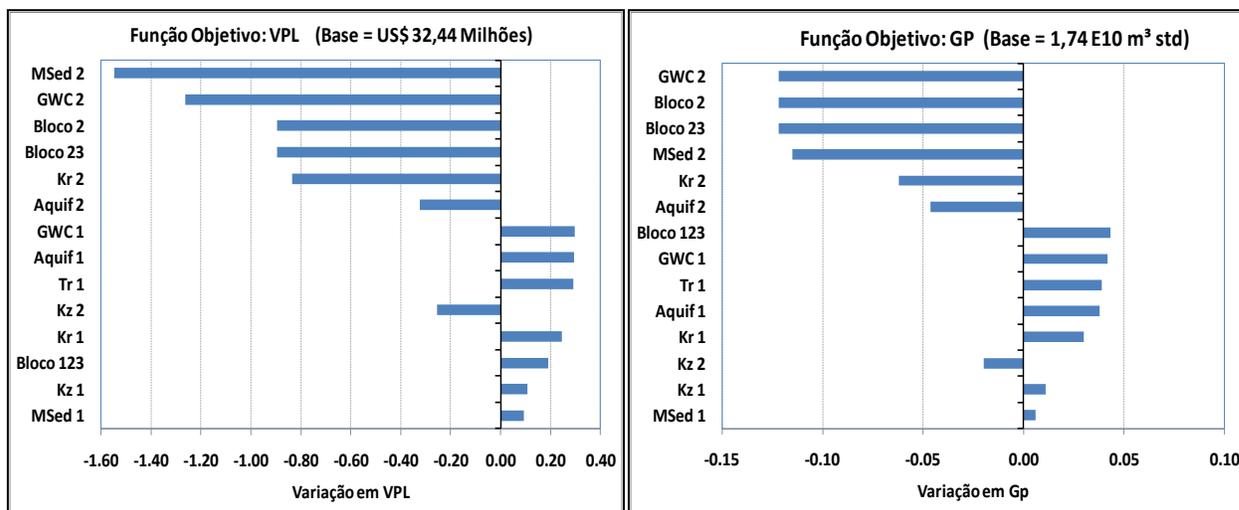


Figura 6.1: Análise de sensibilidade – funções objetivo: VPL e Gp

Os atributos Transmissibilidades nas Falhas e Permeabilidade Vertical foram considerados com pouca influência, passando a ser utilizado apenas o nível 0 para as etapas seguintes do cálculo do valor da informação. Apesar do atributo Bloco123 ter uma influência menor, quando analisado o VPL, ele foi considerado nos cálculos posteriores por ser um dos objetivos do estudo, que é a viabilidade de perfuração no bloco 3, afetando os volumes originais de hidrocarboneto e o atendimento ao contrato de venda de gás.

Tabela 6.1: Atributos críticos com seus níveis de incerteza e probabilidades selecionados pela análise de sensibilidade

ATRIBUTO	NÍVEL	PROBABILIDADE
Atuação do Aquífero	Aquif0	0,60
	Aquif1	0,20
	Aquif2	0,20
Profundidade do Contato Gás/Água	GWC0	0,60
	GWC1	0,20
	GWC2	0,20
Permeabilidade Relativa	Kr0	0,80
	Kr2	0,20
Modelo Sedimentar	MSed0	0,80
	MSed2	0,20

6.2 Exemplo 1

Neste exemplo é estudada a aplicação da metodologia de cálculo do valor da informação da perfuração de um poço no bloco 3 para verificar a existência de gás natural e a determinação do contato gás/água.

6.2.1 Composição da árvore de derivação e curva de risco

Considerando os cinco atributos críticos determinados pela análise de sensibilidade, é montada a árvore de derivação mostrada na Figura 6.2. Neste exemplo o atributo Bloco está sendo considerado com dois níveis de incerteza: Bloco12, com probabilidade de 80% e Bloco123, com probabilidade de 20%. Os demais atributos foram mantidos de acordo com o resultado da análise de sensibilidade.

Com o processamento das simulações numéricas de escoamento de todos os ramos da árvore de derivação, utilizando a estratégia de produção otimizada do modelo base, é construído o gráfico ilustrado na Figura 6.3, com as curvas de risco sem e com a perfuração no bloco 3. Uma forma de quantificar o risco é através da subtração dos valores dos percentis P10 e P90, conforme descrito por Hayashi (2006).

O valor monetário esperado sem a produção do bloco 3 ficou em 10,51 milhões de dólares e com sua produção ficou em 11,75 milhões de dólares. Houve um pequeno ganho de 1,24 milhões de dólares mostrando a viabilidade de se investir naquele bloco (perfuração de um poço), lembrando que no caso da curva Bloco12 foi considerada a perfuração de um poço seco no bloco3.

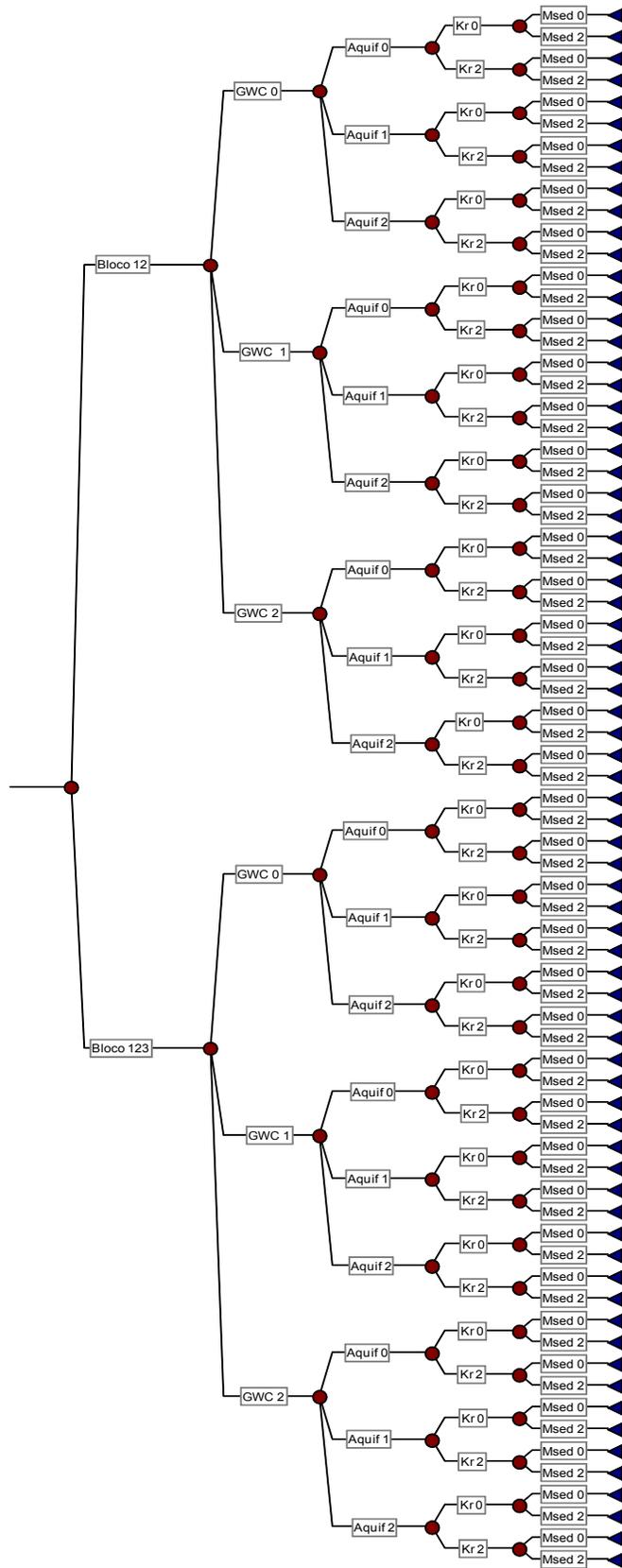


Figura 6.2: Árvore de derivação com os parâmetros selecionados na análise de sensibilidade

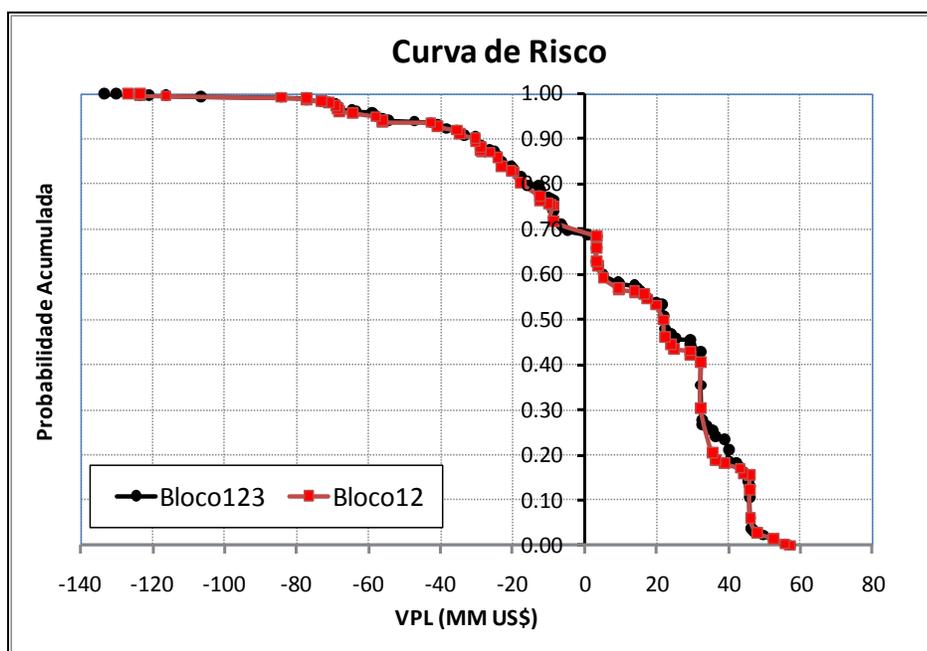


Figura 6.3: Curvas de Risco sem e com perfuração no bloco 3

6.2.2 Transformação da árvore de derivação em árvore de decisão

A composição e a transformação da árvore de derivação em árvore de decisão são executadas verificando-se os atributos passíveis de redução de incerteza através da obtenção da informação. Assim, a árvore de derivação torna-se árvore de decisão, de forma que a obtenção da informação determine o rumo das decisões a serem tomadas, considerando a informação como completa e/ou incompleta.

São verificados quais atributos podem ter suas incertezas reduzidas ou eliminadas através do investimento adicional. Neste exemplo foram selecionados os atributos Ocorrência de Hidrocarboneto (Bloco) e Contato Gás/Água (GWC) para compor os nós que terão decisão na transformação da árvore, considerando que a informação a ser obtida é perfeita, eliminando totalmente a incerteza com relação a estes atributos.

A Figura 6.4 ilustra a transformação da árvore de derivação em decisão com a definição dos grupos (atributos a partir de cada nó de decisão) para as etapas posteriores. Cada grupo é composto dos atributos Ocorrência de Hidrocarboneto (Bloco), Contato gás/água, Aquífero, Permeabilidade Relativa e Modelo Sedimentar. Assim, ficam definidos seis grupos para compor os cálculos do valor da informação. Em virtude de a árvore de decisão ficar muito grande, por

simplicidade apenas o grupo 1 é mostrado detalhadamente, sendo que os demais são semelhantes a partir do atributo Aquífero.

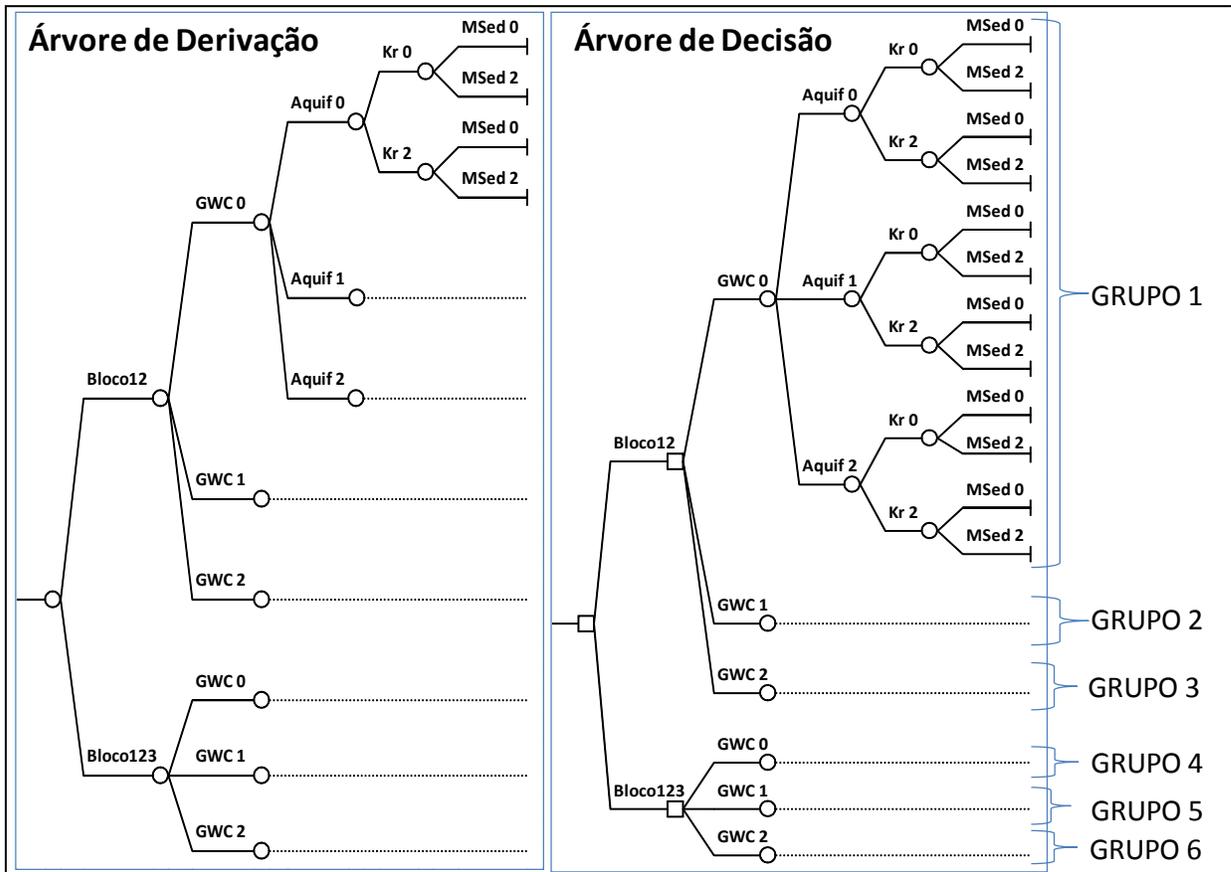


Figura 6.4: Transformação da árvore de derivação em decisão com a definição dos grupos

6.2.3 Escolha dos modelos geológicos representativos (MGR)

Para um caso com muitas variáveis, torna-se inviável compor a árvore toda devido à sua dimensão. Dessa forma, os modelos representativos devem ser utilizados para viabilizar o processo de cálculo. A escolha de modelos, dentre todos os modelos numéricos simulados possíveis e que sejam capazes de representar as variações geológicas e também as variações das estratégias de produção seguiu a mesma linha dos critérios definidos por Xavier (2004).

Busca-se representar diferentes regiões dos gráficos, separados por quadrantes limitados pelos percentis P10, P50 e P90. Dessa forma, além do modelo base que pertence ao grupo 1 e já tem sua estratégia de produção otimizada, foram selecionados mais 9 MGR. Ao final da seleção, os grupos 5 e 6 ficaram representados por apenas um MGR e os demais ficaram com dois. Os

gráficos da Figura 6.5 (a) e 6.5 (b) mostram os modelos selecionados com marcas circulares em sua volta.

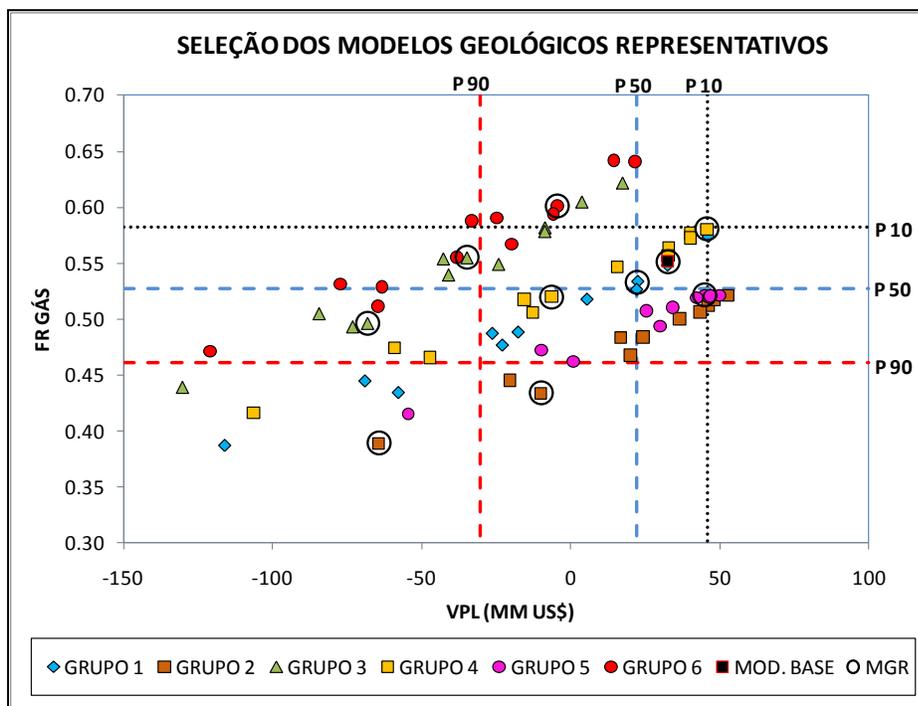


Figura 6.5 (a): Seleção dos MGR a partir da função-objetivo FRg

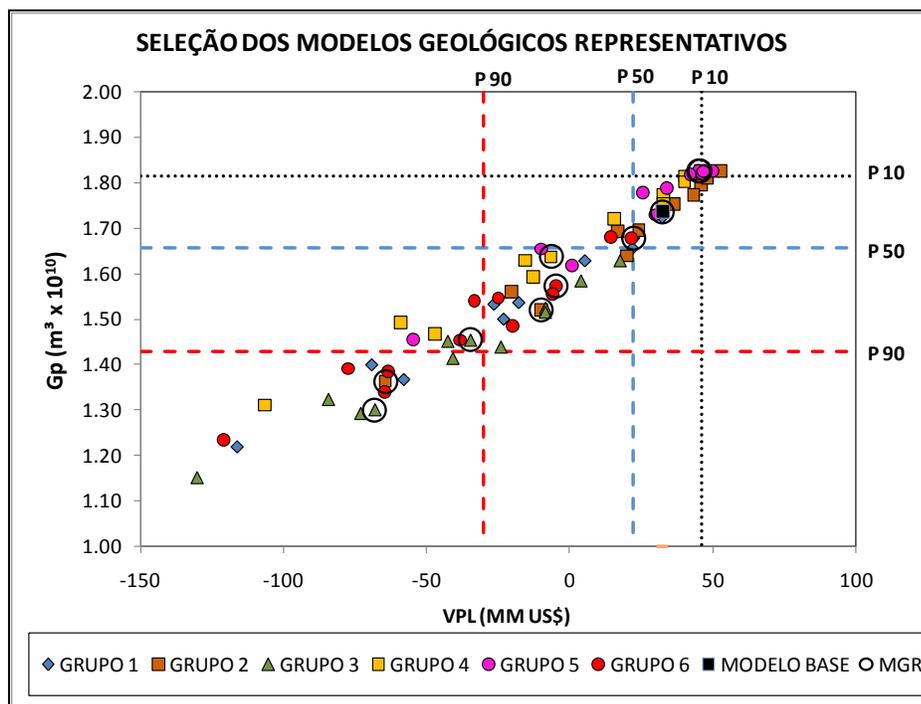


Figura 6.5 (b): Seleção dos MGR a partir da função-objetivo Gp

6.2.4 Otimização dos modelos geológicos representativos

Os modelos selecionados foram submetidos ao processo de otimização de suas estratégias de produção em relação ao valor presente líquido. A otimização de cada estratégia seguiu como critério básico a produção constante de gás pelo maior tempo possível, sendo necessário alterar a quantidade de poços e/ou modificar as locações de alguns, sem modificar seus parâmetros de operação. O gráfico da Figura 6.6 mostra a comparação dos VPL antes da otimização, em que a estratégia do modelo base é aplicada a todos os modelos, e depois da otimização de cada modelo geológico representativo, individualmente. Observa-se que houve melhora em todos os VPL, porém nos modelos 2 e 3 não foi possível torná-los positivos em função da combinação de atributos: tais como Permeabilidade Relativa, Aquífero e Modelo Sedimentar pertencentes ao nível 2 de incerteza, contudo houve melhora resultando em VPL menos negativos.

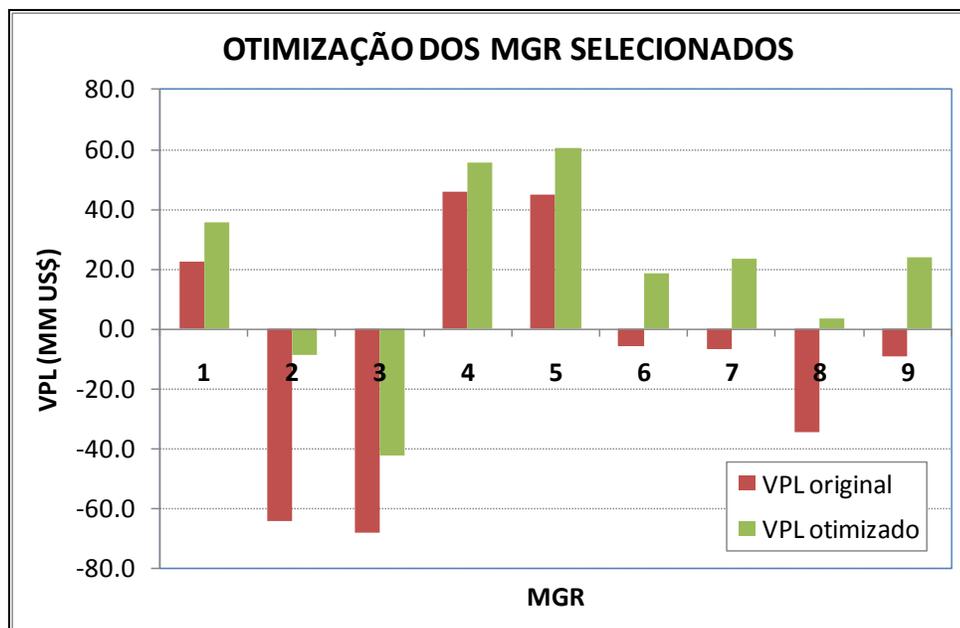


Figura 6.6: Otimização da estratégia de produção dos MGR selecionados.

6.2.5 Cálculo do valor da informação

No cálculo do VDI, o valor monetário esperado sem informação (VME_{SI}) corresponde à melhor estratégia utilizada em todos os ramos da árvore de derivação, Independente do número de ramos ou grupos passíveis de redução de incerteza. Já o valor monetário esperado com informação (VME_{CI}) depende de quantos ramos ou grupos passíveis de redução de incerteza existem no problema. Deve-se definir uma única e melhor estratégia para cada ramo ou grupo

passível de redução de incerteza (Xavier, 2004) e calcular o somatório dos maiores VME de cada grupo.

Com o resultado das simulações de escoamento de todos os modelos correspondentes a cada ramo da árvore de decisão, para cada estratégia otimizada dos MGR selecionados, são calculados seus respectivos VPL e aplicadas as Equação 4.1 e Equação 4.2, descritas na metodologia do cálculo do valor da informação.

O cálculo do valor monetário esperado sem informação, VME_{SI} , ficou em 16,87 milhões de dólares, que é o maior valor dos VME, considerando que a árvore é composta por apenas um grupo, denominado Grupo Único, como mostra a Tabela 6.2.

O cálculo do VME de cada grupo foi efetuado para cada uma das dez estratégias otimizadas e então, foi selecionado o maior valor entre eles (Tabela 6.2). Com o somatório dos maiores VME de todos os grupos, obteve-se o valor monetário esperado com informação, que totalizou 21,53 milhões de dólares.

Assim, o valor da informação (VDI) para a perfuração de um poço no bloco 3, que é a diferença entre os VME_{CI} e VME_{SI} , foi estimado em 4,67 milhões de dólares.

Tabela 6.2: Valores máximos de VME utilizados no cálculo do VDI

Estratégia Otimizada	Valor Monetário Esperado (Milhões de US\$)						
	Grupo Único	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6
MGR 0	14,79	7,83	6,12	-3,11	1,96	1,53	-0,78
MGR 1	-16,63	-9,52	2,81	-6,60	-2,38	0,70	-1,65
MGR 2	-34,51	-17,65	-0,10	-8,97	-4,41	-0,25	-2,24
MGR 3	3,21	0,57	3,73	-1,72	0,14	0,93	-0,43
MGR 4	15,96	8,27	6,55	-3,28	3,40	1,89	-0,87
MGR 5	16,40	8,10	6,97	-2,83	3,00	1,94	-0,76
MGR 6	16,87	5,67	5,93	0,53	2,82	1,50	0,42
MGR 7	-13,12	-5,23	2,08	-7,74	-1,27	0,80	-1,75
MGR 8	-28,50	-17,03	0,26	-6,03	-4,26	0,06	-1,51
MGR 9	1,66	-4,41	4,34	-1,47	1,70	1,45	0,04
Máximo VME	16,87	8,27	6,97	0,53	3,40	1,94	0,42

Com base nos resultados mostrados na Tabela 6.2, observa-se que nos Grupos 3 e 6, nos quais o atributo Contato Gás/Água (GWC) pertence ao nível 2 de incerteza (profundidade mais rasa), os VME em praticamente todas as estratégias otimizadas resultaram em valores negativos, o que poderia sugerir que a melhor decisão seria interromper o projeto e não desenvolver o campo no caso de encontrar essa situação ao perfurar o novo poço. Porém, neste estudo a

aquisição das informações: existência de acumulação gás no bloco 3 e profundidade do contato gás/água são realizadas simultaneamente com a perfuração do poço adicional, o que inviabiliza a interrupção do projeto, pois grandes investimentos já teriam sido realizados (plataforma, gasoduto). Caso não seja optado pela aquisição da informação, não será possível mudar a estratégia de produção e o VME do projeto terá um valor ainda mais negativo.

6.2.6 Análise da estratégia de produção que maximiza o VME de cada grupo

Observa-se na Tabela 6.2 que nos grupos 4, 5 e 6, as estratégias otimizadas de seus respectivos MGR selecionados levaram aos maiores VME em seus grupos. Fato que não ocorreu nos demais. No geral não se observa uma estratégia que se destaque em relação às demais.

No Grupo 1, de onde o modelo base é oriundo, a estratégia de produção que maximizou o VME do grupo foi a do MGR4, em virtude deste modelo ter em sua composição o atributo Atuação do Aquífero no nível de incerteza 1. Assim, na otimização de sua estratégia de produção, o número de poços é menor e também no seu cronograma de perfuração há postergação de investimentos, resultando em VPL maior. A Tabela 6.3 mostra os atributos e seus níveis de incerteza dos modelos geológicos representativos MGR0 e MGR1 oriundos do Grupo1 e do MGR4 que maximizou o VME desse grupo.

Tabela 6.3: Níveis de incerteza dos MGR analisados no Grupo1

Atributos	Nível de Incerteza		
	MGR 0	MGR 1	MGR 4
GWC	0	0	0
Aquif	0	1	1
Kr	0	0	0
Msed	0	2	0

Embora na metodologia proposta por Xavier (2004) enfatize que em casos como esse, é necessário otimizar novamente a estratégia do modelo base, no caso de campos de gás natural não é possível, pois, não atenderia a premissa de produção com vazão constante durante o período de projeto. Dessa forma, apesar da otimização das estratégias de produção dos diversos MGR selecionados terem como função objetivo principal o maior VPL, também deve se observar o atendimento a uma demanda de vazão requerida.

A Figura 6.7 mostra uma comparação do comportamento da produção de gás com a utilização das estratégias de produção otimizadas tanto do modelo base quanto do modelo do MGR4, empregadas no mesmo modelo geológico, onde todos os atributos tem nível 0 de incerteza (modelo geológico base). Também é mostrado o comportamento da produção da estratégia otimizada do MGR4 quando aplicada ao seu próprio modelo geológico. Observa-se que a estratégia do MGR4 atende as premissas em seu grupo (curva na cor preta), mas quando aplicada ao Grupo 1, no modelo geológico base, não se mantém o patamar de produção do projeto no período entre os anos de 2022 e 2023 e inicia o declínio aproximadamente três anos antes do que aconteceria com a estratégia otimizada do modelo base.

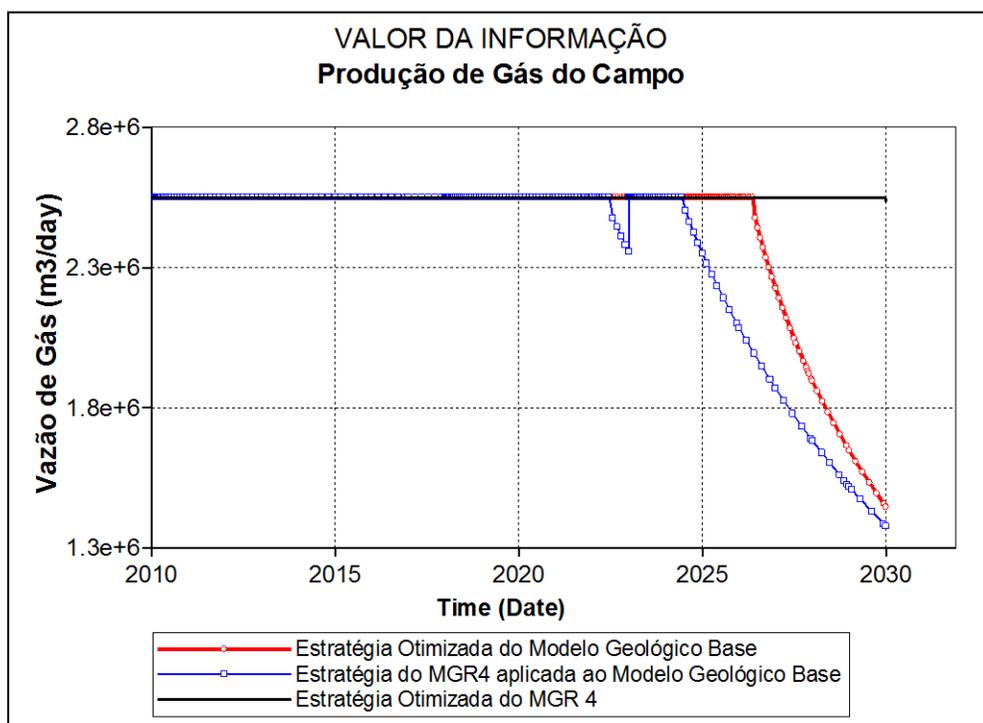


Figura 6.7: Curvas de produção do campo das estratégias dos MGR0 e MGR5

Observa-se que no caso de campos de gás natural, as estratégias otimizadas dos MGR selecionados dificilmente atendem à premissa de vazão constante em todos os modelos, reforçando a afirmação de que deveriam ser otimizadas as estratégias de produção de todos os modelos da árvore de decisão, para obtenção do valor mais próximo da realidade do VDI. Como isso torna o processo inviável, neste estudo é avaliado o percentual dos modelos que atendem a essa premissa em todos os grupos.

Para este cálculo foi definido que o campo deveria produzir com vazão constante por um período mínimo de 10 anos. Em função das muitas incertezas existentes nesta fase de desenvolvimento do campo, a premissa foi considerada atendida quando a variação da vazão de produção em relação à demanda ficasse no máximo em torno de 2%.

Para exemplificar, a Figura 6.8 mostra a produção de gás de quatro modelos pertencentes ao Grupo2, com a estratégia do MGR5, aquela que maximiza o VME (cor verde). Neste caso, considerou-se que a curva referente ao modelo com os atributos Aquif1, GWC1, Kr0 e Msed2 (na cor preto) atenderia à demanda, pois se observa uma pequena queda da produção, na ordem de 50.000 m³ std/d entre os anos de 2015 e 2017, e logo em seguida a curva de produção se mantém constante por mais um período de aproximadamente 8 anos. Observa-se que esta estratégia não atende à premissa com o modelo cujos atributos são Aquif1, GWC1, Kr2 e Msed2 (na cor azul).

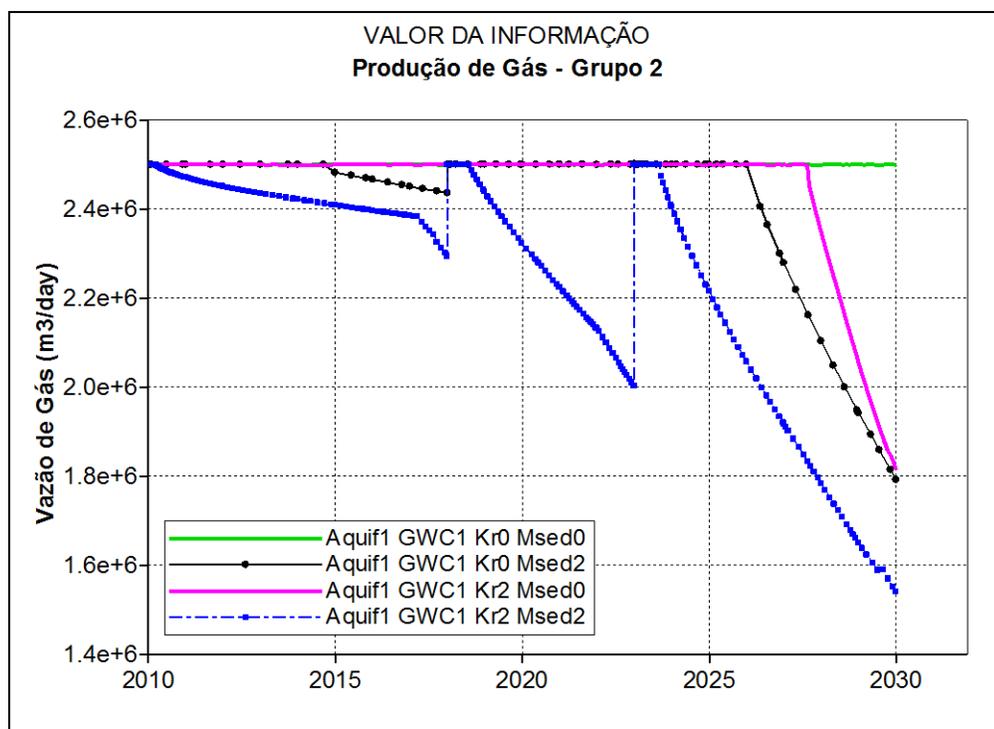


Figura 6.8: Vazão de gás do Grupo 2 com a estratégia otimizada do MGR5

Dessa forma, foi analisado o comportamento de produção, de todos os modelos de todos os grupos, de forma manual, através de gráficos de produção de gás. Observa-se que em todos os grupos (cada qual com 12 modelos) a estratégia de produção que maximiza o VME atende, em

70% dos seus modelos, à produção constante de gás durante o período de tempo mínimo estipulado, sendo a estratégia oriunda ou não do próprio grupo.

6.3 Verificação do preço mínimo de venda do gás natural

Um ponto investigado foi o cálculo do VME com outros valores de preço de venda, a fim de verificar o valor mínimo para prosseguir no estudo de uma possível perfuração para obter informação no bloco 3. A Tabela 6.4 demonstra o cálculo do ganho no VME, que apesar de ser sempre positivo, é a partir do preço de venda de US\$ 6,45 / MM BTU que o projeto torna-se viável.

É importante lembrar que este cálculo é aproximado e que apenas o modelo base tem sua estratégia otimizada. Com a aplicação da metodologia completa neste estudo específico, com seleção e otimização de diversos MGR por grupo, pode-se chegar a um valor entre 6,40 e 6,45 US\$/MM BTU que atenderia ao projeto.

Tabela 6.4: Cálculo do Valor da Informação em função da variação do preço de venda do gás

Preço (US\$/MMBtu)	VME (Milhões de US\$)		
	Bloco123	Bloco12	Ganho
6,25	-22,53	-23,69	1,16
6,30	-15,67	-16,85	1,17
6,40	-1,96	-3,17	1,21
6,45	4,89	3,67	1,22
6,50	11,75	10,51	1,24
6,60	25,46	24,19	1,27
6,70	39,18	37,87	1,31

A Figura 6.9 ilustra as curvas de risco para o projeto de perfuração no bloco 3 considerando cada valor de preço de venda do gás analisado. Observa-se que mesmo que o preço de negociação subisse de 6,50 para 6,70 US\$/MM BTU ainda haveria risco de o projeto ser muito negativo. Para preços abaixo de US\$6,40/MM BTU o projeto é praticamente inviável.

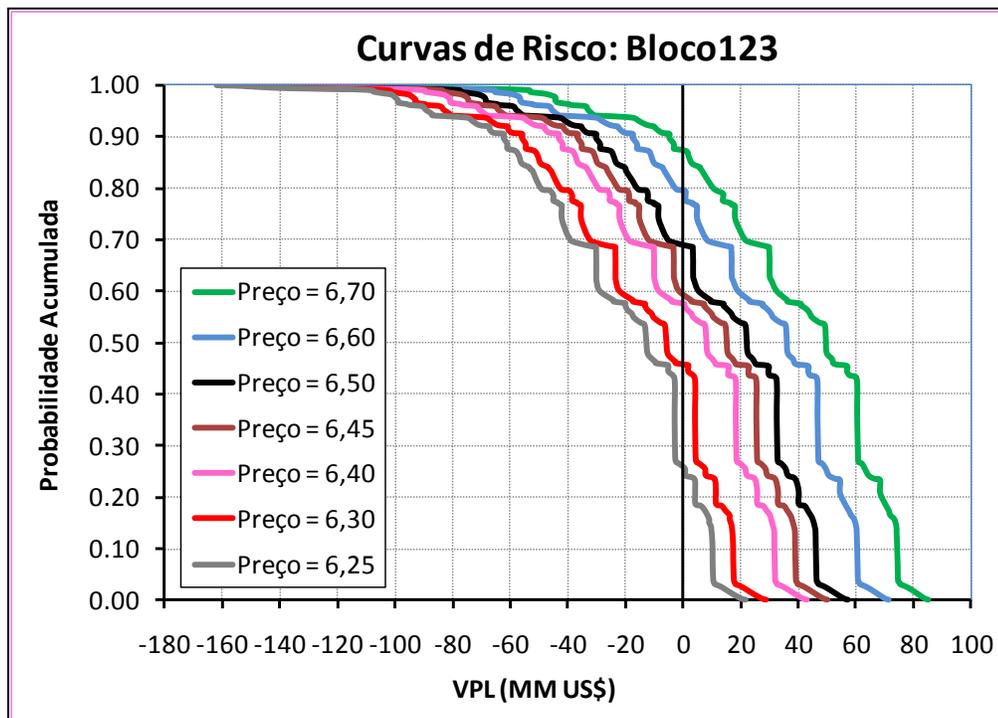


Figura 6.9: Curva de risco de perfuração no bloco 3 para diversos preços de venda

6.4 Exemplo 2

Neste exemplo aplica-se a metodologia de valor de informação na decisão de investimentos ao mesmo campo em estudo, porém agora em um caso mais completo dividido em dois itens:

- (a) Estudo da perfuração de um poço no bloco 1 para comprovação da ocorrência de gás natural neste bloco e determinação da profundidade do contato gás/água;
- (b) Estudo da perfuração de um poço no bloco 1, um poço no bloco 3 para comprovação da ocorrência de gás natural nesses blocos e determinação da profundidade do contato gás/água.

As etapas iniciais correspondentes à determinação do modelo base e a análise de sensibilidade para seleção dos atributos críticos são as mesmas utilizadas no exemplo 1.

Uma premissa importante neste exemplo é a perfuração seqüencial, primeiro no bloco central, em seguida no bloco 1 e por último no bloco 3.

6.4.1 Perfuração nos blocos 1 e 3 determinação do contato gás/água

Considerando os cinco atributos críticos determinados pela análise de sensibilidade, foi montada a árvore de decisão mostrada na Figura 6.10. As probabilidades do atributo Ocorrência de Hidrocarboneto (Bloco) foram distribuídas de acordo como descrito na Tabela 5.3 e os demais atributos foram mantidos de acordo com o resultado da análise de sensibilidade tendo suas probabilidades descritas na Tabela 5.4.

6.4.1.1 Composição da árvore de decisão:

Para este exemplo, o problema de decisões é representado na árvore de decisão ilustrada na Figura 6.10. As decisões são ordenadas pelos nós da esquerda para direita. No primeiro nó é verificada a existência de gás natural nos blocos 1 e 2 ou apenas no bloco 2. Em ambos os casos, no próximo nó de decisão verifica-se a existência de gás natural no bloco 3. Após esta decisão, é verificada a profundidade do contato gás/água. Após esse nó, a árvore mostra as dúvidas e possibilidades remanescentes, que são iguais a partir do atributo Atuação do Aquífero (Aquif), formando assim os grupos que irão compor o cálculo do VDI.

Dessa forma, foram formados doze grupos com definição a partir do último nó de decisão do atributo GWC (profundidade do contato gás/água). Devido a extensão da árvore de decisão completa, por simplicidade, a Figura 6.10 mostra detalhadamente todos os atributos apenas do Grupo 1. Onde estão as linhas tracejadas nos demais grupos, são repetidos todos os ramos do Grupo 1, a partir do atributo Aquif.

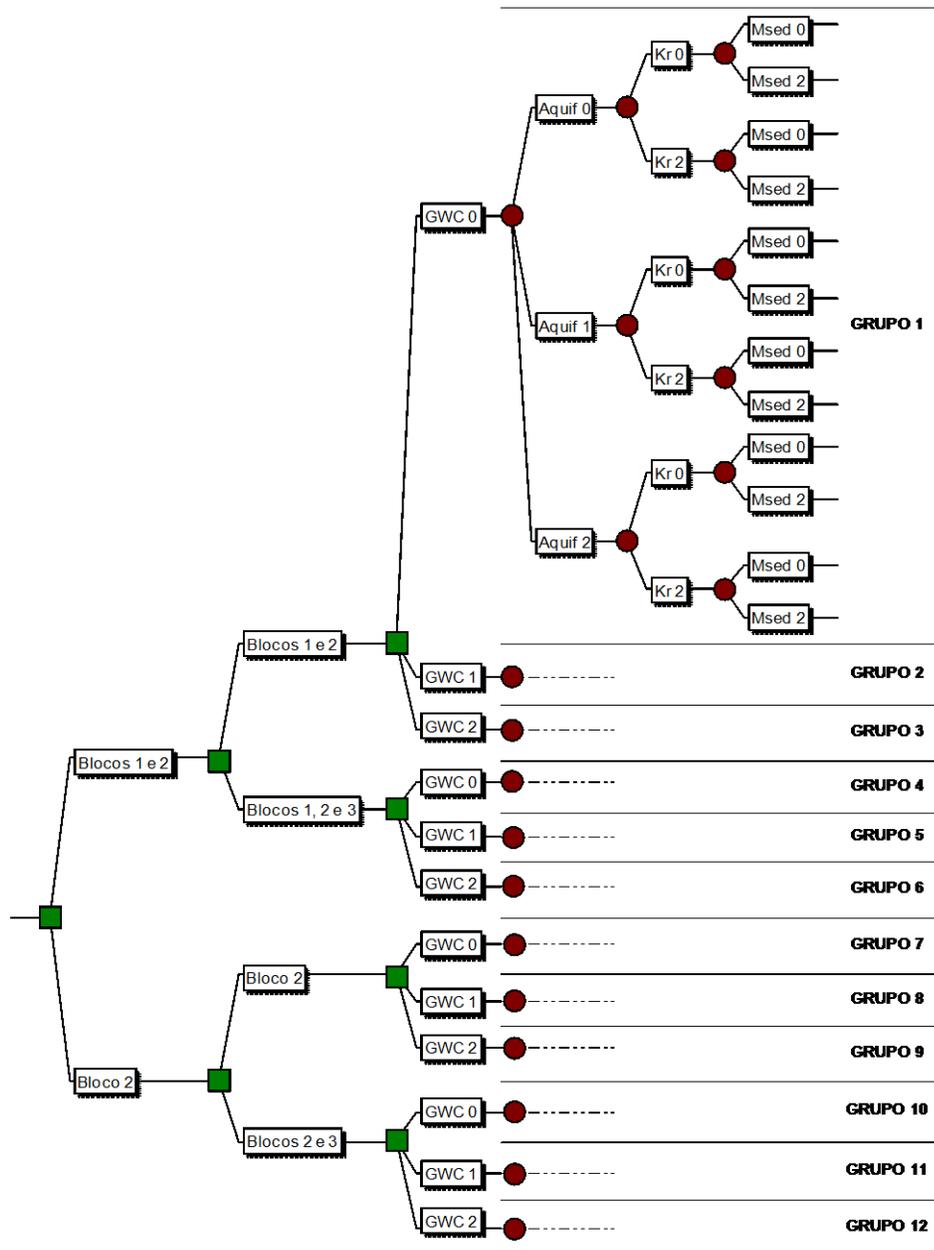


Figura 6.10: Definição dos grupos para cálculo do VDI

6.4.1.2 Escolha dos modelos geológicos representativos (MGR)

Com o aumento do número de atributos críticos e de seus respectivos níveis de probabilidade de ocorrência, aumenta-se a complexidade do processo de cálculo e análise do valor da informação, tornando inviável a otimização de cada modelo utilizado na árvore de decisão, e a modificação das suas respectivas estratégias de produção com maximização de seus respectivos VPL ou outra função objetivo (Xavier, 2004).

Para simplificar o processo é realizada a escolha de alguns modelos chamados de representativos a fim de cobrir a variabilidade de modelos geológicos gerados no processo e que podem ser utilizados para o cálculo aproximado do VDI.

Com a estratégia de produção ótima do modelo base, foram realizadas as simulações de escoamento de todos os modelos da árvore de decisão mostrada na Figura 6.10. Os gráficos da Figura 6.11 (a) e (b) mostram os resultados dos VPL em função do fator de recuperação de gás e da produção acumulada de gás respectivamente. Os MGR selecionados estão destacados por círculos.

Neste exemplo foram selecionados dezesseis MGR além do modelo base, denominado MGR 0, buscando cobrir maior gama de variações nas combinações dos atributos com incertezas. A Tabela 6.5 mostra a distribuição dos MGR em relação aos seus grupos de origem.

Tabela 6.5: MGR oriundos dos diversos grupos

Grupo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
MGR	0 e 1	2	3 e 13	4	5	6 e 14	7	8 e 15	9	10	11	12 e 16

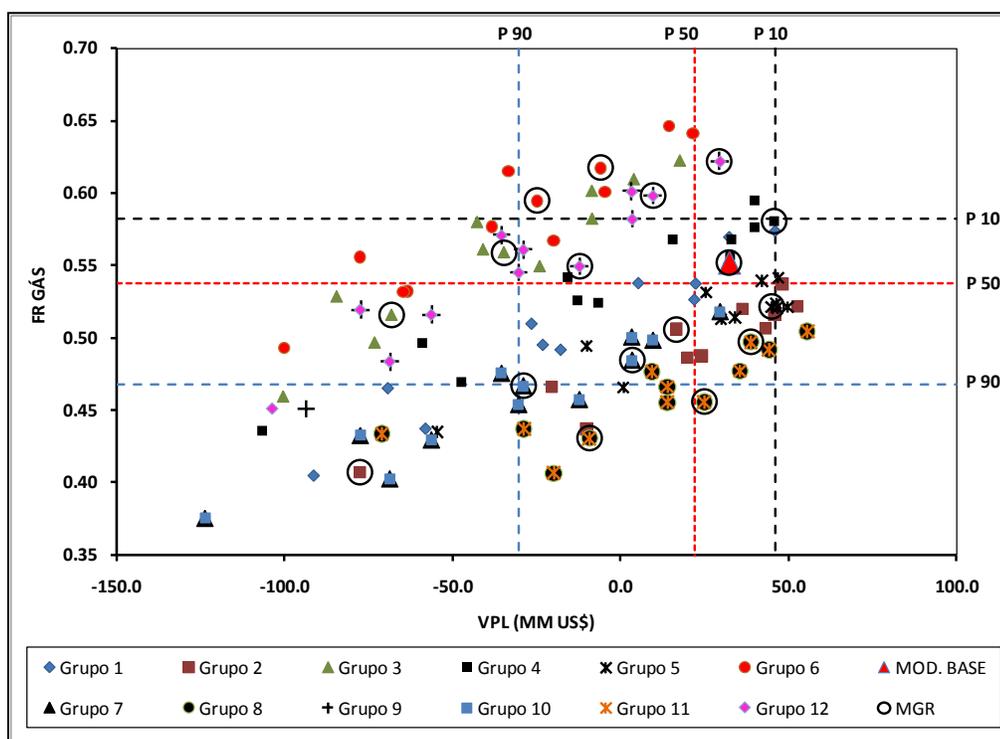


Figura 6.11(a): Seleção dos MGR em função do fator de recuperação de gás.

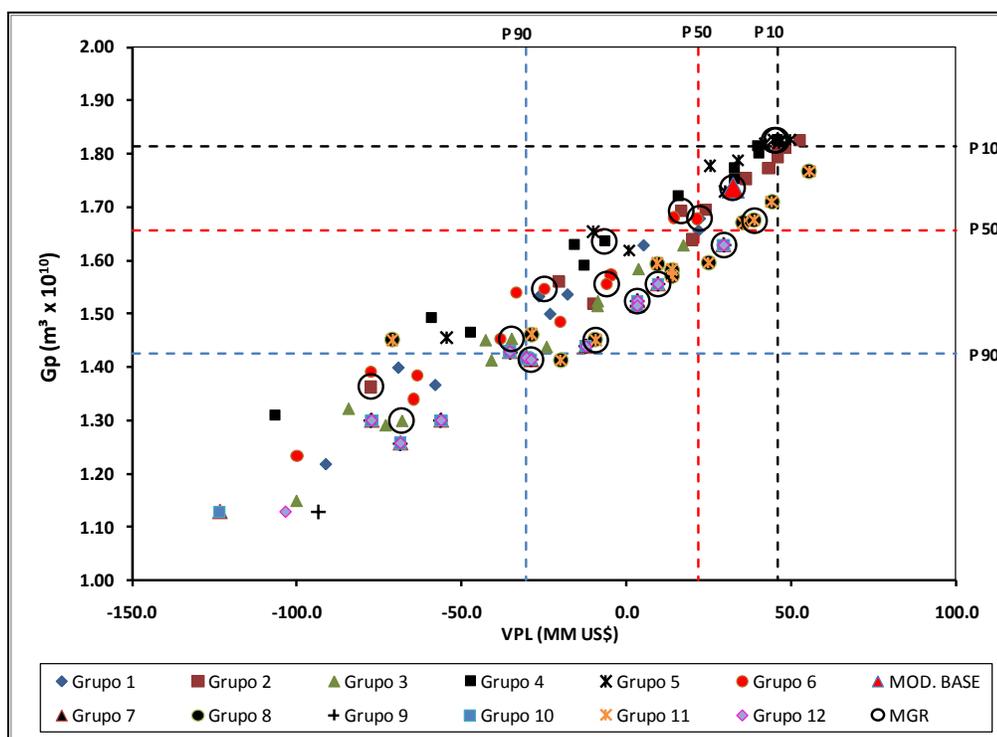


Figura 6.11(b): Seleção dos MGR em função da produção acumulada de gás.

6.4.1.3 Otimização das estratégias de produção dos MGR selecionados

A função-objetivo principal adotada para o processo de otimização das estratégias de produção foi o VPL, observando sempre a manutenção e o tempo de produção à vazão constante. Os passos são os mesmos descritos no exemplo 1. A figura 6.12 mostra o resultado comparando os VPL dos modelos selecionados quando submetidos à estratégia de produção do caso base e a melhor estratégia de produção para alcançar a função-objetivo. Observa-se que em quatro modelos não foi possível alcançar valores positivos de VPL, isso se deve a combinação dos atributos incertos, quando no mesmo modelo ocorrem os atributos K_r e M_{sed} em seus níveis 2 de incerteza. Porém, em todas as estratégias otimizadas, o tempo mínimo de vazão constante foi atendido. A Figura 6.13 ilustra as curvas de produção de gás do MGR 10 antes e após o processo de otimização da estratégia de produção, cujo valor do VPL passou de 12 milhões de dólares negativos para um valor próximo a zero.

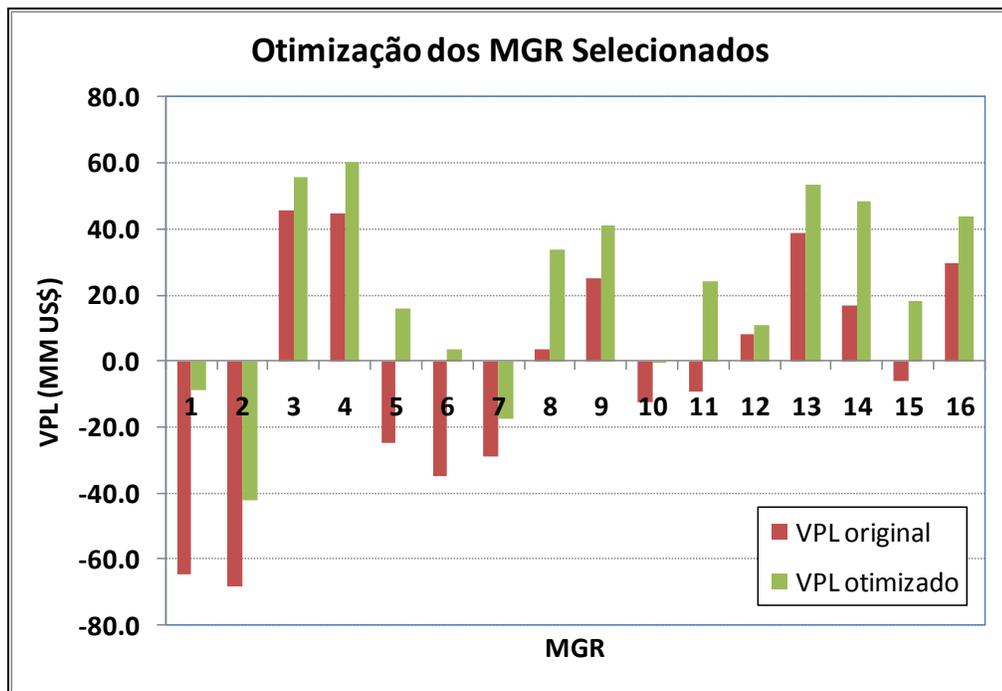


Figura 6.12: Otimização das estratégias de produção em função do VPL

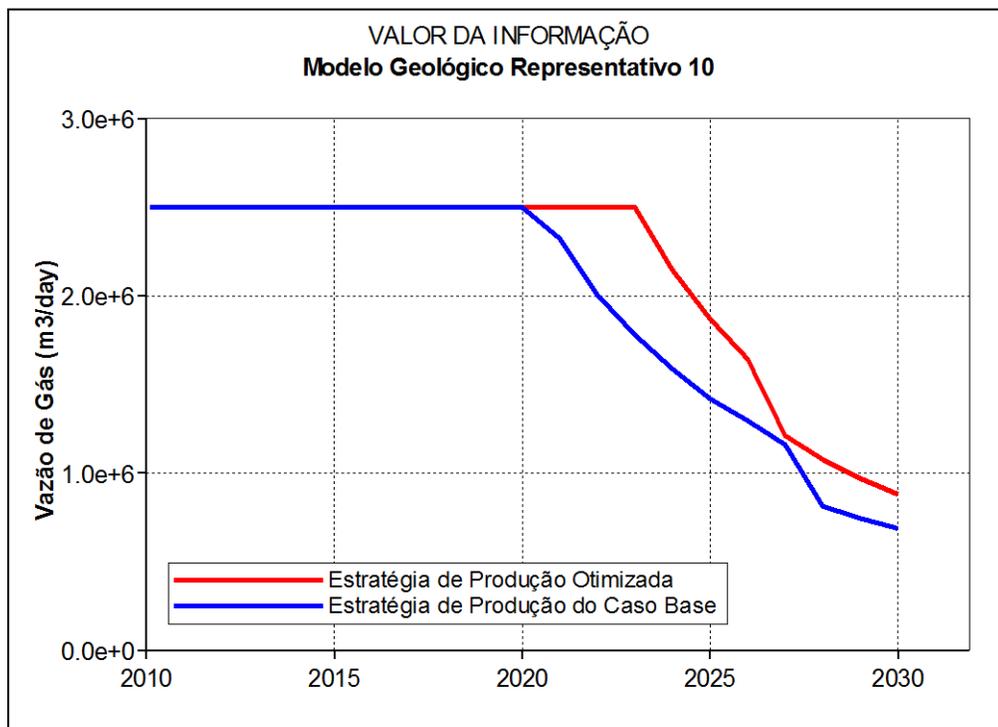


Figura 6.13: Otimização das estratégias de produção do MGR 10

6.4.1.4 Cálculo do valor da informação

Para o cálculo do VDI, o proveito da aquisição da informação deve ser calculado através da escolha das melhores alternativas para cada cenário. No caso da metodologia utilizada neste trabalho isso é feito através da escolha da melhor estratégia para cada grupo da árvore de decisão.

A Tabela 6.6 mostra os valores monetários esperados de cada grupo quando submetidos às estratégias de produção otimizadas de todos os MGR selecionados. Está destacada em negrito o valor máximo de VME de cada grupo, identificando a qual MGR pertence a estratégia de produção.

O Grupo Único representa a árvore completa, com o desenvolvimento do campo sem informação adicional. Assim, o VME_{SI} ficou em 14,09 milhões de dólares.

A soma dos maiores VME de cada grupo fornece o VME_{CI} , que neste exemplo somou 18,19 milhões de dólares.

Assim, o valor da informação é estimado em 4,10 milhões de dólares.

Neste estudo em particular, observa-se que a obtenção da informação tem um ganho muito pequeno quando comparada com o valor do investimento. Em função das características de produção de reservatórios de gás natural e dos volumes *in situ* envolvidos neste estudo, a obtenção da informação fornecerá mais insumos apenas para melhorar o posicionamento dos novos poços a serem perfurados, e não causará uma grande mudança na estratégia de produção do campo.

Assim como no exemplo 1, foi verificado o atendimento à vazão constante por um período mínimo de dez anos em todos os modelos. Foi observado que em todos os grupos, foi atingido percentual de 70% dos modelos onde a estratégia de produção que maximiza o VME não é original do seu próprio grupo. Nos Grupos 5 e 11 esse percentual ficou em 75%.

Os VME dos Grupos 7 e 9 são negativos, mesmo depois da aquisição da informação, o que mostra a importância do investimento, pois caso não seja realizado, poderá ser definida uma estratégia de produção que leve a valores negativos ainda maiores. Deve-se observar também que esses valores de VME são muito próximos de zero e que nessa fase de desenvolvimento do campo existem muitas incertezas.

Tabela 6.6: VME de cada grupo obtido pelas diversas estratégias de produção

Estratégia Otimizada	Valor Monetário Esperado (Milhões de US\$)						
	Grupo Único	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6
MGR 0	10,51	6,26	4,90	-2,49	1,57	1,22	-0,62
MGR 1	-36,34	-14,12	-0,79	-7,18	-3,53	-0,20	-1,79
MGR 2	-33,16	-13,84	0,41	-6,69	-3,46	0,10	-1,67
MGR 3	-2,18	-0,88	2,93	-1,63	-0,22	0,73	-0,41
MGR 4	12,66	4,78	5,54	-1,05	2,19	1,55	-0,28
MGR 5	12,46	4,02	5,81	-0,96	1,69	1,57	-0,25
MGR 6	-23,98	-12,56	0,55	-4,50	-1,83	0,47	-0,87
MGR 7	1,75	-1,82	3,54	-0,60	-0,45	0,88	-0,15
MGR 8	3,54	-1,71	4,55	-0,57	-0,43	1,14	-0,14
MGR 9	-7,95	-5,89	2,77	-1,96	-1,47	0,69	-0,49
MGR 10	2,20	-3,82	3,43	-1,27	1,91	1,40	0,11
MGR 11	1,66	-3,53	3,47	-1,17	1,36	1,16	0,03
MGR 12	0,62	-4,45	3,20	-1,48	1,84	1,34	0,06
MGR 13	-29,15	-13,62	0,21	-4,83	-3,41	0,05	-1,21
MGR 14	14,09	4,53	4,74	0,42	2,25	1,20	0,34
MGR 15	4,04	-1,70	4,85	-0,56	-0,43	1,21	-0,14
MGR 16	4,01	-2,92	3,91	-0,97	1,57	1,52	0,10
Máximo VME	14,09	6,26	5,81	0,42	2,25	1,57	0,34

Tabela 6.6 (continuação): VME de cada grupo obtido pelas diversas estratégias de produção

Estratégia Otimizada	Valor Monetário Esperado (Milhões de US\$)					
	Grupo 7	Grupo 8	Grupo 9	Grupo 10	Grupo 11	Grupo 12
MGR 0	-0,85	0,87	-0,28	-0,21	0,22	-0,07
MGR 1	-4,92	-0,43	-1,63	-1,23	-0,11	-0,41
MGR 2	-4,61	-0,25	-1,54	-1,15	-0,06	-0,39
MGR 3	-2,02	0,51	-0,66	-0,51	0,13	-0,17
MGR 4	-1,04	0,85	-0,34	0,16	0,34	-0,04
MGR 5	-0,62	1,02	-0,21	0,09	0,33	-0,04
MGR 6	-3,56	0,07	-1,19	-0,48	0,14	-0,21
MGR 7	-0,45	0,88	-0,15	-0,11	0,22	-0,04
MGR 8	-0,43	1,14	-0,14	-0,11	0,28	-0,04
MGR 9	-1,47	0,69	-0,49	-0,37	0,17	-0,12
MGR 10	-0,95	0,86	-0,32	0,48	0,35	0,03
MGR 11	-0,88	0,87	-0,29	0,34	0,29	0,01
MGR 12	-1,11	0,80	-0,37	0,46	0,33	0,02
MGR 13	-3,81	0,01	-1,27	-0,95	0,01	-0,32
MGR 14	-0,76	0,94	-0,25	0,32	0,32	0,02
MGR 15	-0,42	1,21	-0,14	-0,11	0,30	-0,03
MGR 16	-0,73	0,98	-0,24	0,39	0,38	0,02
Máximo VME	-0,42	1,21	-0,14	0,48	0,38	0,03

Em vários casos, o risco de um projeto pode ser calculado pela diferença entre os VPL dos percentis P10 e P90 (Hayashi, 2006), oriundos de curvas de risco como da Figura 6.14. No caso em estudo, com informação, esta diferença foi de US\$ 78,73 milhões e, sem informação, foi de US\$ 59,31 milhões, o que levaria a supor um aumento do risco com informação, o que não é comum, já que informações em geral diminuem o risco dos projetos. Porém, o aumento do risco foi devido ao aumento do VPL dos modelos otimistas, o que causou um aumento da dispersão dos modelos, que pode ser observado na Figura 6.11 (a), onde, por exemplo: o Grupo 1 apresenta valores de VPL entre 100 milhões de dólares negativos e 30 milhões de dólares positivos. A maior dispersão, entretanto, não implica em maior risco, visto que a curva azul tem maiores VPL que a preta, e sim, em um aumento da variabilidade da resposta.

Dessa forma, a aquisição de informação causou um aumento nos VPL dos modelos com valores originais positivos e uma alteração, para valores mais baixos, dos VPL dos modelos originalmente negativos. O gráfico da Figura 6.14 mostra a comparação entre as curvas de risco antes e depois de se obter a informação. O valor do VPL do percentil P90 praticamente não se alterou, porém o valor do percentil P10 aumentou com a obtenção da informação.

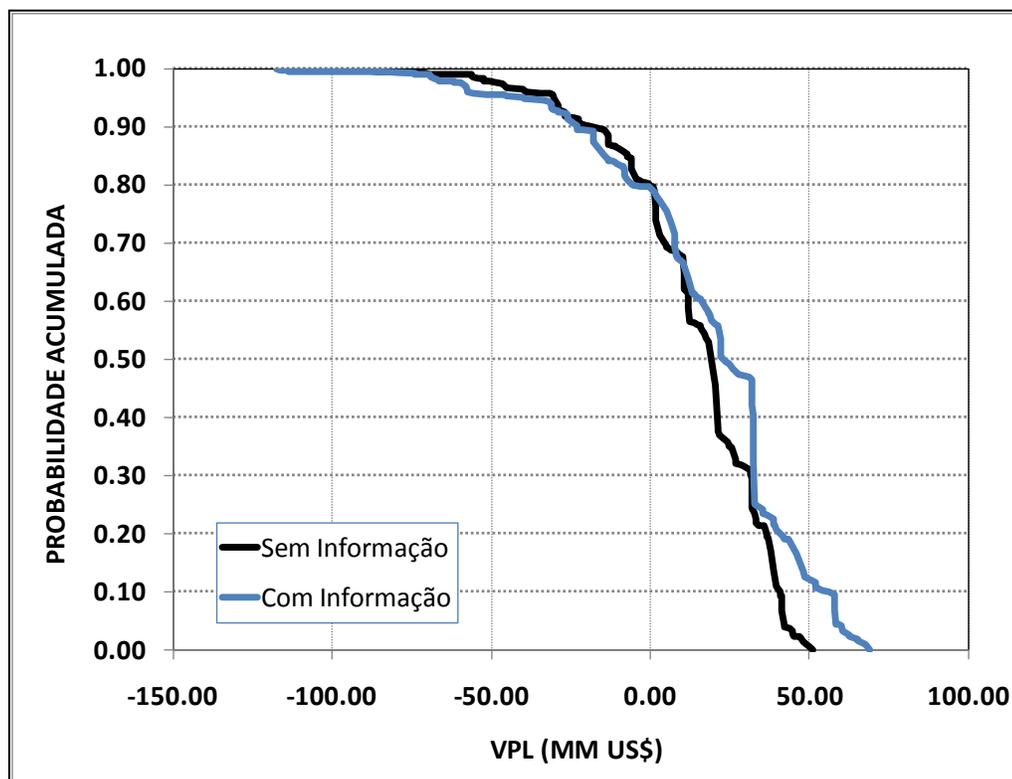


Figura 6.14: Curvas de risco sem e com informação

Neste caso estudado, deve-se observar que as maiores probabilidades são de que o projeto seja positivo e com a obtenção da informação pode haver aumento no VPL do projeto.

6.4.2 Perfuração no bloco 1 e determinação do contato gás/água

Este exemplo pode ser considerado um subitem do problema descrito no item 6.4.1, onde é verificado o valor da obtenção da informação da existência de gás natural apenas no bloco 1 e também a profundidade do contato gás/água. Os primeiros passos são os mesmos dos exemplos anteriores, com as probabilidades descritas nas Tabela 5.3 e Tabela 5.4.

6.4.2.1 Composição da árvore de decisão:

A representação gráfica deste problema está ilustrada na Figura 6.15. No primeiro nó de decisão é verificada a existência de gás apenas no bloco 2 ou nos blocos 1 e 2. A decisão seguinte, em ambos os casos, é a verificação da profundidade do contato gás/água. Depois desse nó, a árvore mostra as dúvidas e possibilidades remanescentes.

O primeiro nó de possibilidades é a ocorrência de gás no bloco 3. Caso a perfuração do poço no bloco 1 obtenha resultado positivo, com a descoberta de acumulação neste bloco, pode haver duas possibilidades: acumulação de gás apenas nos blocos 1 e 2 (atributo denominado Bloco12) ou acumulação nos três blocos (atributo denominado Bloco123). Por outro lado, se o resultado for negativo, existem as possibilidades de ocorrência de hidrocarboneto apenas no bloco 2 (atributo denominado Bloco2) ou acumulação nos blocos 2 e 3 (atributo denominado Bloco23).

As demais possibilidades são iguais a partir do atributo Atuação do Aquífero (Aquif), que por simplicidade foram representadas por linhas tracejadas na árvore de decisão devido sua grande extensão.

Os grupos são definidos a partir do último nó de decisão, que neste caso é a determinação do contato gás/água. Dessa forma, o problema fica composto por seis grupos.

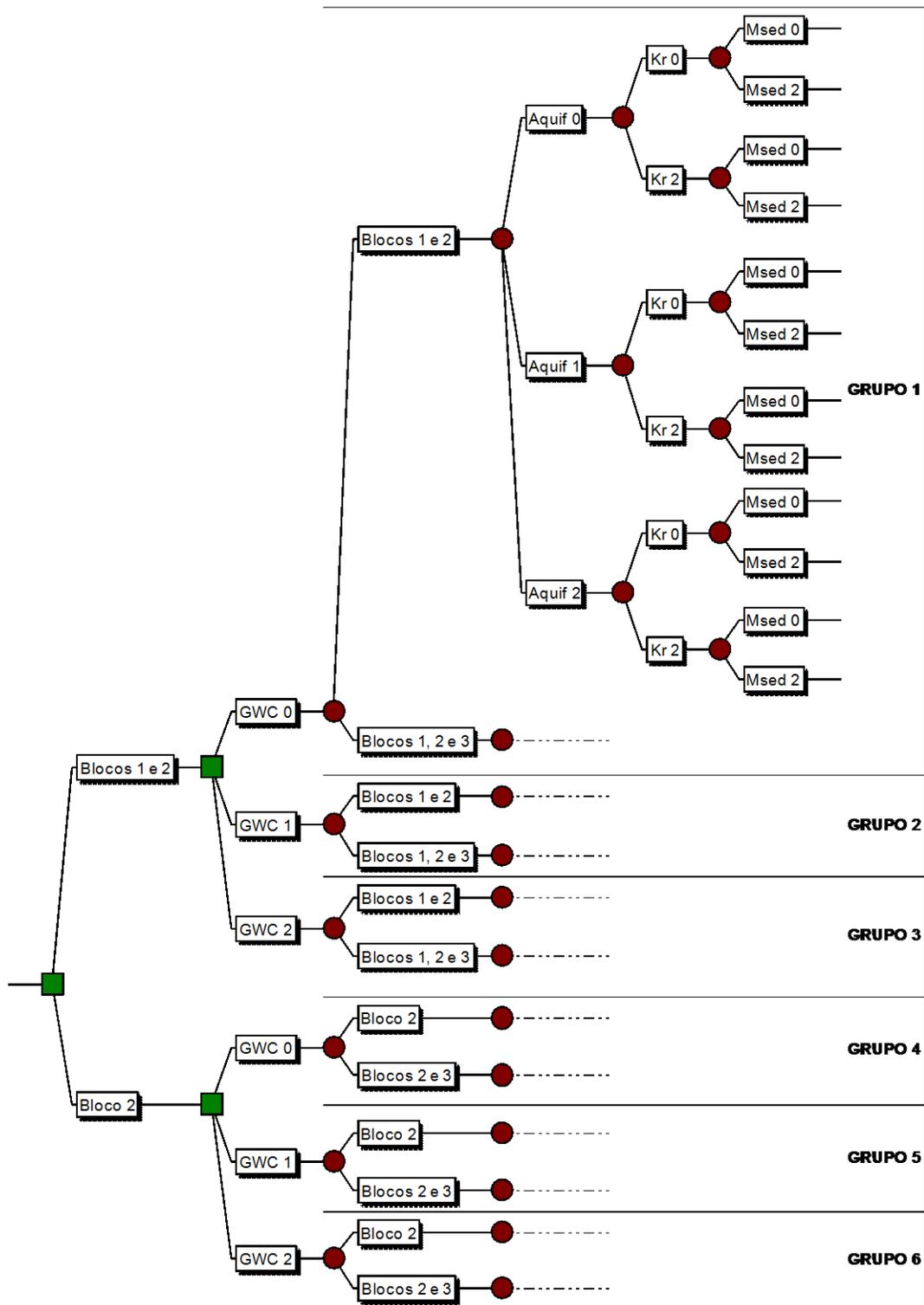


Figura 6.15: Definição dos grupos para cálculo do VDI

6.4.2.2 Escolha dos modelos geológicos representativos (MGR)

Os modelos geológicos representativos foram selecionados de forma a atender qualquer configuração de problema a ser solucionado neste estudo, podendo variar a sua posição na árvore de decisão, mas mantendo sua representatividade em função da sua posição nos gráficos diagnósticos. Assim, o mesmo MGR pode estar posicionado em diferentes grupos a depender da árvore de decisão que se esteja trabalhando. Por exemplo, o MGR 14 está posicionado no Grupo 6 no exemplo completo (item a) e no Grupo 3 neste exemplo (item b), que é um caso particular. Para que isso seja representativo, é necessário observar as probabilidades para que não sejam selecionados muitos MGR com baixas probabilidades de ocorrência. A Tabela 6.7 mostra a distribuição dos MGR em relação aos seus grupos de origem. As Figuras 6.16 (a) e Figura 6.16 (b) mostram os MGR selecionados, destacados por círculos nos gráficos diagnósticos.

Tabela 6.7: MGR oriundos dos diversos grupos

Grupo	1	2	3	4	5	6
MGR	0 e 1	2, 7 e 8	3, 9, 10 e 11	4 e 12	5, 13 e 14	6, 15 e 16

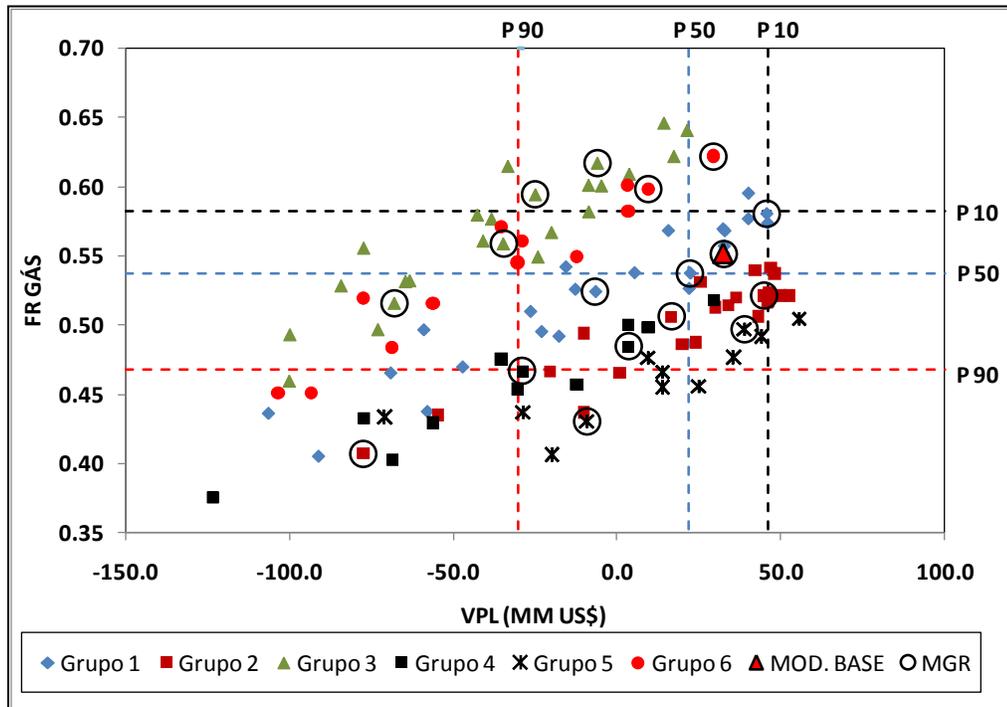


Figura 6.16 (a): MGR selecionados, VPL versus FRG

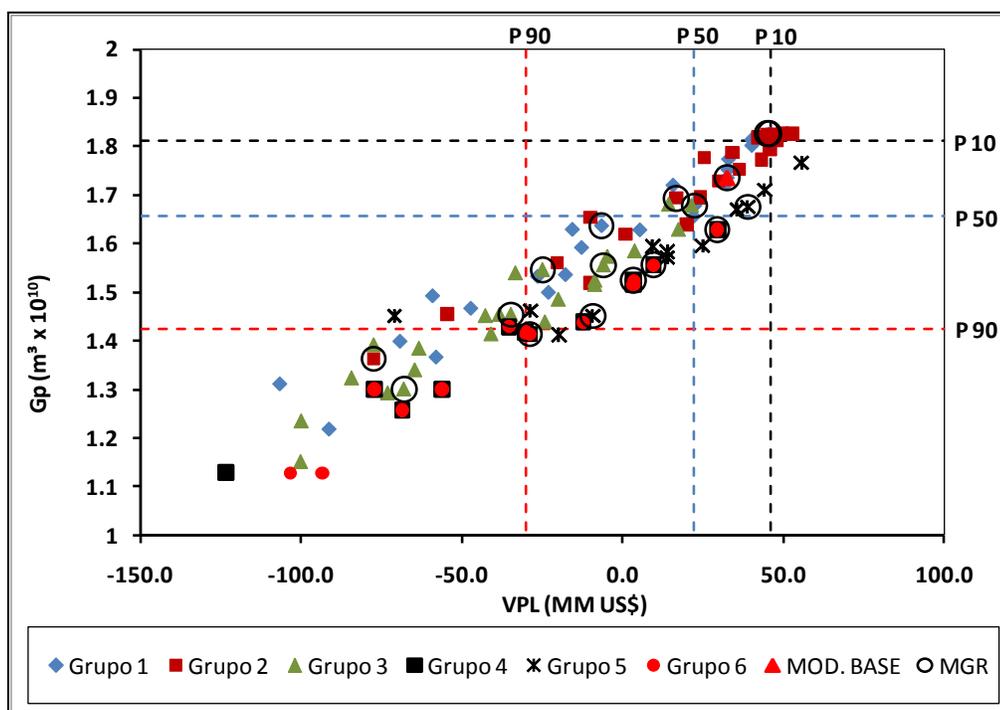


Figura 6.16 (b): MGR selecionados VPL *versus* Gp

6.4.2.3 Otimização das estratégias de produção dos MGR selecionados

A escolha dos mesmos MGR visa facilitar as demais etapas do processo utilizando as mesmas estratégias otimizadas e em muitos casos os mesmos resultados das simulações de escoamento. Como neste exemplo são utilizados os mesmos MGR, os resultados das otimizações são os mesmos do item 6.4.1.3.

6.4.2.4 Cálculo do valor da informação

A Tabela 6.8 mostra os valores monetários esperados de cada grupo quando submetidos às estratégias de produção otimizadas de todos os MGR selecionados. Está destacada em **negrito** o valor máximo de VME de cada grupo identificando de qual MGR pertence à estratégia de produção.

O valor monetário esperado sem informação foi estimado em 14,09 milhões de dólares.

O valor monetário esperado com informação foi estimado em 16,96 milhões de dólares.

Por conseguinte, o valor da informação é estimado em 2,87 milhões de dólares.

Tabela 6.8: VME de cada grupo obtido pelas diversas estratégias de produção

Estratégia Otimizada	Valor Monetário Esperado (Milhões de US\$)						
	Grupo Único	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6
MGR 0	10,51	7,83	6,12	-3,11	-1,06	1,09	-0,35
MGR 1	12,66	6,97	7,09	-1,33	-0,87	1,19	-0,39
MGR 2	-36,34	-17,65	-0,99	-8,98	-6,15	-0,54	-2,04
MGR 3	-2,18	-1,09	3,67	-2,03	-2,53	0,64	-0,83
MGR 4	1,75	-2,27	4,43	-0,76	-0,57	1,11	-0,19
MGR 5	3,54	-2,14	5,69	-0,72	-0,53	1,42	-0,18
MGR 6	0,62	-2,62	4,53	-1,42	-0,65	1,13	-0,36
MGR 7	12,46	5,71	7,38	-1,21	-0,54	1,36	-0,25
MGR 8	-33,16	-17,30	0,52	-8,37	-5,77	-0,32	-1,93
MGR 9	-23,97	-14,39	1,03	-5,37	-4,04	0,20	-1,40
MGR 10	-29,15	-17,03	0,26	-6,03	-4,76	0,00	-1,59
MGR 11	14,09	6,79	5,94	0,76	-0,44	1,26	-0,23
MGR 12	2,20	-1,91	4,84	-1,17	-0,48	1,21	-0,29
MGR 13	1,66	-2,17	4,64	-1,14	-0,54	1,16	-0,28
MGR 14	4,04	-2,12	6,06	-0,71	-0,53	1,51	-0,18
MGR 15	-7,95	-7,36	3,46	-2,46	-1,84	0,86	-0,61
MGR 16	4,01	-1,35	5,43	-0,87	-0,34	1,36	-0,22
Máximo VME	14,09	7,83	7,38	0,76	-0,34	1,51	-0,18

Neste exemplo, o percentual de atendimento ao tempo de vazão constante também ficou em 70% à exceção do Grupo 4 que ficou em 67%.

O gráfico da Figura 6.17 mostra as curvas de risco antes e depois de se obter a informação. Da mesma forma que no item (a) deste exemplo, e também pelos mesmos motivos, houve aumento da variabilidade das respostas e consequentemente do risco, quando estimado pela diferença entre os percentis P10 e P90, sendo a diferença de US\$ 59,31 milhões sem informação e US\$ 77,51 milhões com informação, destacando variação maior nos modelos com VPL mais positivos e que apresentaram maiores probabilidades de ocorrência.

Considerando que o risco é uma resposta negativa para a avaliação de decisão a respeito de um projeto, neste estudo a informação não aumentou o risco, pois tornou maior o VPL da maioria dos casos, como mostra a Figura 6.17.

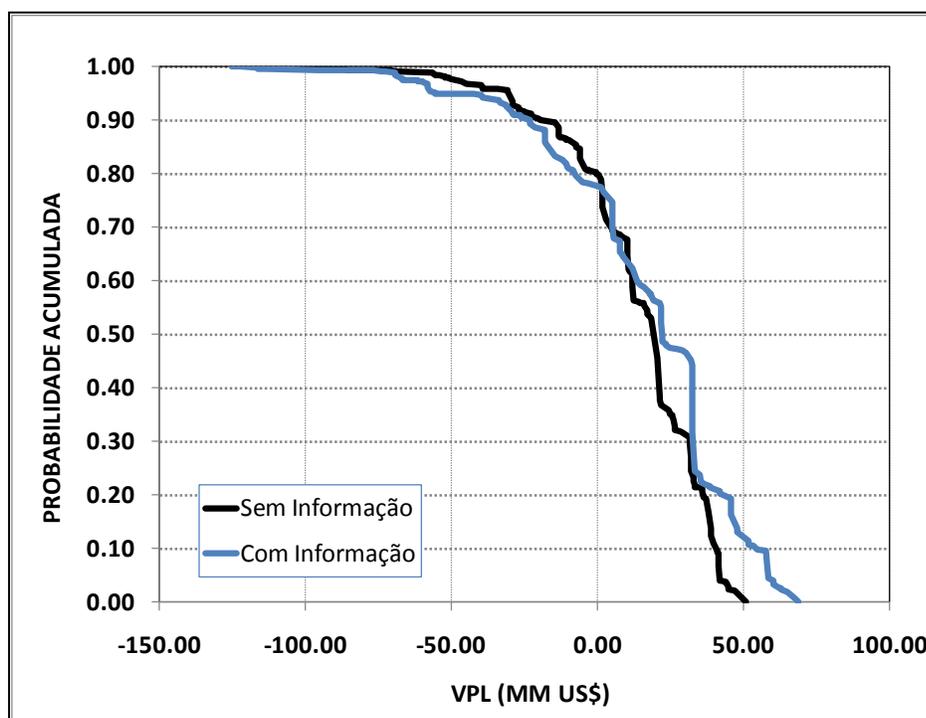


Figura 6.17: Curvas de risco sem e com informação

6.5 Plano de desenvolvimento

Em virtude das inúmeras incertezas, o plano de desenvolvimento sugerido para este campo em estudo é dividido em quatro hipóteses, baseadas na ocorrência de gás natural nos blocos estruturais.

O modelo geológico adotado utiliza a composição com maior probabilidade de ocorrência, onde todos os atributos são do nível de incerteza 0. Para cada hipótese foram definidos o número de poços, suas localizações e cronograma de perfuração; tempo mínimo de atendimento a demanda de venda. É apresentado o VPL estimado. Em todas as hipóteses são consideradas perfurações em todos os blocos.

6.5.1 Hipótese 1: Existência de gás natural no bloco 2

Nesta hipótese os poços denominados VDI-4 e VDI-6, perfurados nos blocos laterais, encontraram os reservatórios saturados apenas com água. A Figura 6.18 ilustra a localização dos poços perfurados. Os volumes de hidrocarbonetos *in situ* são mostrados na Tabela 6.9 e o cronograma de perfuração ficou definido de acordo com a Tabela 6.10.

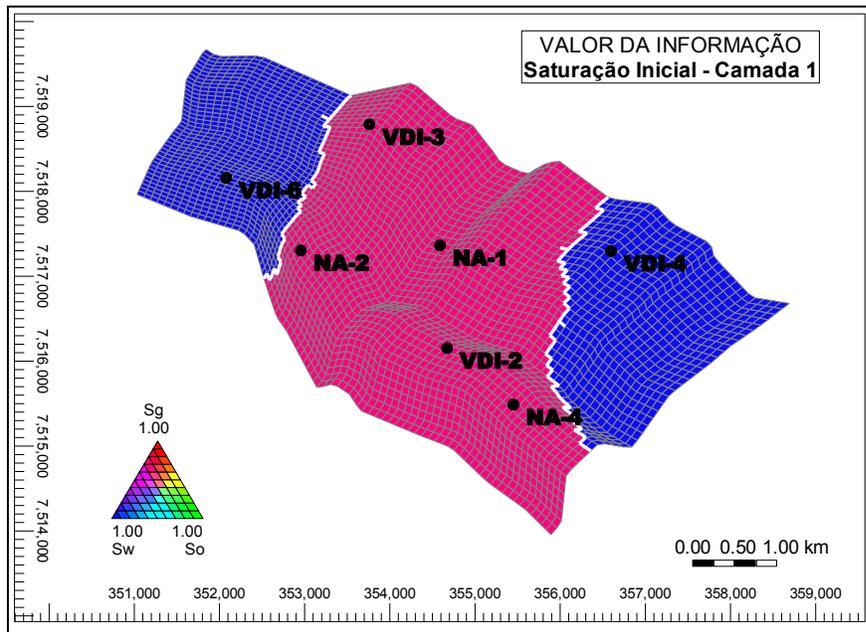


Figura 6.18: Localização dos poços perfurados na hipótese 1

A Figura 6.19 mostra uma seção estrutural passando pelo poço VDI-3, ilustrando a definição da profundidade do contato gás/água no bloco central.

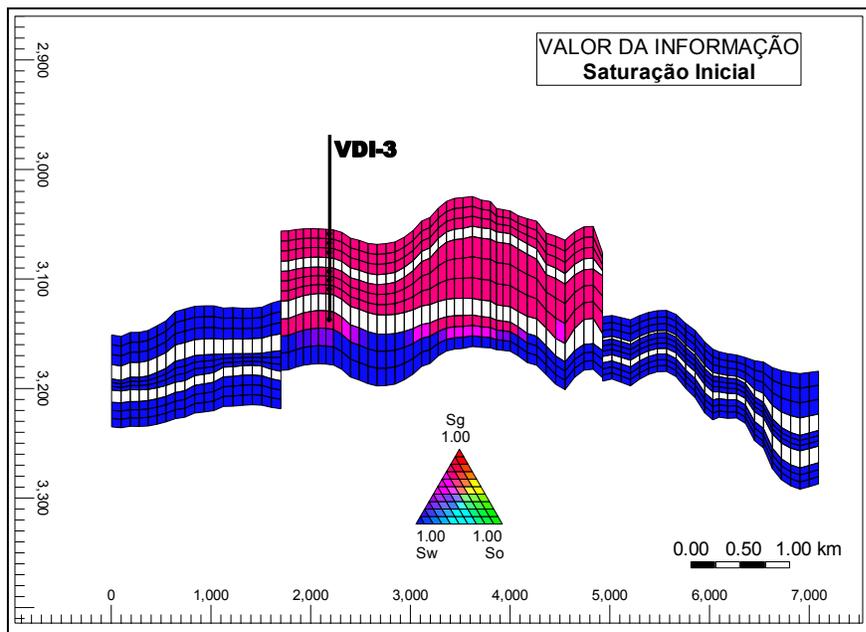


Figura 6.19: Seção estrutural passando pelo poço VDI-3 (hipótese 1)

Tabela 6.9: Volumes de hidrocarbonetos *in situ* (hipótese 1)

Bloco	Gás Natural (Bilhões de m ³)	Condensado (Milhões de m ³)
Bloco 1	0	0
Bloco 2	22,74	4,24
Bloco 3	0	0

Tabela 6.10: Cronograma de perfuração da hipótese 1

Ano	2009	2017	2020
Poço	VDI-2	VDI-3	VDI-4 VDI-6

A Figura 6.20 mostra a estimativa de produção de fluidos do campo no caso de apenas o bloco 2 se encontrar saturado com gás natural. Com os valores fixos de investimentos e preços de venda, o VPL nessa situação é calculado em 3,48 milhões de dólares. Como a premissa de desenvolvimento foi definida com a perfuração dos poços primeiramente no bloco central e quando do início do declínio seriam perfurados nos blocos adjacentes, não seria possível uma alteração no preço de venda para aumentar o VPL, pois é um dado de entrada para o desenvolvimento do campo.

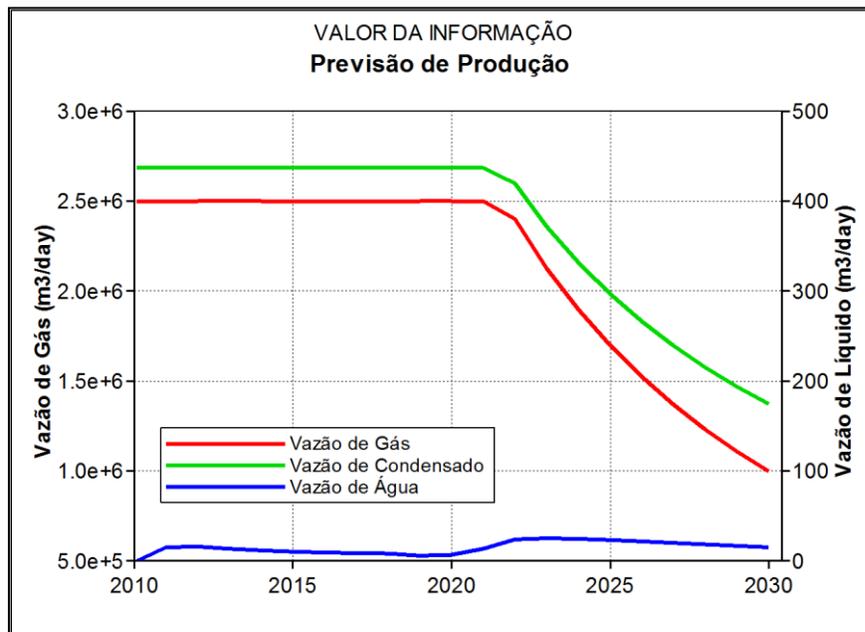


Figura 6.20: Curvas de produção de fluidos da hipótese 1

6.5.2 Hipótese 2: Existência de gás natural nos blocos 1 e 2

Nesta hipótese o poço denominado VDI-6, perfurados no bloco 3 não encontra acumulação de gás natural. A Figura 6.21 ilustra a localização dos poços perfurados. Os volumes de hidrocarbonetos *in situ* são mostrados na Tabela 6.11 e o cronograma de perfuração ficou definido de acordo com a Tabela 6.12. A perfuração no bloco 3 só ocorre quando inicia o declínio da produção dos blocos 1 e 2 em conjunto.

Tabela 6.11: Volumes de hidrocarbonetos *in situ* (hipótese 2)

Bloco	Gás Natural (Bilhões de m ³)	Condensado (Milhões de m ³)
Bloco 1	3,73	0,70
Bloco 2	22,74	4,24
Bloco 3	0	0

Tabela 6.12: Cronograma de perfuração da hipótese 2

Ano	2009	2017	2020	2023	2025
Poço	VDI-2	VDI-3	VDI-4	VDI-5	VDI-6

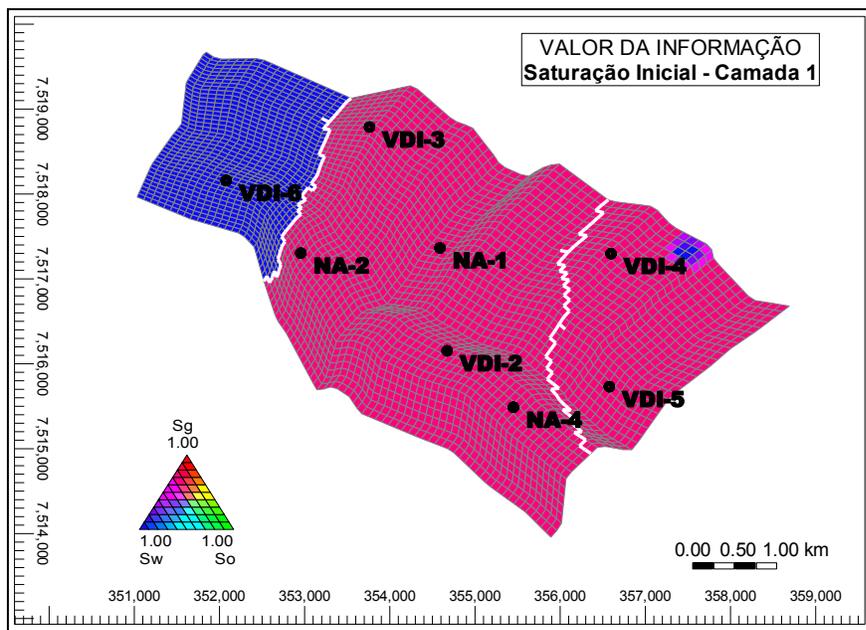


Figura 6.21: Localização dos poços perfurados na hipótese 2

A Figura 6.22 mostra uma seção estrutural passando pelo poço VDI-4, ilustrando a definição da profundidade do contato gás/água no bloco 1.

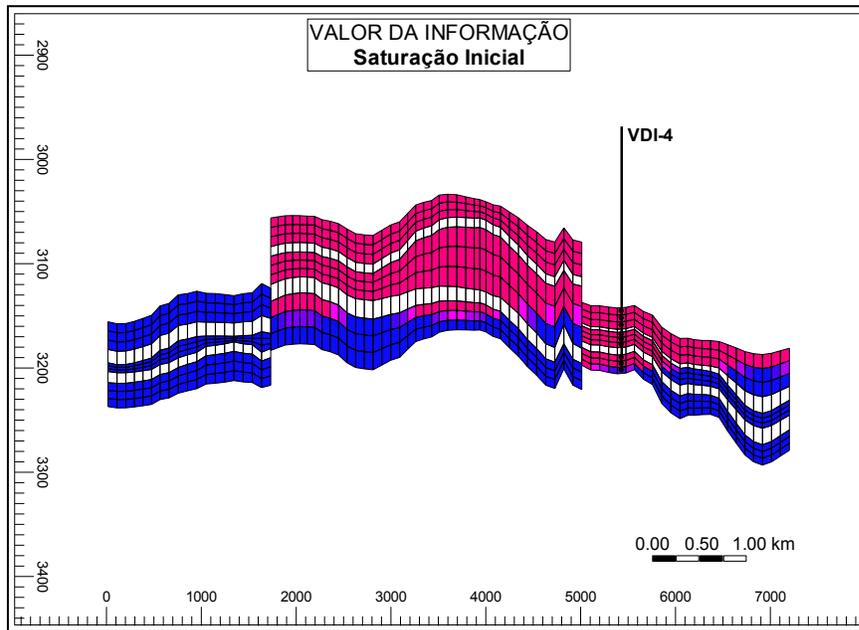


Figura 6.22: Seção estrutural passando pelo poço VDI-4 (hipótese 2)

A Figura 6.23 mostra a previsão de produção dos fluidos oriundos do campo em estudo, na hipótese de ocorrência de gás natural nos blocos 1 e 2. O valor do VPL calculado é de 32,44 milhões de dólares.

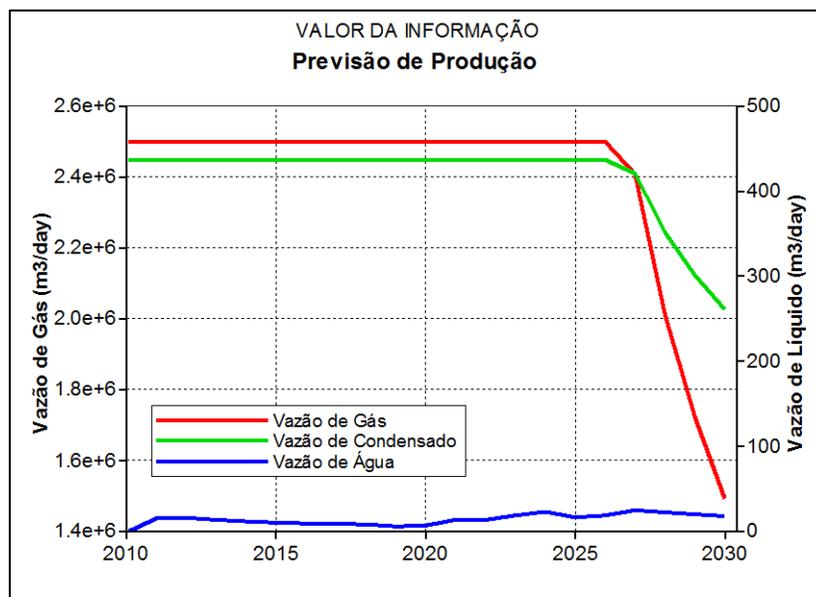


Figura 6.23: Curvas de produção de fluidos da hipótese 2

6.5.3 Hipótese 3: Existência de HC nos blocos 2 e 3

Nesta hipótese não é encontrada acumulação de gás natural no bloco 1 através da perfuração do poço VDI-4. A Figura 6.24 ilustra a localização dos poços perfurados. Os volumes de hidrocarbonetos *in situ* são mostrados na Tabela 6.13 e o cronograma de perfuração ficou definido de acordo com a Tabela 6.14.

Tabela 6.13: Volumes de hidrocarbonetos *in situ* (hipótese 3)

Bloco	Gás Natural (Bilhões de m³)	Condensado (Milhões de m³)
Bloco 1	0	0
Bloco 2	22,74	4,24
Bloco 3	4,95	0,92

Tabela 6.14: Cronograma de perfuração da hipótese 3

Ano	2009	2017	2020
Poço	VDI-2	VDI-3	VDI-4 VDI-6

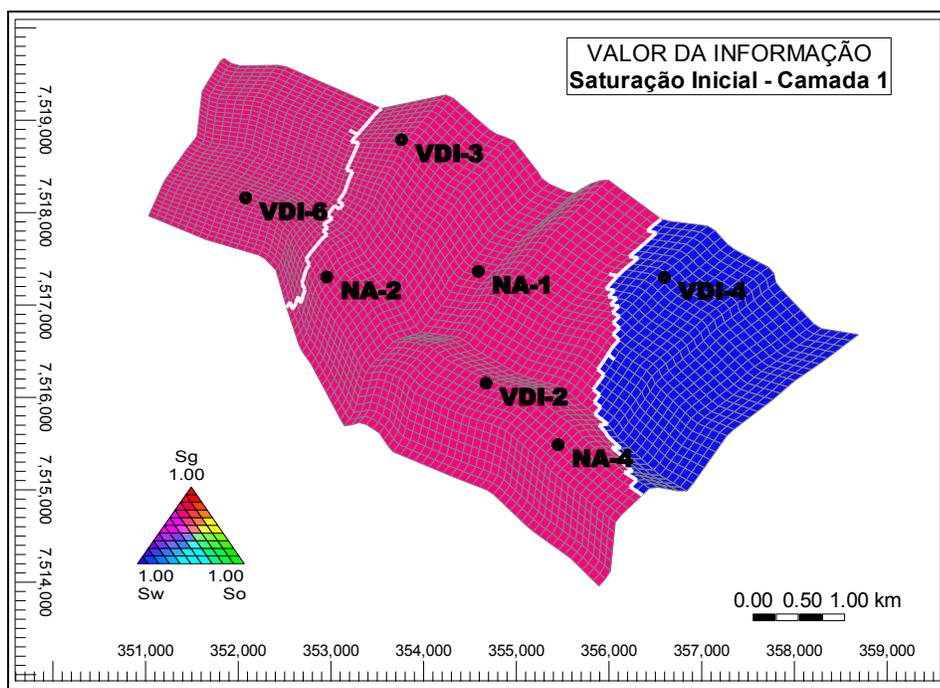


Figura 6.24: Localização dos poços perfurados na hipótese 3

A Figura 6.25 mostra uma seção estrutural passando pelo poço VDI-6, ilustrando a definição da profundidade do contato gás/água no bloco 3.

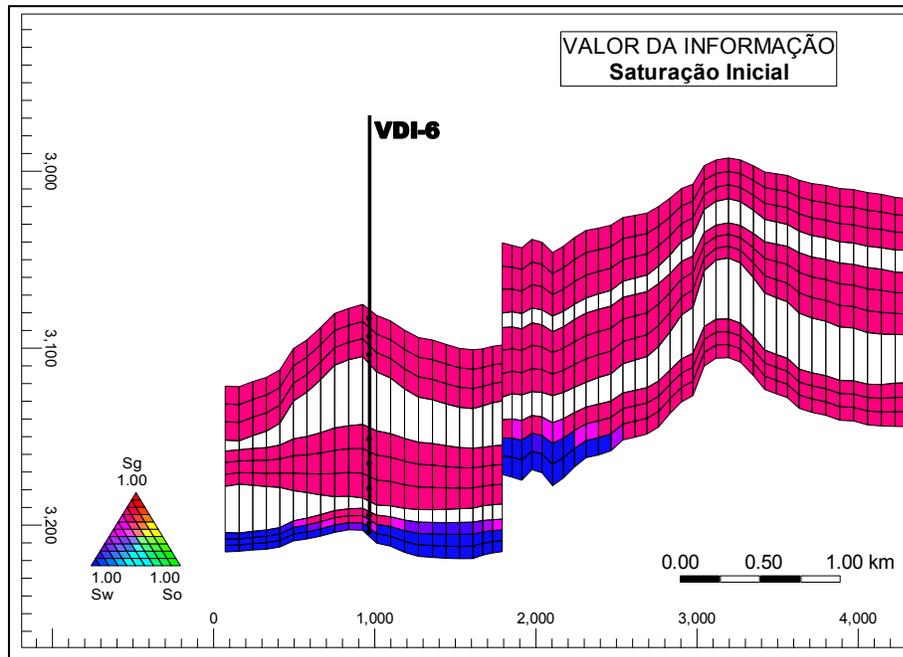


Figura 6.25: Seção estrutural passando pelo poço VDI-6 (hipótese 3)

A Figura 6.26 mostra a previsão de produção dos fluidos provenientes dos blocos 2 e 3. O valor do VPL calculado é de 31,97 milhões de dólares.

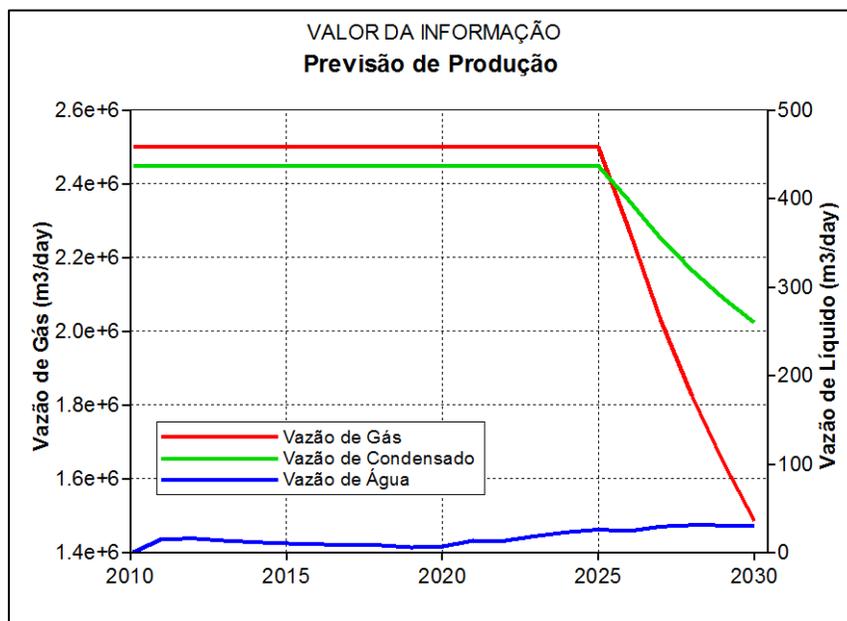


Figura 6.26: Curvas de produção de fluidos da hipótese 3

6.5.4 Hipótese 4: Existência de HC nos blocos 1, 2 e 3

Nesta hipótese todos os blocos encontram seus reservatórios saturados com gás natural. A Figura 6.27 ilustra a localização dos poços perfurados. Os volumes de hidrocarbonetos *in situ* são mostrados na Tabela 6.15 e o cronograma de perfuração ficou definido de acordo com a Tabela 6.16.

Tabela 6.15: Volumes de hidrocarbonetos *in situ* (hipótese 4)

Bloco	Gás Natural (Bilhões de m ³)	Condensado (Milhões de m ³)
Bloco 1	3,73	0,70
Bloco 2	22,74	4,24
Bloco 3	4,95	0,92

Tabela 6.16: Cronograma de perfuração da hipótese 4

Ano	2009	2017	2020	2023	2025
Poço	VDI-2	VDI-3	VDI-4	VDI-5	VDI-6

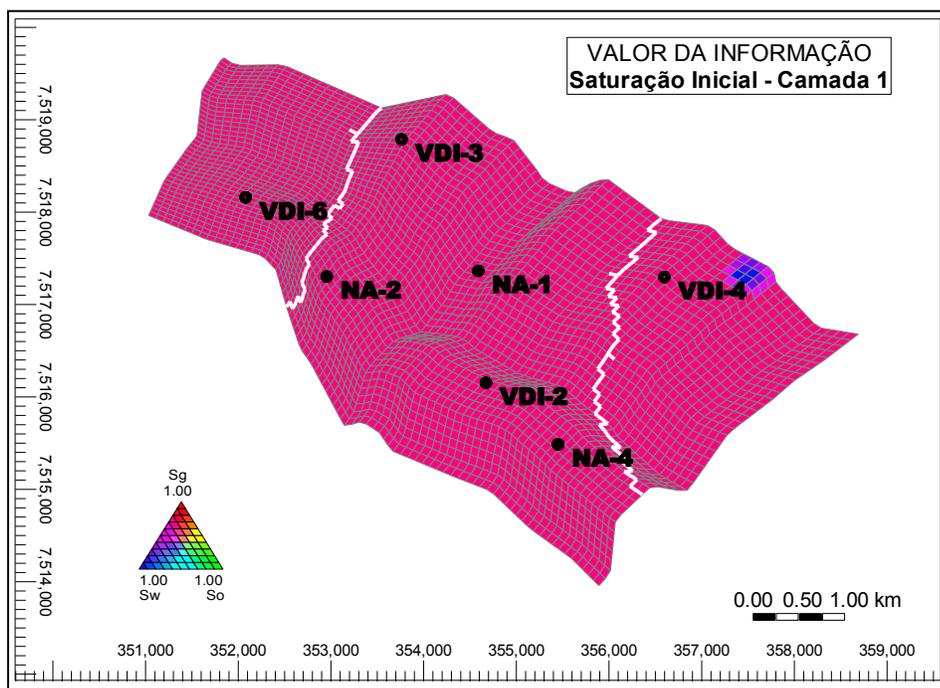


Figura 6.27: Localização dos poços perfurados na hipótese 4

A Figura 6.28 mostra uma seção estrutural passando pelo poço VDI-3, ilustrando a saturação de fluidos nos três blocos do campo.

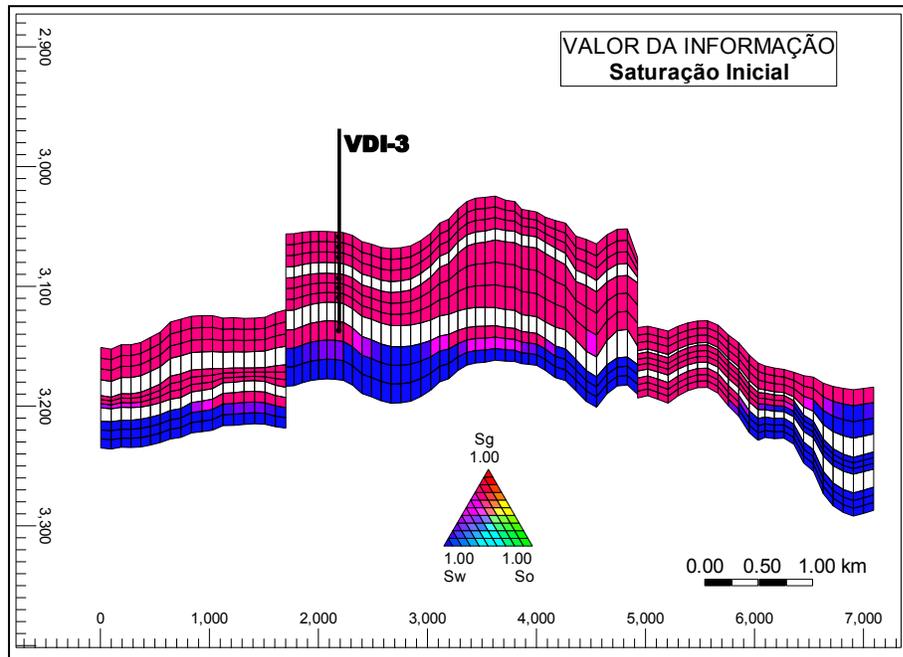


Figura 6.28: Seção estrutural passando pelo poço VDI-6 (hipótese 4)

A Figura 6.29 mostra a previsão de produção dos fluidos do campo com a contribuição dos três blocos. O valor do VPL calculado é de 40,08 milhões de dólares.

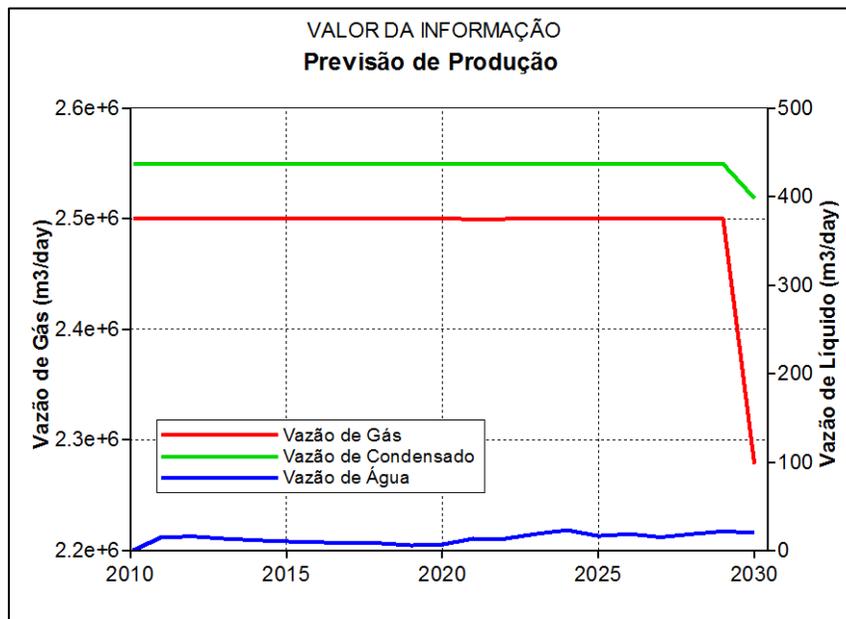


Figura 6.29: Curvas de produção de fluidos da hipótese 4

Capítulo 7

Conclusões e Recomendações

7.1 Conclusões

Verificou-se que a utilização da metodologia de cálculo do valor da informação através da diferença entre o valor monetário sem informação (VME_{SI}) e com informação (VME_{CI}) também pode ser aplicada plenamente em campos de gás natural, demonstrado pelo estudo de caso. Vale ressaltar que são necessárias algumas premissas para o projeto de desenvolvimento, tais como: preço de venda fixo, atendimento a uma determinada demanda de energia e com pequena flexibilidade após definição das facilidades de produção.

Considerando as diversas fontes de incertezas e a quantidade de modelos e cálculos que são necessários, são feitas simplificações no processo que implicam na afirmação de que o VDI é em geral subestimado. Com o processo de seleção e otimização dos MGR há uma maior representatividade das possíveis ocorrências, obtendo-se resultados mais próximos do valor real, conferindo maior confiabilidade ao processo. Nos exemplos estudados, houve indicação positiva da possibilidade de investir para aquisição da informação, pois, apesar do valor resultante da diferença de VME sem e com informação ser baixa quando comparada com investimentos na indústria do petróleo, o custo da perfuração do poço adicional já havia sido considerado na avaliação da estratégia de produção do modelo base, na qual foi considerado como poço seco.

As simplificações características da exploração de campos de gás natural, tais como: menor número de poços produtores; intervalos canhoneados em todos os reservatórios e maiores raios de drenagem podem resultar na utilização de um número menor de MGR para a obtenção do valor da informação, exceto para casos muito complexos. No exemplo dois deste estudo, foram selecionados dezessete modelos geológicos representativos, porém na Tabela 6.6 observa-se que

o resultado da otimização de apenas seis MGR influenciaram efetivamente nos cálculos do VDI. Contudo, o uso de maior número de MGR no processo alcança maior representatividade da grande variedade de combinações possíveis dos atributos com incerteza, garantindo assim um cálculo mais próximo do real.

No exemplo dois estudado neste trabalho, observa-se que em alguns casos os máximos VME dos grupos resultaram em valores negativos, principalmente onde o atributo GWC tem seu nível de incerteza 2. Porém, estes resultados não devem ser descartados, pois existe a possibilidade de ocorrência, os investimentos iniciais já foram realizados e caso não seja perfurado o poço adicional, não se obtém benefício da informação, que propicia a possibilidade de se mudar a estratégia de produção e tornar o projeto menos deficitário. Nestes casos, a informação confirma a necessidade de novas descobertas para honrar o contrato de venda de gás.

Outro aspecto importante verificado neste estudo é a realização de uma análise de sensibilidade ao preço de negociação para futura venda do gás natural, pois esse é um parâmetro de entrada fundamental em todo o processo. Foi mostrada uma análise simplificada, porém, suficiente para orientar quanto a valores mínimos e riscos envolvidos.

Para a utilização prática dessa metodologia, verifica-se a necessidade da automação da montagem dos modelos de simulação de escoamento, o processamento paralelo e a análise estatística dos resultados, reduzindo significativamente o tempo demandado para o tratamento dos dados e análise dos resultados.

7.2 Recomendações

Em função da possibilidade da estratégia de produção otimizada que maximiza o VME em alguns grupos não atender a premissa de produção de vazão constante por um determinado período de tempo, típica de um campo de gás natural, foi analisado, de forma manual, o desempenho da vazão de gás de todos os modelos de todos os grupos. Sugere-se, para trabalhos futuros, que esta análise seja realizada de forma automatizada, definindo uma variação máxima em torno do valor demandado de vazão e um período mínimo de vazão constante. Tal rotina reduziria consideravelmente o tempo de análise.

Uma simplificação possível, para tornar mais ágil as análises, seria a verificação da produção acumulada de gás no período de tempo estipulada para vazão constante.

Em novos estudos de incertezas relacionadas a campos de gás natural, sugere-se analisar o impacto de outros atributos que não foram consideradas no modelo de reservatório adotado na presente dissertação, tais como: continuidade dos folhelhos, variações nos contatos entre fluidos, incertezas no modelo estrutural.

Em outros estudos de campos mais complexos, sugerimos realizar a análise de risco e estimativa do valor da informação antes da efetivação dos investimentos iniciais e da assinatura de um contrato de venda do gás natural. Assim, pode-se obter maior segurança nas decisões referentes aos investimentos.

O enfoque deste trabalho limitou-se à aplicação de análise de riscos geológicos e de engenharia de reservatórios. Não foi dada ênfase sobre a análise econômica de projetos. Em trabalhos futuros, seria agregador incluir a análise do impacto destas estimativas no processo de decisão, envolvendo possíveis variações de preços e de custos, principalmente de perfuração. Outro ponto possível de se investigar seria a utilização de outras ferramentas de decisão, como por exemplo, opções reais.

A princípio, a metodologia utilizada neste trabalho pode ser aplicada utilizando-se outra função objetivo, mas observa-se a necessidade de investigar a possibilidade de utilização do tempo de vazão constante como função objetivo principal, uma vez que é uma premissa mandatória em projetos de produção de gás natural.

Referências Bibliográficas

AHMED, T. **Reservoir Engineering Handbook**. 2. ed. Houston: Gulf Publishing Company. 2001.

APRILIA, A. W.; LI, Z.; McVAY, D. A.; LEE, W. J. Quantifying Uncertainty in Original-Gas-in-Place Estimates With Bayesian Integration of Volumetric and Material Balance Analyses. In: SPE GAS TECHNOLOGY SYMPOSIUM, SPE 100575, Calgary, Canada, May 2006.

AZIZ, K.; GOVIER, G. W.; FOGARASI, M. Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, Calgary, p. 38–48, July 1972.

COSTA, A. P. A. **Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. 2003. 240 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

BALLIN, P. R.; AZIZ, K.; JOURNEL, A. G. Quantifying the Impact of Geological Uncertainty on Reservoir Performing Forecasts. In: SPE SYMPOSIUM ON RESERVOIR SIMULATION, New Orleans, Louisiana, U.S.A., SPE 25238, Feb./Mar. 1993.

BERTEIG, V.; HALVORSEN, K. B.; OMERE, H.; HOLF, A. K.; JORDE, K.; STEILAEIN, O. A. Prediction of Hydrocarbon Pore Volume with Uncertainties. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITIONS, SPE 18325, Houston, Texas, Oct. 1988.

CAMPOZANA, F. P.; BALLIN, P. R. **Incerteza na Produção de Petróleo – Uma Proposta Simplificada**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, Documento Interno, 1998.

CLEMEN, R. T. **Making Hard Decisions – An Introduction to Decision Analysis**. Belmont: Duxbury, 1995, 664pp.

COOPERSMITH, E. M.; CUNNINGHAM, P. C. A Practical Approach to Evaluating the Value of Information and Real Option Decisions in the Upstream Petroleum Industry. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITIONS, SPE 77582, San Antonio, Texas, U.S.A., Sept./Oct. 2002.

CRUZ, P.S. **Reservoir Management decision-Making in the Presence of Geological Uncertainty**. 2000. 217f. Tese (Doutorado), Stanford University, Stanford, EUA, 2000.

DAVISON, A.; HURST, C.; MABRO, R. **Natural Gas: Governments and Oil Companies in the THIRD WORLD**. Oxford: Oxford University Press, 1988.

DEJEAN, J. P. Managing Uncertainty on Production Predictions Using Integrated Statistics. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITIONS, SPE 56696, Houston, Texas, U.S.A., Oct. 1999.

DEMIRMEN, F. Use of “Value of Information” Concept in Justification and Ranking of Subsurface Appraisal. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITIONS, SPE 36631, Denver, Colorado, U.S.A., Oct. 1996.

DEMIRMEN, F. Subsurface Appraisal: The Road from Reservoir Uncertainty to Better Economics. In: SPE HYDROCARBON ECONOMICS AND EVALUATION SYMPOSIUM, SPE 68603, Dallas, Texas, U.S.A., Apr. 2001.

DUNN, M. D. A Method to Estimate the Value of well Log Information. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITIONS, SPE 24672, Washington D.C., U.S.A., Oct. 1992.

FLORIS, F. J. T.; PEERSMANN, M. R. H. E. **Uncertainty Estimation in Volumetric for Supporting Hydrocarbon E&P Decision Making**. Utrecht: Netherlands Institute of Applied Geosciences TNO. 1998.

FLORIS, F. J. T., PEERSMANN, M. R. H. E. E&P Decision System for Asset Management – A case study. In: SPE EUROPEAN PETROLEUM CONFERENCE, SPE 65146, Paris, França, Oct. 2000.

GALLI, A.; ARMSTRONG, M.; PORTELLA, R. C. M.; YOKOTA, H. K. Stochastic-aided design and Bayesian updating: New tools to use expert knowledge in quantitative models that incorporate uncertainty. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITIONS, SPE 90414, Houston, Texas, U.S.A., Sept. 2004. (a)

GALLI, A.; ARMSTRONG, M.; DIAS, M. A. G. The Value of Information: A Bayesian Real Option Approach. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITIONS, SPE 90418, Houston, Texas, U.S.A., Sept. 2004. (b)

GARB, F. A. Assessing Risk in Estimating Hydrocarbon Reserves and in Evaluating Hydrocarbon – Producing Properties. **Journal of Petroleum Technology**, Houston, p.765-778, June 1988.

GERHARDT, J. H., HALDORSEN DANOP, HALDORSEN H. H. On the Value of Information. In: OFFSHORE EUROPE 89, SPE 19291, Aberdeen, Sept. 1989.

GUEDES, S. S.; PINTO, A. C. C.; CORA, C. A. G.; PIZARRO, J. O. S.; BITTENCOURT, A. F. Aplicação de Análise de Incertezas no Desenvolvimento de Acumulações Petrolíferas Marginais em Águas Profundas. In: Rio OIL & GAS EXHIBITIONS AND CONFERENCE, Rio de Janeiro, Out. 2000.

GUO, B.; GHALAMBOR, A. **Natural Gas Engineering Handbook**. Houston: Gulf Publishing Company, 2005. 446 p.

HAYASHI, S. H. D. **Valor da Flexibilização e Informação em Desenvolvimento de Campos por Módulos**. 2006. 118 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

HONG, T. Y. *et al.* Preparing a Gas Field Development Plan – Tangga Barat Cluster. In: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE, IPTC 12488, Kuala Lumpur, Malasya, Dec. 2008.

- IKOKU, C. U. **Natural Gas production Engineering**. Nova York: John Wiley & Sons, 1984.
- JENSEN, T. B. **Estimation of Production Forecast Uncertainty for a Mature Production License**. Phillips Petroleum Company Norway, SPE 49091, Sept. 1998.
- JOURNEL, A. G. **Fundamentals in Geostatistics in Five Lessons**. Washington D.C.: American Geophysical Union. 1989. v. 8. Short Course in Geology.
- LEE, J.; WATTENBARGER, R. A. **Gas Reservoir Engineering**. Richardson: Society of Petroleum Engineer, 1996. v. 5, 349 p.
- LIGERO, E. L.; COSTA, A. P. A.; SCHIOZER, D. J. Improving the Performance of Risk Analysis Applied to Petroleum Field Development. In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, SPE 81162, Port of Spain, Apr. 2003. (a)
- LIGERO, E. L.; MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. Quantifying the Impact of Grid Size, Upscaling, and Streamline in the Risk Analysis Applied to Petroleum Field. In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, SPE 79677, Houston, Texas, U.S.A., Feb. 2003. (b)
- LIGERO, E. L.; RISSO, V. F.; SCHIOZER, D. J. Análise Econômica da Redução de Incertezas Geológicas de Reservatórios de Petróleo. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 38, 1 – Suplemento, p. 106–116, Mar. 2008.
- LOSCHIAVO, R. **Estimativas de Incertezas na Previsão de Desempenho de Reservatórios**. 1999. 86 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1999.
- LOHRENZ, J. Net Values of Our Information. **Journal of Petroleum Technology**, Houston, Ap. 1988.
- MASSERON, J. **Petroleum Economics**. Paris: Technip, 1990, 4 ed. 519 p.
- McCain, W. D.; Voneiff, G. W. A Tight Gas Field Study: Carthage (Cotton Valley) Field. In: SPE GAS TECHNOLOGY SYMPOSIUM, SPE 26141, Alberta, Canadá, June. 1993.

- MIAN, M. A. **Project Economics and Decision Analysis**. Tulsa: PennWell Publishing Corporation. 2002. v. 2, 411 p.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2009 – Ano Base 2008**. Rio de Janeiro, 2009. 48 p.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Energia 2008/2017**. Rio de Janeiro, 2009. 2 v.
- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, 2007. 12 v.
- NEWENDORP, P. D. **Decision Analysis for Petroleum Exploration**. Tulsa: Penn Well Publishing Corporation. 1975.
- OVREBERG, O.; DAMSLETH, E.; HALDORSEN, H. H. Putting Error- Bars on Reservoir Engineering Forecast. In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, SPE 20512, New Orleans, Louisiana, U.S.A., Sept. 1990.
- PORTELLA, R. C. M.; SALOMÃO, M. C.; BLAUTH, M.; DUARTE, R. L. B. Uncertainty Quantification to Evaluate the Information in a Deepwater Reservoir. In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, SPE 79707, Houston, Texas, U.S.A., Feb. 2003.
- RAVAGNANI, A. T. F. S. G. Avaliação Econômica de Projetos de E&P. **UNISIM ON-LINE**, Campinas, v. 2, n. 23, Jan. 2008. Disponível em: <<http://www.unisim.dep.fem.unicamp.br/online/>>. Acesso em: 30 abril 2009.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência. 2006.
- SANTOS, E. M.; ZAMALLOA, G. C.; VILLANUEVA, L. D.; FAGÁ, T. W. **Gás Natural: estratégias para uma energia nova no Brasil**. São Paulo: Annablume, 2002. 351 p.
- SANTOS, J. A. **Engenharia Econômica: Matemática Financeira e Análise de Investimentos**, Julho 1990. 212 f. Notas de Aula.

SANTOS, J. A. M. **Estudo da Influência da Estratégia de Produção em Análise de Risco Aplicada ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. 2002. 143 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

SCHIOZER, D. J.; LIGERO, E. L.; SUSLICK, S. B.; COSTA, A. P. A.; SANTOS, J. A. M. Use of Representative Models in the integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Houston, v. 44, p. 131–14, Oct. 2004.

SILVA, F. R. C.; COSTA, A. P. A. Utilização de Modelos Representativos na Tomada de Decisão do Desenvolvimento Complementar em Campo Offshore. **Petro & Química**, São Paulo, n. 315, p. 74–77, Jun. 2009.

SIMMONS, M. R. **An Energy White Paper**. Houston: Simmons and Comp. International, 2000.

STEAGALL, D. E. **Análise de risco nas previsões de produção com simulação numérica de fluxo – Exemplo de um campo na fase de delimitação**. 2001. 89f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

STERMOLE, F. J.; STERMOLE, J. M. **Economic Evaluations and Investment Decision Methods**. Golden: Investment Evaluation, 1974, 353pp.

STURM, F. J. **Trading Natural Gas**. Tulsa: PennWell Books, 1997. 206 p.

WARREN. **Development Decision: Value of Information**. In: SPE HYDROCARBON ECONOMICS AND EVALUATION SYMPOSIUM, SPE 11312, Dallas, U.S.A., Mar. 1983.

XAVIER, A. M. **Análise do Valor da Informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. 2004. 159 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

Apêndice A – Modelagem do Fluido:

Representando o fluido, foram ajustados os parâmetros da equação de estado (EOS) de Peng & Robinson 1978, baseada em uma amostra real de gás condensado, observando se prevaleceram boas condições durante a amostragem no campo, bem como os resultados da própria análise PVT no laboratório. A Tabela A.1 mostra a composição da amostra do fluido já recombinado. Foi utilizado o simulador de comportamento de fases WinProp® (versão 2008) da CMG para modelar o comportamento dos fluidos.

Tabela A.1: Composição do fluido nas condições e reservatório.

Componentes	Mol %
N ₂	5,7388
CO ₂	0,0946
C ₁	73,5561
C ₂	10,7583
C ₃	4,5825
IC ₄	0,5851
NC ₄	1,4363
IC ₅	0,3497
N ₅	0,5466
C ₆	0,5801
C ₇	0,5473
C ₈	0,4658
C ₉	0,2487
C ₁₀	0,1617
C ₁₁	0,1130
C ₁₂	0,0696
C ₁₃	0,0475
C ₁₄	0,0325
C ₁₅	0,0237
C ₁₆	0,0164
C ₁₇	0,0125
C ₁₈	0,0105
C ₁₉	0,0074
C ₂₀	0,0044
C ₂₁	0,0033
C ₂₂	0,0025
C ₂₃	0,0018
C ₂₄	0,0013
C ₂₅	0,0019
Total	100,00

Uma simulação composicional em escala de campo geralmente requer um esforço computacional bastante elevado. Por este motivo, para manter os tempos de simulação dentro de valores aceitáveis, faz-se necessário reduzir o número de componentes empregados na caracterização do fluido. Isto é feito utilizando-se pseudocomponentes, obtidos a partir do agrupamento dos componentes da análise original.

Além de buscar uma boa representação do comportamento e das propriedades das fases, a escolha dos pseudocomponentes deve também simplificar a representação dos produtos obtidos com o processamento dos fluidos nas facilidades de produção. Assim, os contaminantes N₂ e CO₂ foram agrupados em um mesmo pseudocomponente; os componentes C₁ e C₂ ficaram individualizados, facilitando a representação do gás residual; Os componentes C₃ e C₄, que são preponderantes no GLP oriundo da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), foram agrupados em um único pseudocomponente. Na Tabela A.2 são apresentadas as composições originais dos fluidos dos reservatórios, agora descrito em termos dos sete pseudocomponentes utilizados nas simulações de fluxo.

Tabela A.2: Composição do fluido utilizada na regressão.

Pseudo - Componente	Fração Molar (Mol %)	Massa Molecular	Produto
N ₂ -CO ₂	5,6942	28,272	Gás Residual
C ₁	74,1870	16,043	
C ₂	10,5017	30,070	
C ₃ -C ₄	6,4464	48,391	GLP
C ₅ - C ₁₀	2,8307	92,658	Condensado Estabilizado
C ₁₁ -C ₁₅	0,2795	158,511	
C ₁₆₊	0,0605	243,270	

Para o ajuste final dos parâmetros da Equação de Estado (EOS), efetuou-se uma regressão não linear nos dados oriundos dos ensaios: Expansão à Composição Constante, Depleção à Volume Constante e Pressão de Saturação do gás obtidos em laboratório. As equações de estado representaram muito bem o comportamento de fases do fluido, tanto em condição de reservatório quanto no teste de separação de superfície.

No modelo de fluxo foi empregada a mesma equação de estado tanto para representar o comportamento de fases no reservatório, como para simular o processo de separação na superfície. A Tabela A.3 mostra o resultado da regressão para o teste de separação para as condições de produção.

Tabela A.3: Simulação do Teste de Separação a 245 psia e 4,22°C.

Teste de Separação			
	LAB.	EOS	Erro(%)
API	65,14	65,99	1,30
RGO (m ³ /m ³)	4.615	4.624	0,19

As Tabela A.4, Tabela A.5 e Tabela A.6 mostram a validação da equação de estado, comparando os valores estimados pela EOS após a regressão, com aqueles obtidos nos ensaios de PVT em laboratório.

Tabela A.4: Regressão na Expansão à Composição Constante.

	Lab.	EOS	Erro (%)
Psat. (Kgf/cm² abs)	259,06	258,45	4,11e-5
Pressão (Kgf/cm² abs)	Volume Relativo		Erro (%)
	Lab.	EOS	
260,20	0,9574	0,9576	0,024
246,13	0,9986	0,9979	0,073
245,43	1,0000	1,0000	0,000
210,97	1,1358	1,1320	0,333
175,81	1,3465	1,3375	0,665
140,65	1,6099	1,6743	0,984
105,49	2,3067	2,2790	1,199
70,32	3,6032	3,5577	1,264
35,16	7,6277	7,5462	1,068
Pressão (Kgf/cm² abs)	Líquido Retrógrado		Erro (%)
	Lab.	EOS	
260,20	0,0000	0,0000	0,000
246,13	0,0000	0,0000	0,000
245,43	0,0000	0,0000	0,000
210,97	0,3670	0,3688	0,494
175,81	0,7910	0,7805	1,322
140,65	1,0240	1,0270	0,354
105,49	0,9460	0,9729	2,842
70,32	0,6310	0,6490	2,853
35,16	0,246	0,2269	7,770

Tabela A.5: Regressão na Depleção à Volume Constante.

Pressão (kgf/cm ² abs)	Produção Molar Acumulada de Gás		Erro (%)
	Laboratório	EOS	
246,13	0,000	0,000	0,000
245,43	0,000	0,003	0,311
210,97	11,960	11,663	2,487
175,81	25,720	25,216	1,959
140,65	40,770	40,166	1,482
105,49	56,400	55,827	1,016
70,32	71,780	71,347	0,603
35,16	86,270	86,059	0,245
1,03	99,440	99,422	0,002

Tabela A.6: Regressão na Depleção à Volume Constante.

Pressão (kgf/cm ² abs)	Líquido Retrógrado		Erro (%)
	Lab.	EOS	
246,13	0,000	0,000	0,000
245,43	0,000	0,000	0,000
210,97	0,416	0,417	0,358
175,81	0,994	0,979	1,496
140,65	1,493	1,494	0,067
105,49	1,738	1,783	2,558
70,32	1,714	1,767	3,086
35,16	1,470	1,447	1,563
1,03	0,500	0,501	0,249
Pressão (kgf/cm ² abs)	Fator de Compressibilidade		Erro (%)
	Lab.	EOS	
246,13	0,848	0,855	0,776
245,43	0,848	0,854	0,705
210,97	0,827	0,831	0,477
175,81	0,818	0,819	0,178
140,65	0,824	0,823	0,048
105,49	0,847	0,845	0,272
70,32	0,884	0,881	0,306
35,16	0,934	0,931	0,299
1,03	0,997	0,997	0,000

Apêndice B – Curvas de Permeabilidade Relativa:

Pontos Terminais:

Tabela B.1: Saturação de água inicial de cada nível de incerteza de Kr

Nível 0	Swi = 0,20
Nível 1	Swi = 0,18
Nível 2	Swi = 0,23

Sistema Gás-Óleo:

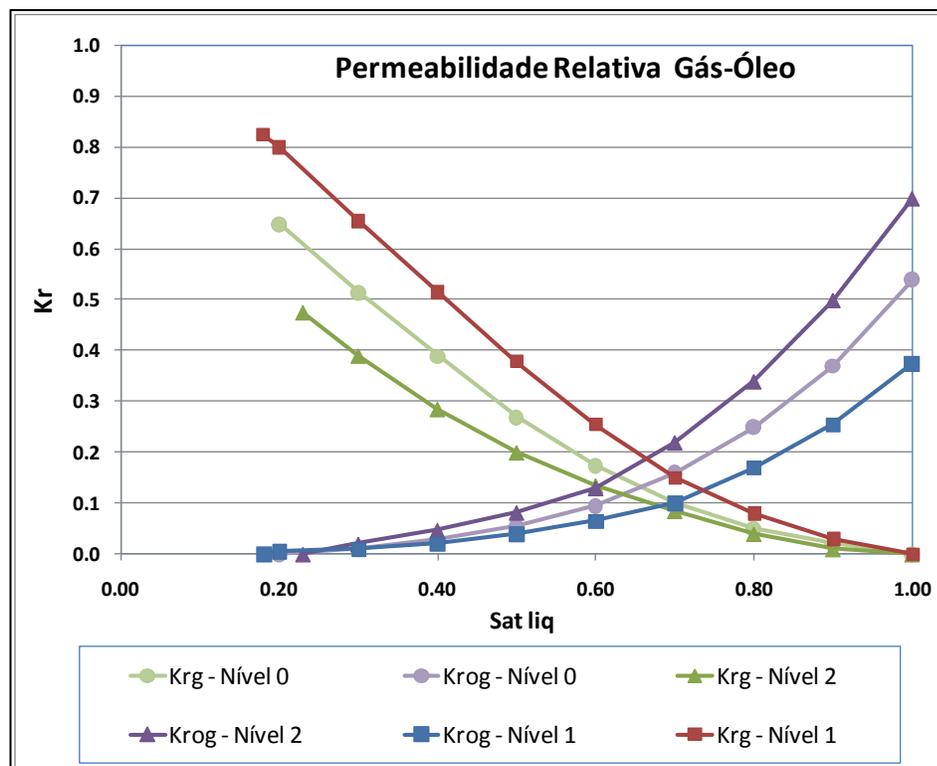


Figura B.1: Curvas de K_r do sistema gás-óleo

Sistema Óleo-Água:

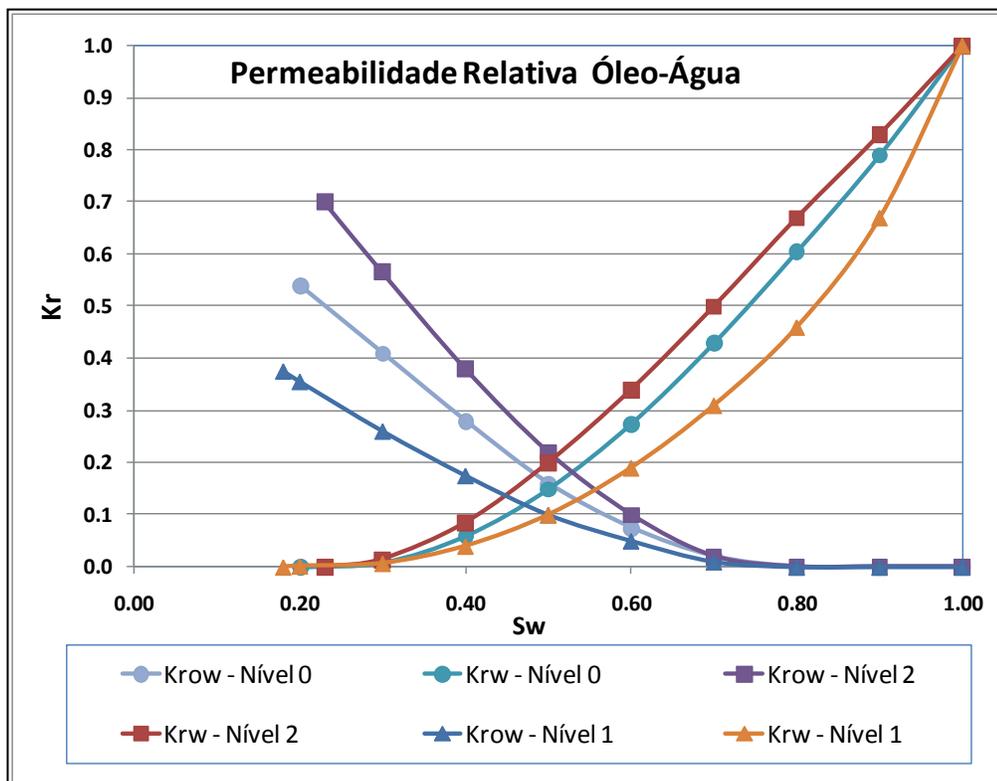


Figura B.2: Curvas de K_r do sistema óleo-água