



MATEUS DOLCE MARQUES

**METODOLOGIA PARA ESTIMAR VALOR DE
FLEXIBILIZAÇÃO NO DESENVOLVIMENTO DE
CAMPOS DE PETRÓLEO**

CAMPINAS

2012



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

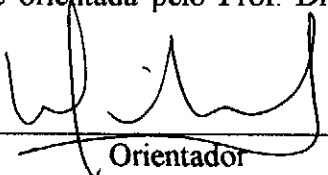
MATEUS DOLCE MARQUES

**METODOLOGIA PARA ESTIMAR VALOR DE
FLEXIBILIZAÇÃO NO DESENVOLVIMENTO DE
CAMPOS DE PETRÓLEO**

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Mateus Dolce Marques e orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer.


Orientador

CAMPINAS
2012

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

M348m Marques, Mateus Dolce
Metodologia para estimar valor de flexibilização no desenvolvimento de campos de petróleo / Mateus Dolce Marques. --Campinas, SP: [s.n.], 2012.

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

1. Avaliação de riscos. 2. Flexibilidade. 3. Incerteza. 4. Estratégia. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Methodology to estimate value of flexibility in oil field development

Palavras-chave em Inglês: Risk assessment, Flexibility, Uncertainty, Strategy

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Denis José Schiozer, Ana Teresa F. S. Gaspar, José Adilson Tenório Gomes

Data da defesa: 14-12-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia de Mecânica



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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**METODOLOGIA PARA ESTIMAR VALOR DE
FLEXIBILIZAÇÃO NO DESENVOLVIMENTO DE
CAMPOS DE PETRÓLEO**

Autor: Mateus Dolce Marques

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Denis Schiozer", written over a horizontal line.

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

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar", written over a horizontal line.

Dra. Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar
UNISIM/CEPETRO/UNICAMP

A handwritten signature in black ink, appearing to read "José Adilson Tenório Gomes", written over a horizontal line.

Dr. José Adilson Tenório Gomes
PETROBRAS-RJ

Campinas, 14 de dezembro de 2012

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação aos meus pais, Osvaldo e Luiza, minha irmã Mariana e minha avó Luzia pelo exemplo e inúmeras demonstrações de dedicação, perseverança, compaixão e amor em todos os aspectos da vida.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de apresentar meus agradecimentos primeiramente a minha família pelo apoio e incentivo incondicionais que sempre me proporcionaram.

A minha namorada Laura pelo incentivo, amor, carinho e amizade em todos os momentos.

Ao Prof. Dr. Denis José Schiozer pela paciência, orientação e profissionalismo durante estes anos de graduação e mestrado.

A Dra. Ana Teresa Gaspar Ravagnani pelas sugestões e por acreditar na realização deste trabalho.

A Sonia de Oliveira e aos demais funcionários do DEP que auxiliaram de maneira direta ou indireta na realização deste trabalho.

A Alberto Santos, Paulo Drumond, Guilherme Tonin e demais funcionários e pesquisadores do UNISIM pelo suporte e colaboração.

Aos companheiros de república pelas inúmeras confraternizações e muito bom humor.

Aos amigos de Marília e Campinas, em especial a Igor Caleman (*In Memoriam*) simplesmente pela amizade.

*“Nunca ande pelo caminho traçado, pois ele
conduz somente até onde os outros foram.”*

Alexander Graham Bell

RESUMO

A seleção da estratégia de produção sob incertezas é uma tarefa complexa devido ao grande número de variáveis e incertezas, o que pode resultar em risco nas operações. Duas possíveis formas de mitigar riscos e aumentar a probabilidade de sucesso de operações são: (1) novas informações que visam reduzir incertezas e (2) flexibilidades que podem ser utilizadas para alterar a operação do campo no futuro. O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia para estimativa do valor da flexibilização visando ou mitigar o risco ou aumentar o valor do projeto.

A metodologia é uma extensão da avaliação do valor da informação (VDI) sob incertezas apresentando uma análise de incertezas, uso de modelos representativos, geração de curvas de risco, otimizações para definir a estratégia sem flexibilidade que será então simulada em diferentes cenários, verificando os gargalos da estratégia que podem ser solucionados através da flexibilização. Finalmente, o benefício de cada flexibilidade selecionada é estimado através da análise de risco e retorno. O trabalho inclui a amostragem de cenários através da técnica do Hipercubo Latino e a utilização de uma metodologia de otimização de estratégias de produção assistida. A metodologia é aplicada em um campo marítimo com óleo de 28° API e baixa viscosidade com pequeno histórico de produção.

Resultados indicam que a metodologia possibilita identificar possíveis flexibilidades, testando expansões das capacidades de produção e de injeção, que são adicionadas à estratégia de produção com dois objetivos: mitigar risco e aumentar o valor do projeto. As flexibilidades testadas alteram a relação de risco e retorno do projeto e permitem a empresa a produzir mais eficientemente em diferentes cenários, através da maior utilização da capacidade instalada. As principais conclusões são que a metodologia é capaz de verificar o benefício das flexibilidades e estas podem ser utilizadas não somente para mitigar o risco, mas também para criar valor, permitindo a empresa adaptar a estratégia de produção quando novas informações são reveladas.

Palavras-Chaves: Valor da Flexibilização, Estratégia de Produção, Análise de Risco, Criação de Valor.

ABSTRACT

The selection of production strategy under uncertainties is a complicated task due to the high number of variables and uncertainties, which may yield risks in the operation. Two possible ways to mitigate the risks and to increase the probability of success of operations are (1) new information which aims to reduce uncertainties and (2) flexibilities that may be used to change field operation in the future. The objective of this work is to develop a methodology to estimate the Value of Flexibility aiming either to mitigate risks or to increase the project value.

The methodology is an extension from Value of Information (VoI) assessment under uncertainties comprising an uncertainty analysis, use of representative models, generation of risk curves, optimization steps to define the strategy without flexibility which is then simulated in several scenarios verifying the bottlenecks of the strategy that may be assessed through flexibility. Finally, the benefit of each selected flexibility is estimated through risk-return analysis. The work includes a Latin Hypercube technique to combine uncertain scenarios and the use of an assisted optimization procedure to select the production strategy. The methodology is applied to a 28° API, low viscosity offshore oil field including small production history.

Results indicate that this methodology allows identifying possible flexibilities, testing expansions of production and injection capacities, which are then added to the production strategy with two objectives: (1) to mitigate risk and (2) to increase value. The tested flexibilities change the project risk and return and allow the company to produce more efficiently in different scenarios, through higher use of installed capacity. The main conclusions are that methodology is able to capture the benefit of the selected flexibilities and they may be used not only to mitigate risk, but also for value creation, allowing the company to adapt its production strategy as new information is revealed.

Keywords: Value of Flexibility, Production Strategy, Risk Assessment, Value Creation.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	VI
AGRADECIMENTOS.....	VII
RESUMO	IX
ABSTRACT	X
SUMÁRIO.....	XI
LISTA DE FIGURAS.....	XIV
LISTA DE TABELAS	XIX
LISTA DE NOMENCLATURAS.....	XXI
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação	3
1.2 Objetivos.....	4
1.3 Organização da Dissertação	5
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	6
2.1 Valor Presente Líquido (VPL).....	6
2.2 Conceitos de Risco e Incerteza.....	7
2.3 Valor Monetário Esperado (VME)	8
2.4 Risco e Retorno.....	9
2.5 Modelos Representativos (MR)	14
2.6 Modelagem Geral das Flexibilidades.....	15
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	17

3.1	Estratégia de Produção	17
3.2	Valor da Informação (VDI).....	23
3.3	Valor da Flexibilização (VDF)	25
4.	METODOLOGIA.....	36
4.1	Metodologia Geral da Dissertação	36
4.2	Metodologia de Otimização da Estratégia de Produção Determinística.....	39
5.	APLICAÇÃO.....	46
5.1	Descrição do Modelo de Simulação.....	46
5.2	Atributos Incertos.....	47
5.2.1	Modelo Estrutural	47
5.2.2	Porosidade.....	49
5.2.3	Permeabilidade	50
5.2.4	Espessura Porosa	51
5.2.5	Permeabilidade Relativa	52
5.2.6	PVT.....	54
5.2.7	Resumo de incertezas.....	57
5.2.8	Parâmetros Constantes.....	59
5.3	Condições Operacionais.....	59
5.4	Descrição do Modelo Econômico	60
5.5	Flexibilidades da Estratégia de Produção	61
5.5.1	Expansão da Capacidade de Produção.....	61
5.5.2	Expansão da Capacidade de Injeção.....	62
6.	RESULTADOS.....	64

6.1 Etapa 1 – Otimização do Caso Base.....	64
6.2 Etapa 2 – Análise de Sensibilidade.....	74
6.3 Etapa 3 – Curva de Risco.....	75
6.4 Etapa 4 – Seleção dos MR.....	78
6.5 Etapa 5 – Otimização das Estratégias de Produção dos MR.....	81
6.6 Etapa 6 – Escolha da Estratégia sem Flexibilização.....	92
6.7 Etapa 7 – Análise de Potencial de Flexibilização da Estratégia	94
6.7.1 Flexibilização para Mitigar o Risco	96
6.7.2 Flexibilização para Aumentar o Valor do Projeto	102
6.8 Etapa 8 – Estimativa de Valor de Flexibilização	107
7. CONCLUSÕES	119
7.1 Conclusões	119
7.2 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	122
BIBLIOGRAFIA	124
ANEXO I – FIGURAS ADICIONAIS DA ETAPA 5.....	129

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Exemplo de curva de risco.	10
Figura 2.2 – Exemplo de análise de risco e retorno (Mezzomo, 2005).....	13
Figura 2.3 – Seleção dos MR através dos indicadores VPL e FR (Schiozer <i>et al.</i> , 2004).	15
Figura 3.1 – Processo de gerenciamento de reservatórios (Nakajima, 2003).....	18
Figura 3.2 – Processo de seleção de estratégias de produção (Mezzomo, 2005).	20
Figura 3.3 – Aplicações do VDI e VDF (Xavier, 2004).....	27
Figura 3.4 – Árvore de decisão da flexibilização do sistema de injeção (Begg <i>et al.</i> , 2002).....	30
Figura 3.5 – Árvore de decisão da flexibilização da plataforma (Begg <i>et al.</i> , 2002). ...	33
Figura 4.1 – Diagrama da metodologia de otimização.	40
Figura 4.2 – Fluxograma do algoritmo de retirada de poços.	41
Figura 5.1 – Vista 3D do modelo sintético utilizado.....	46
Figura 5.2 – Modelo estrutural para o cenário pessimista.	48
Figura 5.3 – Modelo estrutural para o cenário provável.....	48
Figura 5.4 – Modelo estrutural para o cenário otimista.	49
Figura 5.5 – Mapa de porosidade para o cenário provável.....	50
Figura 5.6 – Mapa de permeabilidade horizontal para o cenário provável.....	51
Figura 5.7 – Mapa da espessura porosa (m) para o cenário provável.	52
Figura 5.8 – Curva de permeabilidade relativa para o cenário provável.	53

Figura 5.9 – Curva de permeabilidade relativa para o cenário pessimista.	53
Figura 5.10 – Curva de permeabilidade relativa para o cenário otimista.....	54
Figura 6.1 – Fase A para o caso base.	65
Figura 6.2 – Fase B1 para o caso base.....	66
Figura 6.3 – Vazões de produção do caso base.....	67
Figura 6.4 – Vazão de injeção do caso base.	67
Figura 6.5 – Volume de óleo por unidade de área para todas as camadas.....	68
Figura 6.6 – Pressão do reservatório ao final da simulação.....	69
Figura 6.7 – Fase D1 para o caso base.	70
Figura 6.8 – Fase B2 para o caso base.....	73
Figura 6.9 – Fase D2 para o caso base.	74
Figura 6.10 – Resultados da Etapa 2.	75
Figura 6.11 – Curva de risco do VPL.....	76
Figura 6.12 – Curva de risco do indicador N_p.....	77
Figura 6.13 – Curva de risco do indicador W_p.	77
Figura 6.14 – Curva de risco do indicador FR.....	78
Figura 6.15 – VPL por N_p para todos os modelos gerados.....	79
Figura 6.16 – VPL por W_p para todos os modelos gerados.....	79
Figura 6.17 – VPL por FR para todos os modelos gerados.	80
Figura 6.18 – N_p por W_p para todos os modelos gerados.	80
Figura 6.19 – Fase A para o MR045.	82
Figura 6.20 – Fase B1 para o MR045.....	84
Figura 6.21 – Fase B2 para o MR045.....	89

Figura 6.22 – Curvas de risco das 10 estratégias otimizadas.....	93
Figura 6.23 – Diagrama risco e retorno para todas as estratégias otimizadas	94
Figura 6.24 – Vazão de óleo para os modelos péssimos.	96
Figura 6.25 – Vazão de líquido e corte de água para os modelos péssimos.....	97
Figura 6.26 – Vazão de água injetada para os modelos péssimos.....	97
Figura 6.27 – Vazão de líquido e corte de água do PROD042 para os modelos péssimos.	99
Figura 6.28 – Vazão de líquido e corte de água do PROD051 para os modelos péssimos.	99
Figura 6.29 – Vazão de líquido e corte de água do PROD052 para os modelos péssimos.	100
Figura 6.30 – Vazão de líquido e corte de água do PROD059 para os modelos péssimos.	100
Figura 6.31 – Vazão de líquido e corte de água do PROD065 para os modelos péssimos.	101
Figura 6.32 – Produção de óleo para os modelos ótimos.....	102
Figura 6.33 – Produção de líquido e corte de água para os modelos ótimos.	103
Figura 6.34 – Injeção de água para os modelos ótimos.....	103
Figura 6.35 – Vazão de líquido e corte de água do PROD042 para os modelos ótimos.	104
Figura 6.36 – Vazão de líquido e corte de água do PROD050 para os modelos ótimos.	105
Figura 6.37 – Vazão de líquido e corte de água do PROD052 para os modelos ótimos.	105

Figura 6.38 – Vazão de líquido e corte de água do PROD059 para os modelos ótimos.	106
Figura 6.39 – Produção de líquidos para a estratégia flexível R1.	110
Figura 6.40 – Momento de instalação da flexibilização V1.	111
Figura 6.41 – Curvas de risco das flexibilidades sugeridas.	112
Figura 6.42 – Análise de risco e retorno das opções de flexibilização possíveis com as estratégias sem flexibilidades.	113
Figura 6.43 – Curvas de iso-utilidade utilizadas para estimativa do VDF.	116
Figura 6.44 – Análise de sensibilidade do fator w no diagrama de risco e retorno. ..	117
Figura A.1 – Fase A para o MR052.	129
Figura A.2 – Fase A para o MR060.	130
Figura A.3 – Fase A para o MR069.	130
Figura A.4 – Fase A para o MR102.	131
Figura A.5 – Fase A para o MR110.	131
Figura A.6 – Fase A para o MR126.	132
Figura A.7 – Fase A para o MR213.	132
Figura A.8 – Fase A para o MR260.	133
Figura A.9 – Fase A para o MR272.	133
Figura A.10 – Fase B1 para o MR052.	134
Figura A.11 – Fase B1 para o MR060.	135
Figura A.12 – Fase B1 para o MR069.	135
Figura A.13 – Fase B1 para o MR102.	136
Figura A.14 – Fase B1 para o MR110.	136
Figura A.15 – Fase B1 para o MR126.	137

Figura A.16 - Fase B1 para o MR213.	137
Figura A.17 - Fase B1 para o MR260.	138
Figura A.18 - Fase B1 para o MR272.	138
Figura A.19 - Fase B2 para o MR052.	139
Figura A.20 - Fase B2 para o MR060.	140
Figura A.21 - Fase B2 para o MR069.	140
Figura A.22 - Fase B2 para o MR102.	141
Figura A.23 - Fase B2 para o MR110.	141
Figura A.24 - Fase B2 para o MR126.	142
Figura A.25 - Fase B2 para o MR213.	142
Figura A.26 - Fase B2 para o MR260.	143
Figura A.27 - Fase B2 para o MR272.	143

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Modelagem geral das flexibilidades	16
Tabela 3.1 – VPL e probabilidades de ocorrência de cada cenário (Begg et al., 2002).	29
Tabela 3.2 – VPL, probabilidades de ocorrência e capacidades de produção dos cenários (Begg <i>et al.</i> , 2002).....	32
Tabela 4.1 – Cronograma de abertura de poços.	44
Tabela 4.2 – Opções de priorização no cronograma de abertura.....	44
Tabela 5.1 – Número inicial de poços utilizados na Fase A.	49
Tabela 5.2 – Análise PVT para o cenário pessimista.....	55
Tabela 5.3 – Análise PVT para o cenário pessimista.....	56
Tabela 5.4 – Análise PVT para o cenário otimista.....	57
Tabela 5.5 – Atributos incertos e respectivas probabilidades de ocorrência.....	58
Tabela 5.6 - Variáveis econômicas utilizadas.....	61
Tabela 5.7 – Modelagem da flexibilidade de expansão da capacidade de produção...62	
Tabela 6.1 – Evolução do IEC com as inclusões manuais realizadas.	69
Tabela 6.2 – IEPP e Δ IEC dos poços para o caso base.....	71
Tabela 6.3 – Fase E para o caso base.....	72
Tabela 6.4 – Estratégia final para o caso base.....	74
Tabela 6.5 – Resumo dos cenários dos atributos geológicos para os modelos representativos.....	81
Tabela 6.6 – Resultado da Fase A para todos os MR.....	83

Tabela 6.7 – Resultado da Fase B1 para todos os MR.	85
Tabela 6.8 – Resultados da Fase C1 para todos os MR.	86
Tabela 6.9 – Resultados da Fase D1 para todos os MR.	87
Tabela 6.10 – Resultados da Fase E para todos os MR.	88
Tabela 6.11 – Resultados da Fase B2 para todos os MR.	90
Tabela 6.12 – Resultados da Fase D2 para todos os MR.	91
Tabela 6.13 – Estratégia de produção final para todos os MR.	92
Tabela 6.14 – Resultado da aplicação da estratégia E213 em 20 modelos.	95
Tabela 6.15 – Atributos críticos para os modelos péssimos.	98
Tabela 6.16 – Produção acumulada de água para os principais poços dos modelos péssimos	101
Tabela 6.17 – Produção acumulada de água para os principais poços dos modelos ótimos.	106
Tabela 6.18 – Características da flexibilização R1.	107
Tabela 6.19 – Características da flexibilização V1.	108
Tabela 6.20 – Características da flexibilização R2.	108
Tabela 6.21 – Características da flexibilização V2.	109
Tabela 6.22 – Características das estratégias de produção flexíveis ótimas.	109
Tabela 6.23 – VME e desvio-padrão das opções de estratégia.	115

LISTA DE NOMENCLATURAS

Abreviações

cpor – Compressibilidade da rocha
dwoc – Contato óleo-água
estrut – Modelo estrutural
INJ – Poço injetor
kr – Permeabilidade relativa
netpay – Espessura porosa
permx – Permeabilidade horizontal
permz – Permeabilidade vertical
Plat – Plataforma
por – Porosidade
PROD – Poço produtor
PVT – Pressão, volume e temperatura

Letras Latinas

B_o – Fator volume de formação do óleo
 B_g – Fator volume de formação do gás
 B_w – Fator volume de formação da água
 c_o – Compressibilidade do óleo
 c_w – Compressibilidade da água
 d_g – Densidade do gás
 f – Frequência dos resultados
I – Investimento
 n – Número total de cenários possíveis
 N – número total de fluxos de caixa.

N_p – Produção acumulada de óleo
 q_o – Vazão de óleo
 q_w – Vazão de água
 r – Taxa de desconto
 R_s – Razão de solubilidade
 S_{wi} – Saturação de água conata
 w_e – fator de segurança estático
 w_f – fator de segurança flexível
 W_{inj} – Injeção acumulada de água
 W_p – Produção acumulada de água

Letras Gregas

μ_o – Viscosidade do óleo
 μ_w – Viscosidade da água
 μ – Média dos resultados
 σ – Desvio-padrão dos resultados
 σ_{PE} – desvio-padrão do projeto estático
 σ_{PF} – desvio-padrão do projeto flexível

Siglas

3D – Tridimensional
BHP – *Bottom hole pressure*
CAPEX – *Capital expenditure*
DECE – *Design Exploration and Controlled Evolution*
E&P – Exploração e produção
FC – Fluxo de caixa
FR – Fator de recuperação
GOR – *Gas oil ratio*
IEC – Indicador econômico do campo

IEP – Indicador econômico de poços
IEPP – Indicador econômico de poços produtores
IEPI – Indicador econômico de poços injetores
MR – Modelo representativo
ROI – Retorno sobre investimento
TIR – Taxa interna de retorno
TMA – Taxa mínima de atratividade
VAE – Valor atual equivalente
VDF – Valor de flexibilização
VDI – Valor de informação
VME – Valor monetário esperado
VME_{CF} – Valor monetário esperado com flexibilização
VME_{SF} – Valor monetário esperado sem flexibilização
VPL – Valor presente líquido
VOOIS – Volume de óleo originalmente *in situ*

Subscritos

0 – Nível provável (base)
1 – Nível otimista
2 – Nível pessimista
 i – Índice que varia de 1 a n
 j – Índice que varia de 1 a N
 t – Período de tempo considerado

1. INTRODUÇÃO

Uma das principais atividades da indústria de exploração e produção (E&P) de petróleo é o desenvolvimento do campo, através da definição da estratégia de produção. Os riscos do processo devem ser considerados devido aos elevados investimentos em cenários complexos com grande quantidade de variáveis incertas, que podem influenciar positiva ou negativamente no retorno financeiro dos campos de petróleo (Marques, 2011).

No Brasil, o risco torna-se ainda mais crítico devido à grande concentração de reservas em campos marítimos de águas profundas, onde os investimentos são maiores e a flexibilidade para mudanças é restrita. Além disso, a grande quantidade de campos com óleos pesados, que apresentam menor rentabilidade, aumenta a necessidade de um desenvolvimento e gerenciamento adequado para os campos (Mezzomo, 2005). As descobertas mais recentes de óleos leves no pré-sal também apresentam grande risco devido às características geológicas e grandes investimentos necessários aos desenvolvimentos dos campos.

Três tipos de incertezas tem maior impacto sobre o desenvolvimento dos projetos de E&P: geológicas, tecnológicas e econômicas. Além disso, os parâmetros econômicos não dependem somente do mercado internacional, mas são influenciados pelo cenário econômico, financeiro e político do país onde o projeto será implantado.

As fases da vida útil de um campo podem ser descritas como: exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e abandono. Estas fases apresentam objetivos específicos e estão associadas a variáveis diferentes com graus de incerteza diversos. Em vista disso a análise e tomada de decisão deve ser realizada por um processo probabilístico. São exemplos dessas variáveis incertas: volume de óleo *in situ*, preços de venda do óleo e do gás, custos futuros, disponibilidade de serviços e equipamentos, comportamento do mercado, conflitos internacionais, variação de regulamentações governamentais, riscos ambientais, necessidade de desenvolvimento de tecnologia etc.

A fase de exploração é onde se inicia a aquisição de informações, onde métodos são utilizados para localizar e delimitar o reservatório. Nesta fase, procedimentos probabilísticos são bem definidos (Rose, 2001). Essas primeiras informações possuem alto valor, pois reduzem grande parte das dúvidas relacionadas à extensão do reservatório e são essenciais para analisar a viabilidade econômica do campo (Costa, 2003). Assim, a análise de risco na fase exploratória está relacionada principalmente a abandonar ou seguir com os projetos (Demirmen, 1996).

Segundo Costa (2003), após a descoberta de um campo, a principal incerteza geológica a ser considerada é o volume recuperável *in situ*, que é fator fundamental na determinação da estratégia de produção e investimentos para o seu desenvolvimento. Além disso, o impacto das incertezas sobre o fator de recuperação cresce vertiginosamente, porém metodologias probabilísticas ainda não estão bem definidas devido à necessidade de simplificações e alto custo computacional (Xavier, 2004).

Nesta fase de avaliação, ou no início da fase de desenvolvimento, devido aos poucos dados disponíveis, não é rara a incerteza em relação ao tamanho do campo, o que pode levar ao desenvolvimento de uma estratégia equivocada ou sub-ótima, acarretando em perdas expressivas do potencial do campo (Costa, 2003).

Da fase de produção até o abandono, a incerteza em relação aos atributos geológicos diminui, assim como seu impacto nas decisões, aumentando a influência do cenário econômico na tomada de decisão, desenvolvimento de projetos menores, da opção por um método de recuperação terciária, escolha da data de abandono etc.

Independentemente da fase de execução do projeto, o risco gerado pelas incertezas críticas sempre está presente e, em maior ou menor grau, é inerente à exploração e a produção de petróleo (Hayashi *et al.*, 2007). Desta forma, é necessário buscar meios de reduzir os riscos e/ou maximizar o retorno financeiro dos projetos. O conhecimento prévio do impacto das incertezas agregadas ao projeto é fundamental, bem como o uso de recursos que possibilite analisar e escolher as melhores opções de investimento, com o objetivo de tornar os processos decisórios menos subjetivos (Bovolenta, 2010).

Durante a fase de avaliação, a perfuração de novos poços, a análise de testemunhos e o levantamento sísmico 3D são fontes de informações para reduzir as incertezas quanto às

características de rocha, fluido e da estrutura geológica do reservatório remanescentes da fase de exploração, as quais reduzem, conseqüentemente, o risco (Xavier, 2004).

As informações obtidas são utilizadas para melhorar a estratégia de produção e fazer a análise de risco, a partir da definição de uma função objetivo. Portanto, as informações nesta fase levam a uma tomada de decisão mais complexa que na fase exploratória, onde a decisão consiste em abandonar ou não o projeto. Em contrapartida, a decisão de investir em novas informações nesta fase requer uma análise mais criteriosa devido à redução gradual do valor da informação nas fases posteriores à fase de exploração, pois os benefícios graduais se reduzem. Com o aumento do número de informações, o seu valor cai até o ponto onde o custo de aquisição torna-se maior que os seus benefícios, não sendo mais vantajoso obtê-las (Bovolenta, 2010).

Segundo Hayashi (2006), outra forma de mitigar as incertezas relacionadas ao modelo geológico é através da flexibilização. São exemplos de flexibilidades: utilização de poços inteligentes, desenvolvimento do campo por módulos, estratégia com opção de aumento da capacidade de escoamento de fluidos, aumento da capacidade de tratamento de água, aumento da capacidade de injeção etc.

A utilização do conceito de risco tem sido crescente nas áreas de exploração e produção na indústria de petróleo. O desempenho do campo sob um enfoque probabilístico permite quantificar o impacto das incertezas no projeto, sejam elas características do reservatório, dos fluidos, operacionais, econômicas e tecnológicas.

1.1 Motivação

Xavier (2004) desenvolveu uma metodologia para a análise probabilística na tomada de decisão na fase de desenvolvimento. A metodologia é baseada na quantificação do valor da informação (VDI) através da análise de parâmetros geológicos incertos e quantificação dos riscos no retorno financeiro. O autor utiliza a árvore de decisão e os modelos geológicos representativos para a análise do valor monetário esperado (VME) no desenvolvimento de um modelo sintético de reservatório de petróleo. Na metodologia, o autor mostra que o VDI adicional depende de três fatores: a representatividade da informação, o grau de incerteza presente e a opção de flexibilização.

A opção de flexibilização raramente é levada em consideração na análise de decisão, como observado em Begg *et al.* (2002), Portella *et al.* (2003) e Xavier (2004), devido às altas restrições que o desenvolvimento de campos marítimos traz como as próprias plataformas, que possuem área fixa, disponibilidade de sondas e equipamentos etc. Entretanto, com o desenvolvimento de tecnologia, muitas flexibilidades podem ser aplicadas tanto em novas descobertas como em campos já maduros. São exemplos dessas flexibilidades: completação inteligente, poços multilaterais, ou até o superdimensionamento do sistema de produção para possibilitar mudanças na forma de produção futura.

Na definição do plano de desenvolvimento, o risco pode ser minimizado através da adição da flexibilização na proposta de estratégia de produção, tornando o projeto versátil o suficiente para suportar a produção e injeção de fluidos em diferentes cenários geológicos. A quantificação destes benefícios é denominada valor da flexibilização (VDF). Assim, após a definição do sistema e com o aparecimento de novos cenários, diversas alterações podem ser feitas para gerenciar o impacto destes novos cenários, como a adição de novos poços ou equipamentos, alteração do sistema de injeção etc.

Segundo Xavier (2004), se a incerteza existe, a flexibilização pode agregar valor ao projeto, devendo ser comparada aos custos para justificar a opção. A utilização de uma ou mais flexibilidades em um projeto oferece a oportunidade de agregar valor e o seu valor aumenta com o aumento da incerteza. Entretanto, não existem metodologias claras na literatura para identificar quais flexibilidades são relevantes ao processo de desenvolvimento de um campo e nem para estimar o valor dessas flexibilidades para casos mais complexos.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia para estimar o valor de flexibilização na seleção de estratégia de produção de campos de petróleo visando ou mitigar o risco através do gerenciamento da incerteza ou aumentar o valor do projeto.

1.3 Organização da Dissertação

Este trabalho está dividido em sete capítulos. No Capítulo 1, é apresentada uma breve introdução sobre o tema proposto, destacando sua importância e os objetivos deste trabalho.

No Capítulo 2, são apresentados os conceitos importantes e a fundamentação teórica relativa ao tema proposto, necessária para o entendimento do texto, como valor presente líquido (VPL), valor monetário esperado (VME), os conceitos de risco e incertezas e sua análise em projetos de E&P.

O Capítulo 3 apresenta a revisão de trabalhos da literatura que serviram como referência para a elaboração desta dissertação, destacando-se os temas referentes ao valor da flexibilização e estratégia de produção.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia proposta por este trabalho e quais os passos que devem ser seguidos para a sua utilização.

No Capítulo 5, apresenta-se a descrição do modelo geológico e do modelo econômico onde a metodologia foi aplicada.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos da aplicação da metodologia, os quais são analisados e discutidos.

O Capítulo 7 traz as conclusões desta dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Em um campo de petróleo, a escolha das instalações de produção e infraestrutura se dá de diversas maneiras, pois muitos fatores podem mudar até a tomada de decisão, como tipo e número de poços a ser perfurados, capacidade máxima de escoamento de líquidos da plataforma, entre outros. Como estas escolhas são excludentes, ou seja, uma opção implica na exclusão das demais, se faz necessário o uso de um critério para a definição da melhor alternativa de investimento.

Existem diversos indicadores econômicos que podem ser utilizados como função-objetivo e na avaliação de diferentes projetos, como taxa interna de retorno (TIR), valor atual equivalente (VAE), retorno sobre investimento (ROI), porém o valor presente líquido (VPL) é o indicador mais utilizado na indústria.

Neste capítulo são apresentados alguns conceitos introdutórios para o entendimento das etapas futuras do trabalho como valor presente líquido, valor monetário esperado, além de conceitos importantes como risco, incerteza e ferramentas utilizadas na análise de risco.

2.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL consiste no cálculo da somatória dos fluxos de caixa correspondentes a todos os custos, receitas e investimentos trazidos para uma data de referência, geralmente o início do projeto, através de uma taxa de desconto, podendo esta ser a taxa mínima de atratividade (TMA). A TMA pode ser diferente para cada empresa, pois depende de vários parâmetros financeiros que são relacionados também com os perfis da carteira de projetos e o perfil da própria companhia.

A equação utilizada para o cálculo do VPL é dada pela Equação 2.1:

$$VPL = \sum_{j=1}^N \frac{FC(j)}{(1+r)^{tj}} \quad \text{Equação 2.1}$$

onde: VPL – valor presente líquido;

r – taxa de desconto;

$FC(j)$ – fluxo de caixa (incluindo receitas, custos e investimentos);

j – intervalo de cada fluxo de caixa (o controle pode ser feito por intervalos de tempo incluindo todas as entradas e saídas do período ou para cada entrada e saída);

t_j – tempo relativo ao intervalo j .

N – número total de fluxos de caixa.

Xavier (2004) e Ravagnani *et al.* (2009) apresentam mais detalhes na definição do VPL e na justificativa da escolha deste como principal indicador econômico neste tipo de processo.

2.2 Conceitos de Risco e Incerteza

Segundo Silva & Costa (2009), o conceito de incerteza está relacionado com a impossibilidade de se definir o valor exato de uma variável. O risco, no contexto na indústria de E&P de petróleo, está relacionado com o impacto das incertezas associadas a um projeto.

Newendorp & Schuyler (2000) consideram a incerteza como o valor de um parâmetro poder estar contido numa faixa de possibilidades, devido ao desconhecimento e, por risco entende-se o potencial que os resultados têm de serem bastante diferentes entre si.

O impacto das incertezas associado à escolha da estratégia de produção é utilizado para quantificação do risco. Assim, a incerteza gera o risco e a oportunidade e, portanto, sem incerteza, não há risco (Saputelli *et al.*, 2008).

Segundo Newendorp & Schuyler (2000), a análise de risco segue determinados passos:

- Definição de possíveis resultados que podem ocorrer para cada uma das possíveis decisões, ou alternativas;
- Avaliação de lucros ou prejuízos para cada resultado;
- Determinação ou estimativa da probabilidade de ocorrência de cada resultado possível;

- Computação do valor médio ponderado, onde os fatores de ponderação são as respectivas probabilidades de ocorrência de cada resultado.

Na análise de decisão, é comum o uso da árvore de decisão, que consiste numa representação gráfica das opções, um caminho claro e organizado, simplificando o trabalho do tomador de decisão (Costa, 2003).

Na presença de incertezas, a curva de risco é uma das formas mais utilizadas para comparação de alternativas de investimento. Quando há necessidade de usar indicadores, a curva de risco pode ser substituída (ou complementada) pelo valor monetário esperado (VME, detalhado no Item 2.3) e uma medida de risco, normalmente associada à variabilidade dos cenários. A curva de risco é construída a partir do resultado financeiro de diferentes cenários possíveis para um determinado período de tempo de produção. A análise do risco e retorno de projetos é mostrado no Item 2.4.

Neste trabalho, o conceito de incerteza está relacionado à falta de informação sobre atributos geológicos como porosidade, permeabilidades horizontal e vertical, espessura porosa, curvas PVT e de permeabilidade relativa etc. Já o risco está relacionado com a variabilidade do retorno econômico devido à presença destas incertezas.

2.3 Valor Monetário Esperado (VME)

Na análise de modelos determinísticos, o VPL é o indicador mais usado para a tomada de decisão na escolha do projeto. No entanto, em projetos de E&P, é importante também utilizar um indicador que possa incorporar as incertezas a fim de considerar o risco na tomada de decisão.

O valor monetário esperado é a somatória dos potenciais ganhos ou perdas (VPL) dos diversos eventos e cenários, multiplicados pelas suas respectivas probabilidade de ocorrência como mostram as Equações 2.2 e 2.3:

$$VME = \sum_{i=1}^n VPL_i \cdot p_i$$

Equação 2.2

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

Equação 2.3

onde: VPL_i = valor presente líquido do cenário i ;

p_i = probabilidade de ocorrência do cenário i ;

n = número de cenários possíveis;

i = índice que varia de 1 a n .

2.4 Risco e Retorno

Na análise de decisão, o VME é, muitas vezes, insuficiente para se realizar uma boa decisão, pois este conceito é equivalente a uma média ponderada dos VPL para os diferentes cenários, não levando em consideração a variabilidade dos cenários. Desta forma, faz-se a introdução da curva de risco de forma gráfica ou a representação da variabilidade dos cenários por algum indicador.

A curva de risco é gerada a partir da curva de distribuição de probabilidade da função-objetivo disposta utilizando as probabilidades acumuladas decrescentes e os valores associados. A Figura 2.1 apresenta um exemplo da curva de risco. Tradicionalmente, na indústria, utiliza-se a probabilidade acumulada decrescente e os percentis P90, P50 e P10 representam os cenários pessimista, provável e otimista, respectivamente. Estes índices indicam a probabilidade de se obter valores superiores aos valores associados aos índices, ou seja, 90% dos valores da função-objetivo são superiores ao valor associado ao P90, por exemplo.

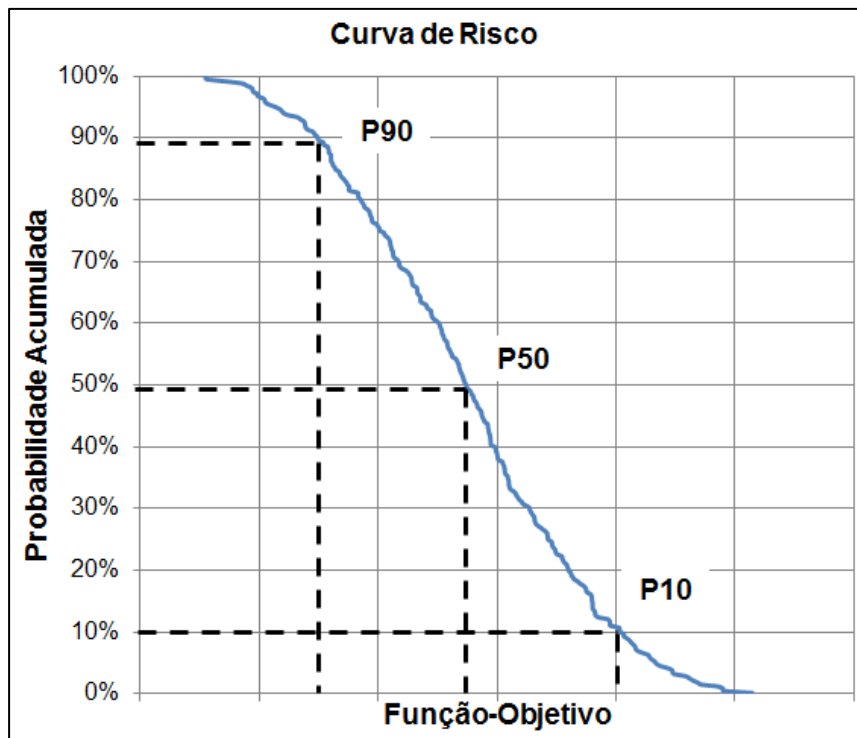


Figura 2.1 – Exemplo de curva de risco.

Ainda na análise de decisão, nem sempre o projeto com maior VME é, necessariamente, a melhor escolha, de forma que a decisão da empresa não é trivial e está relacionada com o perfil da própria empresa e do tomador de decisão, ou seja, a decisão está relacionada com a pré-disposição ao risco da empresa.

Assim, faz-se necessária a introdução de medidas de dispersão da função-objetivo para a análise de decisão, as quais podem ser utilizadas como medidas de risco de projetos. Alguns exemplos de medidas de dispersão são:

- **Amplitude:** diferença entre o maior e o menor valor da função-objetivo.
- **Amplitude entre percentis:** diferença entre os valores dos percentis correspondentes aos cenários otimista e pessimista. Utiliza-se tradicionalmente o P10 e o P90 nesta análise.
- **Desvio-médio:** média aritmética das distâncias dos valores em relação ao valor central, ponderadas pelas respectivas probabilidades de ocorrência.

$$DM = \frac{\sum_{i=1}^n |X_i - \mu| * f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \quad \text{Equação 2.4}$$

onde: X_i – resultado i ;

μ – média dos resultados;

f_i – frequência ou probabilidade do resultado i ocorrer;

n – número de resultados possíveis;

i – índice que varia de 1 até n .

- **Variância:** soma da diferença dos valores da distribuição em relação à média ponderados por suas respectivas probabilidades de ocorrência. Por existir tanto valores superiores quanto inferiores a média, eleva-se a diferença ao quadrado para que a soma não seja igual à zero.

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

- **Desvio-padrão:** como a variância é uma soma de diferenças elevada ao quadrado, sua unidade é igual à unidade da distribuição elevada ao quadrado. Para se utilizar uma medida de risco com a mesma unidade da distribuição sendo analisada, prefere-se utilizar o desvio-padrão, que é igual à raiz quadrada da variância.

$$DP = \sigma = +\sqrt{\sigma^2} \quad \text{Equação 2.6}$$

- **Coefficiente de variação:** segundo Hayashi (2006), o desvio-padrão é uma medida de dispersão absoluta que pode levar a distorções quando compara dois conjuntos com médias muito diferentes. Neste caso, indica-se a utilização de uma medida de dispersão relativa.

$$CV = \frac{\sigma}{\mu} \quad \text{Equação 2.7}$$

Neste trabalho, utiliza-se, como medida de risco, uma medida de dispersão relativa, a qual, segundo Zentgraf (2001), pode ser criada através da divisão de uma medida de dispersão absoluta por uma medida de tendência central. Assim, define-se o desvio padrão como medida de dispersão absoluta e o VME como medida central, conforme mostra as Equações 2.8 e 2.9.

$$\sigma = + \sqrt{\sum_{i=1}^n (VPL_i - VME) \cdot p_i} \quad \text{Equação 2.8}$$

$$Risco = \frac{\sigma}{VME} \quad \text{Equação 2.9}$$

onde: VPL_i – valor presente líquido do cenário possível i ;

VME – valor monetário esperado do projeto;

p_i – probabilidade do cenário i ocorrer.

A Equação 2.9 mostra que a medida de risco utilizada neste trabalho está relacionada a uma medida de variabilidade, e, desta forma, pretende-se melhorar a relação de retorno e variabilidade. Ressalta-se que este é um conceito subjetivo e depende da definição de risco da empresa, ou seja, caso o risco seja definido como a probabilidade de valores negativos e a decisão está entre projetos que não apresentam cenários com resultados negativos, o risco, no caso, é zero e a escolha se dá pelo projeto com maior VME independente da variabilidade.

Utilizando os conceitos de risco, definido através de uma medida de dispersão, e retorno, Markowitz (1952) desenvolveu os princípios básicos da formação de uma carteira de ativos financeiros. O autor utiliza graficamente o valor esperado e variância, apresentando o conceito de fronteira eficiente, onde estão alocados os melhores ativos, ou seja, os maiores retornos para um determinado nível de risco e os menores riscos para um determinado retorno.

Mezzomo (2005) destaca que esta metodologia pode ser adaptada para análise de estratégias de produção sob incertezas, onde cada projeto é considerado como se fosse um ativo e a fronteira eficiente representa, neste caso, o lugar geométrico dos melhores projetos e a escolha do projeto depende do perfil da empresa e sua aversão ou tolerância ao risco, representado pela curva da iso-utilidade, mostrada na Figura 2.2.

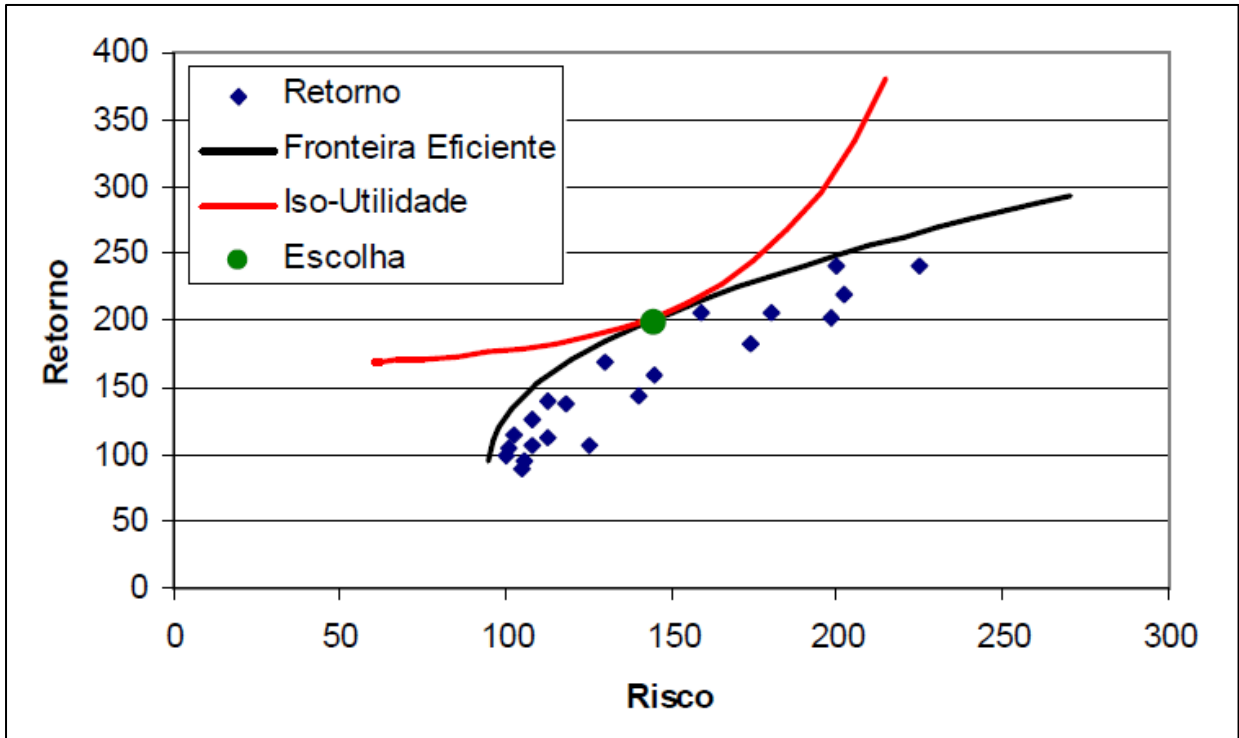


Figura 2.2 – Exemplo de análise de risco e retorno (Mezzomo, 2005).

A curva de iso-utilidade é função da aversão ou tolerância ao risco da empresa e pode ser gerada a partir da teoria da utilidade ou teoria da utilidade multi-atributos, quando se deseja considerar dois objetivos. Neste trabalho, devido às diferentes estratégias se apresentarem muito próximas na análise de risco e retorno, opta-se por utilizar a função de utilidade dado pela função de uma reta, mostrada na Equação 2.10.

$$U = a_o + w * Risco$$

Equação 2.10

onde: U – valor de utilidade da estratégia;

a_o – coeficiente linear da reta (retorno para risco zero);

w – coeficiente de aversão ao risco (coeficiente angular).

O coeficiente de aversão ao risco depende de cada empresa e deve ser calibrado dependendo da empresa e objetivo do estudo.

2.5 Modelos Representativos (MR)

Segundo Santos & Schiozer (2003), em uma análise de risco é importante considerar a estratégia de produção como uma variável, pois não há garantia que a estratégia ótima do caso base seja a melhor para todos os modelos incertos. O procedimento completo seria otimizar uma estratégia para cada modelo gerado pela combinação dos atributos incertos em seus níveis de incerteza e aplicá-las em todos os modelos, verificando qual estratégia é, em termos médios, a melhor para todos os cenários. Porém, este procedimento é inviável devido ao alto custo humano e computacional requerido.

Desta forma, utilizam-se os modelos representativos que são alguns modelos que possam representar a variabilidade do modelo geológico e otimiza-se a estratégia de produção para cada MR selecionado, sendo posteriormente aplicadas a todos os modelos incertos de forma a selecionar a estratégia que seja a melhor para o campo considerando suas incertezas.

Schiozer *et al.* (2004) definem que o critério de seleção dos MR é escolher modelos que garantam variações significantes tanto em atributos técnicos como econômicos. Os autores utilizaram os indicadores VPL, fator de recuperação (FR), produção acumulada de óleo (N_p) e água (W_p) para seleção. A Figura 2.3 reproduz um dos gráficos utilizados para seleção dos MR.

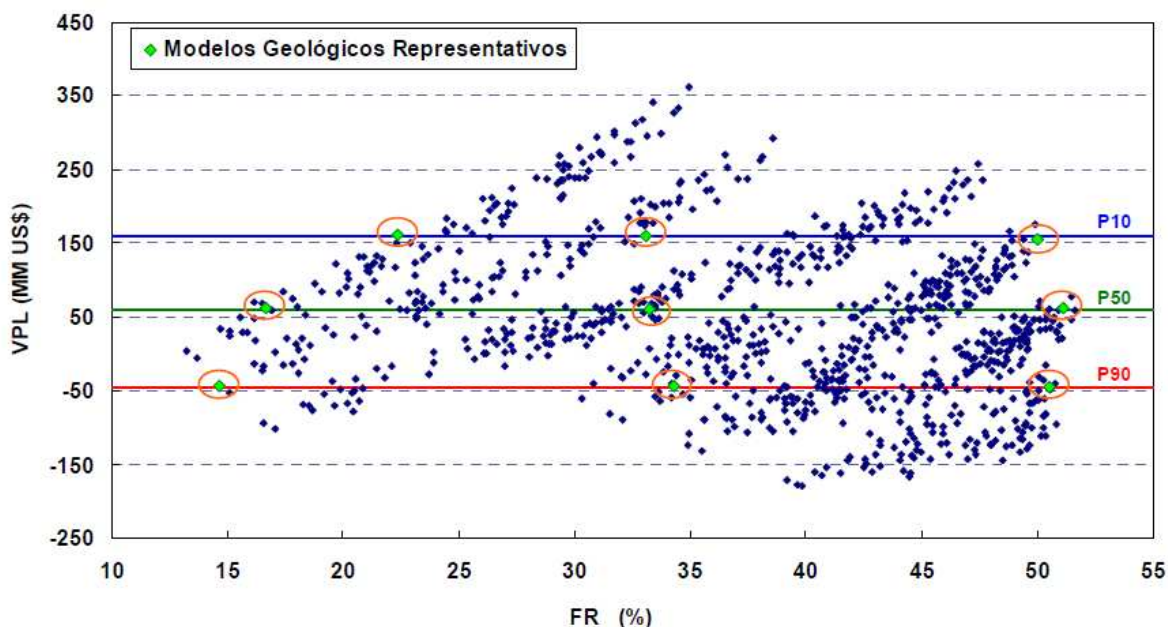


Figura 2.3 – Seleção dos MR através dos indicadores VPL e FR (Schiozer *et al.*, 2004).

Na Figura 2.3, os pontos em azul representam todos os cenários possíveis, os quais podem ser gerados através da árvore de derivação, amostragem pela técnica de Monte Carlo ou pela técnica do hipercubo latino, e os pontos verdes representam os MR selecionados.

Neste trabalho, utiliza-se para amostragem dos possíveis modelos a técnica do hipercubo latino e a escolha dos MR se dá com um procedimento similar ao aplicado por Schiozer *et al.* (2004), com os modelos representativos sendo selecionados a partir da variabilidade dos mesmos indicadores técnico-econômicos VPL, FR, Np e Wp.

2.6 Modelagem Geral das Flexibilidades

A modelagem geral das flexibilidades é baseada em uma opção de compra, onde o tomador de decisão pode optar por (1) uma menor capacidade C1 (posição conservadora), (2) uma maior capacidade C2 (posição agressiva) ou (3) uma capacidade flexível (CF) que inicia-se em C1, porém com opção de expansão para C2, caso seja necessário. Na modelagem: denomina-se de I1 o investimento relacionado a C1, de I2 o investimento da capacidade C2 (maior do que I1), o investimento adicional na estrutura de Δ (menor do que a diferença entre I2 e I1) e um fator de multiplicação de α .

O fator de multiplicação α refere-se à relação de custos entre a instalação antes de o projeto entrar em operação e a instalação após e o custo da expansão é considerado no momento em que se verifica a necessidade da flexibilidade para cada cenário. A Tabela 2.1 mostra um resumo da modelagem supracitada.

Tabela 2.1 – Modelagem geral das flexibilidades

	Investimento
Capacidade Menor (C1)	I1
Capacidade Maior (C2)	I2
Capacidade Flexível (CF)	I1 + Δ
Custo da Expansão	$\alpha * (I2 - I1)$

A modelagem apresentada na Tabela 2.1 é semelhante à modelagem apresentada por Begg *et al.* (2002) em seus exemplos e mostra que a capacidade flexível deve ter um investimento inicial entre os investimentos das capacidades menor e maior e, caso seja feita a opção pela expansão da capacidade, o valor total deve ser superior ao investimento da capacidade maior ($\alpha > 1$). A modelagem pode ser aplicada para diversas flexibilidades: expansão das capacidades de produção e injeção, expansão da capacidade de separação de fluidos, utilização da completção inteligente, onde o termo capacidade é substituído por número de válvulas etc.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica tem como objetivo mostrar a relevância do desenvolvimento de metodologias de análise do risco na etapa de desenvolvimento do campo baseadas nas análises do valor da informação e do valor da flexibilização e da estratégia de produção no auxílio da tomada de decisão em projetos de E&P. Mostra-se que muitos foram os desenvolvimentos baseados no valor da informação, conceito amplamente difundido na indústria, no entanto, nenhuma tentativa sistemática foi desenvolvida para explorar o potencial da metodologia baseada no valor da flexibilização, objetivo desta dissertação.

3.1 Estratégia de Produção

A definição da estratégia de produção é uma das etapas do desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios. O processo de gerenciamento envolve várias etapas dependentes entre si, o que exige uma perfeita integração para que o sucesso seja alcançado (Nakajima, 2003). As etapas do processo de gerenciamento são mostradas na Figura 3.1.

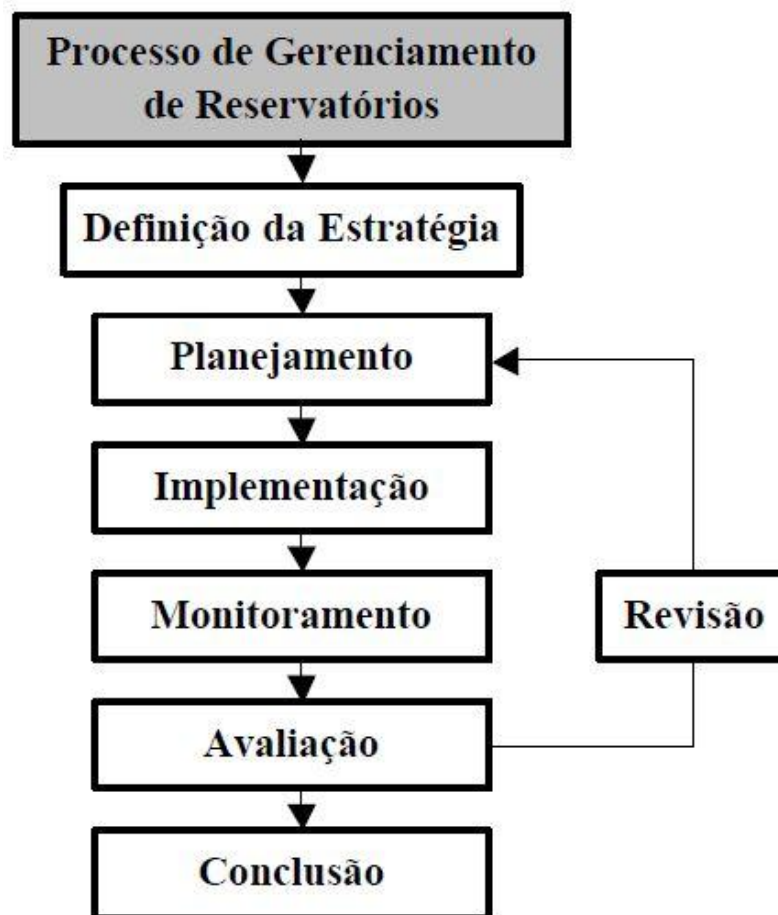


Figura 3.1 – Processo de gerenciamento de reservatórios (Nakajima, 2003).

Bovolenta (2010) ressalta que a seleção da estratégia de produção é muito complexa, pois envolve uma grande quantidade de fatores inter-relacionados que devem ser definidos, além da escolha quanto ao método, este que pode ser manual, assistido, automatizado, e a escolha da função-objetivo. Ainda que todos estes parâmetros sejam definidos, isto não implica em uma única solução, a qual é para a função-objetivo escolhida, a melhor. Desta forma, a definição da estratégia de produção torna-se uma das tarefas mais complexas dentro da engenharia de petróleo.

Dentre os diversos métodos, Santos (2002) desenvolveu uma metodologia manual onde a função-objetivo é maximizar o VPL do projeto através de uma série de ações. As etapas consistem em:

1. Remover poços produtores que apresentem VPL negativo;

2. Reordenar cronograma de entrada em operação a partir do VPL individual dos poços;
3. Avaliar a possibilidade de realocação de poços produtores ou injetores;
4. Remover os poços injetores menos importantes;
5. Desativar canhoneios com produção de óleo desprezível;
6. Remover poços produtores de menor expressão;
7. Converter poços produtores em injetores.

Para avaliar a qualidade dos poços produtores e injetores, necessário para as etapas 1, 2, 4 e 6, o autor simula o reservatório com todos os poços entrando simultaneamente em operação e calculam-se os VPL dos poços, individualmente. Para os produtores, o melhor poço é aquele com maior VPL, o que indica maior retorno devido à alta produtividade. No caso dos injetores, que não geram receitas diretamente e, assume-se que todos os poços têm o mesmo custo inicial, o melhor injetor é aquele que apresenta o maior VPL em valor absoluto, indicando que o mesmo injetou um maior volume e mais cedo que os demais.

Para cada passo, a estratégia de produção é modificada caso a ação aumente o valor da função-objetivo, e o próximo passo é executado. Caso contrário, a estratégia de produção é mantida e o próximo passo é executado. A metodologia é executada duas vezes para maximizar a função-objetivo. Rodadas posteriores foram investigadas, porém os ganhos são pouco significativos.

Santos (2002) ressalta a importância de verificar a possibilidade de implantação, na prática, da estratégia de produção definida após a otimização. Uma taxa de entrada de poços em operação deve ser adotada de acordo com a disponibilidade estimada de sondas de perfuração e completação. Ao mesmo tempo ou após a entrada em operação de um produtor, escolhe-se o melhor injetor disponível ao seu redor, de modo a compensar a queda de pressão da área drenada desse produtor.

Mezzomo (2005) propôs uma metodologia robusta de seleção de estratégias de produção para auxiliar em processos de tomada de decisão. O método associa ferramentas de análise de decisão e avaliação de risco, com etapas manuais e automáticas a fim de filtrar e convergir às estratégias de produção iniciais para apenas uma, otimizada, como mostra a Figura 3.2. O

processo é flexível e possui caráter iterativo, permitindo que algumas fases sejam revistas e otimizadas novamente, sem necessidade de sequência da ordem indicada.

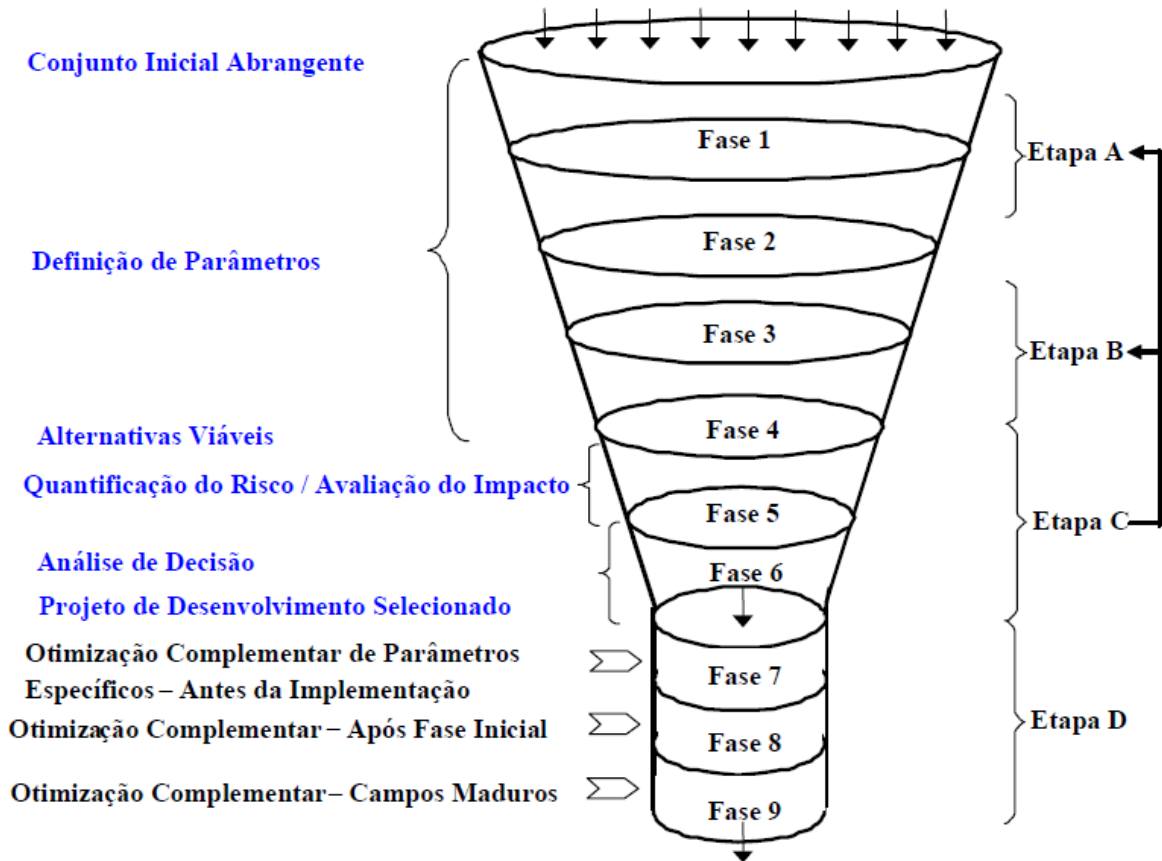


Figura 3.2 – Processo de seleção de estratégias de produção (Mezzomo, 2005).

A metodologia consiste de quatro etapas principais, com fases intermediárias. Apesar da Etapa D, de refinamento, proporcionar ganhos significativos, especialmente em campos complexos, Mezzomo (2005) manteve o foco do trabalho nas três primeiras etapas e salienta que as seis fases contidas nas Etapas A, B e C são importantes para que se possa selecionar o projeto de desenvolvimento antes do fechamento de contratos para as instalações de superfície, principalmente em campos marítimos.

A Etapa A consiste de duas fases, onde os objetivos são selecionar o método de recuperação e geometria dos poços baseados nas caracterizações do reservatório e do fluido e a avaliação de diferentes arranjos de produção-injeção, sempre respeitando as limitações técnicas e econômicas, assim como o número e qualidade limitada de informações.

Já, na Etapa B, os objetivos são obter uma estimativa do número de poços adequada, considerando as funções objetivo do projeto, e suas respectivas condições operacionais, além do cronograma de perfuração e abertura dos mesmos. Para isto, utiliza-se, em um primeiro momento, a entrada simultânea de todos os poços com intuito de obter curvas de produção e injeção, que serão utilizadas diretamente no cálculo da função-objetivo de modo a verificar o potencial dos poços, sob as mesmas condições e, de forma iterativa, buscar através de algoritmos maximizar a função-objetivo, obtendo estratégias com número otimizado de poços. O número de alternativas que devem ser mantidas para a próxima etapa é determinado pela complexidade e importância do projeto. As principais condições operacionais equacionadas são o cronograma de abertura de poços, definindo o início da injeção, além das restrições referentes ao fluxo e seus limites técnicos e econômicos.

Na Etapa C, tem-se a análise de risco que permite avaliar o impacto das incertezas, geológicas e econômicas, na escolha da estratégia de produção. Durante a definição do plano de desenvolvimento, a quantidade e qualidade das informações são bastante limitadas, as quais podem impactar profundamente na avaliação do desempenho do campo. Já, a análise de decisão deve ser realizada levando-se em consideração os objetivos do projeto. Mezzomo (2005) cita, como ferramentas indicadas para esta etapa, a análise gráfica e a teoria da utilidade multi-atributos.

Ravagnani *et al.* (2009) desenvolvem um processo manual de otimização de estratégia de produção, baseado nos trabalhos de Mezzomo (2005) e Santos (2002), com objetivo de estabelecer a quantidade otimizada de poços para a estratégia de produção a partir de uma malha de simulação com alta densidade de poços e, posteriormente, realizando-se a retirada manual de poços produtores e injetores de baixo desempenho, a qual exige a comparação de todos os poços a partir de uma mesma condição. Para isto, os autores introduziram o conceito do Indicador Econômico de Poços (IEP), o qual utiliza somente os custos e receitas relacionados aos próprios poços, desvinculando todos os impostos e investimentos das instalações de superfície do campo, de modo a criar um indicador comparativo para poços para auxiliar na escolha da estratégia de produção.

Dois indicadores foram criados, o Indicador Econômico de Poços Produtores (IEPP), que contabiliza a soma das receitas relacionadas às vendas do óleo e do gás produzidos subtraindo a soma de todos os custos relacionados à produção de óleo, gás e água, além do próprio investimento do poço, e o Indicador Econômico de Poços Injetores (IEPI), o qual, por não possuir nenhuma receita, contabiliza somente os custos relacionados às injeções de água e/ou gás e o investimento do poço.

Os autores introduziram o conceito de Indicador Econômico do Campo (IEC), um indicador equivalente ao VPL, ou seja, a soma de um fluxo de caixa descontado, porém o IEC é aplicado quando todos os poços são abertos simultaneamente, não sendo condizente com a realidade devido à disponibilidade de sondas e recursos.

No início do processo, Ravagnani *et al.* (2009) fazem a retirada de dois a três poços produtores de menor desempenho por rodada de simulação. Esta etapa segue até não se verificar mais um aumento no valor do IEC, definindo-se o número ótimo de poços produtores. Somente após a retirada dos produtores é que se inicia a exclusão dos poços injetores, até se chegar ao máximo IEC. Este processo, apesar de apresentar bons resultados, não é o ideal, pois não leva em consideração à interação entre os poços, devido à retirada de mais de um poço produtor por rodada de simulação, além de se fazer a retirada dos poços injetores somente após a retirada dos produtores. Assim, o processo manual de otimização possui algumas limitações, devido à utilização de algumas simplificações para se reduzir o esforço humano que poderiam ser resolvidas com um processo automatizado.

Nogueira (2008), por outro lado, propõe uma nova abordagem, onde a estratégia de produção é otimizada, utilizando-se um algoritmo genético, simultaneamente em todos os modelos geológicos representativos considerados assim como em todos os cenários econômicos. Esse algoritmo é baseado em um processo sequencial evolutivo, onde as informações obtidas de simulações anteriores a uma etapa são utilizadas para melhorar o processo de otimização.

Bovolenta (2010) cita que não há uma definição clara sobre qual é o melhor processo, manual ou automatizado. O processo manual é viável somente para uma quantidade limitada de testes, porém, conta a favor a experiência do profissional envolvido, a qual influi diretamente na estratégia de produção escolhida. Já no processo automatizado é possível realizar uma infinidade

de testes, fazendo uma varredura muito maior do conjunto solução de uma forma não subjetiva, porém, necessita-se ainda fazer um grande número de simplificações.

Segundo Hayashi (2006), um processo de otimização pode levar a um esforço computacional e humano relativamente grande, principalmente, quando vários modelos devem ser otimizados. Por isso, é importante encontrar um equilíbrio entre o processo de otimização e as demais partes do processo, procurando usar os recursos de forma a melhorar o desempenho de todo o projeto.

3.2 Valor da Informação (VDI)

Existe diversas formas de se mitigar e/ou gerenciar o risco. Entre elas está o VDI e as diversas metodologias desenvolvidas seguindo este conceito, o qual já é muito difundido na indústria de E&P. Diversas metodologias foram desenvolvidas segundo o conceito na fase de exploração do campo, onde a modelagem é mais simples, porém poucas metodologias foram desenvolvidas para a fase de avaliação e desenvolvimento, devido à modelagem complexa e à necessidade de associação com o processo de seleção da estratégia de produção. Alguns exemplos de metodologias desenvolvidas nesta fase são a de Xavier (2004) e, partir deste, os trabalhos de Hayashi (2006) e Bovolenta (2010).

Lohrenz (1988) aplica uma metodologia em quatro exemplos com dois tipos de informações: favoráveis e não favoráveis. O autor ressalta os cuidados que se devem ter com as projeções que a análise do VDI traz e suas consequências nas decisões futuras, especialmente quando a informação é considerada perfeita, ou seja, depois de adquirida, a informação mitiga toda a incerteza em relação a um atributo. Além disso, analisa que o preço do óleo possui grande influência na quantificação do VDI, onde em cenários de baixo preço, as informações são mais relevantes e, portanto, possuem maior valor. Mas, com o aumento do preço, as empresas tendem a antecipar as etapas iniciais de análise do campo, de modo a antecipar a produção e, conseqüentemente, as receitas. É importante ressaltar que este movimento pode levar a desenvolvimentos sub-ótimos, com decisões errôneas nas fases de avaliação e desenvolvimento.

Dunn (1992) descreve uma técnica para o cálculo do valor da informação perfeita a partir de informações obtidas da perfilagem dos poços utilizando conceitos como perda de

oportunidade, expectativa de perda e distribuição de probabilidade (normal, triangular ou uniforme, neste caso). O autor ressalta que a informação somente tem valor se esta tem capacidade para alterar decisões futuras que possam minimizar a perda ou proporcionar ganho financeiro e recomenda que se verifique a sensibilidade do efeito das distribuições no cálculo do VDI.

Em seu trabalho, Clemen (1995) diferencia a informação perfeita da imperfeita no cálculo do VDI, onde a informação perfeita elimina todo tipo de incerteza do atributo, sendo a melhor situação possível. Já a informação imperfeita pode não eliminar totalmente a incerteza, além de estar sujeita a erros. Além disso, ressalta que o valor esperado da informação somente pode ser zero ou positivo, e o valor esperado de qualquer informação deve estar compreendido entre zero e o valor da informação perfeita. Para isto, o autor demonstra algumas das possíveis técnicas para calcular o VDI, como o diagrama de influência e a árvore de decisão.

Xavier (2004) foi um dos primeiros a desenvolver uma metodologia baseado no VDI integrando transformação da árvore de derivação para árvore de decisão, análise de risco, tratamento probabilístico de incertezas geológicas e associando a aquisição da informação com a alteração da estratégia de produção, ou seja, alteração dos equipamentos de subsuperfície e utilização da simulação numérica de fluxo. O autor ressalta ainda que a adição de flexibilidade ao projeto permite uma mitigação maior dos riscos na implantação do mesmo.

Hayashi (2006) aplica os conceitos de VDI e VDF para determinar o valor da flexibilização causado por um atraso no cronograma da definição do projeto para aquisição de novas informações. A metodologia desenvolvida é baseada em Xavier (2004), utilizando os modelos representativos na análise de risco e a simulação numérica de fluxo. Já, na análise de decisão, duas metodologias foram aplicadas, o método do VME e a teoria da utilidade, onde cada alternativa do projeto é considerada como um projeto distinto de um portfólio e a decisão é feita baseada na análise do risco e retorno.

Além disso, em suas observações, a autora ressalta: os valores dos benefícios da flexibilização e da informação tendem a crescer com o aumento do grau de sofisticação do processo, ou seja, o VDI e o VDF são diretamente proporcionais ao número de atributos incertos

utilizados, número de informações adquiridas, e o número de modelos representativos escolhidos e otimizados.

Já Bovolenta (2010) aplicou metodologia baseada em Xavier (2004), porém incluindo o ajuste de poços secos em regiões externas ao reservatório devido à presença de incerteza no modelo estrutural, onde conseguiu estimar com maior precisão o VME da opção sem informação.

Além disso, o autor desenvolveu uma metodologia de otimização automatizada, baseado em Ravagnani *et al.* (2009) onde primeiramente se fez a retirada de poços a partir de um modelo com alta densidade de poços e os poços sendo abertos todos juntos, maximizando-se o IEC e ajustando-se o custo da plataforma automaticamente e, posteriormente, aplicou 12 tipos de cronograma a partir da classificação dos poços utilizando os indicadores IEPP e IEPI e aplicando novamente o algoritmo de retirada de poços, buscando, agora, maximizar o VPL.

As metodologias desenvolvidas para o VDI tem, entre seus benefícios, a mitigação do risco, permitindo que o tomador de decisão minimize o impacto das incertezas optando pela aquisição da informação, que permite desenvolver o campo com instalações de superfície mais favoráveis. Entretanto, a aquisição da informação muitas vezes pode atrasar o cronograma de desenvolvimento, adiando receitas além de não se poder afirmar com segurança que a informação eliminará ou reduzirá drasticamente a incerteza. Além disso, as metodologias desenvolvidas focam na minimização da perda, não explorando a oportunidade da incerteza. Desta forma, neste trabalho, mostra-se como a flexibilização da estratégia de produção pode, além de mitigar o risco, explorar a oportunidade.

3.3 Valor da Flexibilização (VDF)

Conforme descrito no Item 3.2, a flexibilidade pode ser utilizada não só na mitigação do risco, através do gerenciamento da incerteza, ou seja, quando a estratégia flexível deve estar preparada para a produção em cenários que diferem do cenário esperado, mas também pode ser utilizada para explorar a oportunidade gerada pela incerteza. Assim, foi feita uma revisão das metodologias desenvolvidas sobre o valor da flexibilização até o presente momento e que possam servir de base para este trabalho, porém, verificou-se que estas possuem diversas simplificações e não estão associadas diretamente na definição da estratégia de produção.

Segundo Xavier (2004), antes de se proceder à aquisição da informação, baseada na metodologia do VDI, deve-se verificar a possibilidade de adicionar flexibilidade(s) ao projeto, ou seja, deve-se fazer uma variação na estratégia de produção que esteja alocada entre os possíveis cenários. Além disso, a análise do Valor da Flexibilização (VDF) é semelhante à do Valor da Informação (VDI), onde o objetivo agora é determinar se o benefício esperado da flexibilização supera seu custo.

Dezen *et al.* (2002) definem flexibilização como uma propriedade de um plano de desenvolvimento de um campo. A flexibilização permite que uma empresa mude o curso de um projeto quando novas informações são descobertas. Esta habilidade para reagir a informações inesperadas proporciona à gerência tomar decisões que beneficiarão o projeto.

Xavier (2004) ressalta que em sistemas de produção em terra, a flexibilização é facilitada devido ao sistema ser mais simples e acessível proporcionando ao sistema produtivo mais flexibilidade posteriormente à sua definição ou implantação. A flexibilidade pode-se dar tanto pela adição de poços produtores e injetores, quanto pelo aumento da capacidade de circulação e separação de fluidos, e pela introdução de novos equipamentos.

Já no caso de flexibilização em sistemas de produção marítimos, a flexibilização posterior da estratégia possui algumas complicações, pois a possibilidade de alterações, como o aumento no número de poços, é pequena. As dificuldades estão associadas ao limitado espaço disponível no convés das plataformas e/ou FPSO, às limitações de transporte de carga e do arranjo submarino. Assim, a possibilidade de flexibilização da estratégia tem que estar incorporada durante a etapa de avaliação do desenvolvimento.

Begg *et al.* (2002) apresentam quatro circunstâncias em que a flexibilização pode ser empregada:

- Quando a aquisição da informação não é possível;
- Quando é mais barata do que a aquisição da informação;
- Para gerenciar a incerteza residual depois da aquisição da informação;
- Quando aumenta o valor do projeto.

Nos três primeiros casos, o objetivo é de minimizar os riscos (impactos negativos) associados com a incerteza, já no último caso, é explorar a oportunidade a partir da incerteza. Gerenciar incertezas é mais do que eliminar ou reduzir o risco. A utilização da flexibilização em um projeto oferece a oportunidade para agregar valor ao projeto, e o valor da mesma aumenta com o aumento da incerteza (Xavier, 2004).

A Figura 3.3 mostra esquematicamente quando se pode aplicar os conceitos de Valor da Informação (VDI) e Valor da Flexibilização (VDF) na presença de incertezas. Na presença de pouca incerteza, pode-se optar por iniciar imediatamente o desenvolvimento do campo, sem aquisição de novas informações ou implantação de uma flexibilização. Entretanto, quando a incerteza agregada ao projeto é elevada, pode-se desenvolver o campo, sem que este modifique a estratégia de produção ou etapas do desenvolvimento; pode-se obter novas informações e/ou flexibilizar o sistema de produção. Já na presença de grandes incertezas futuras, pode-se gerenciá-las somente através do uso da flexibilização.

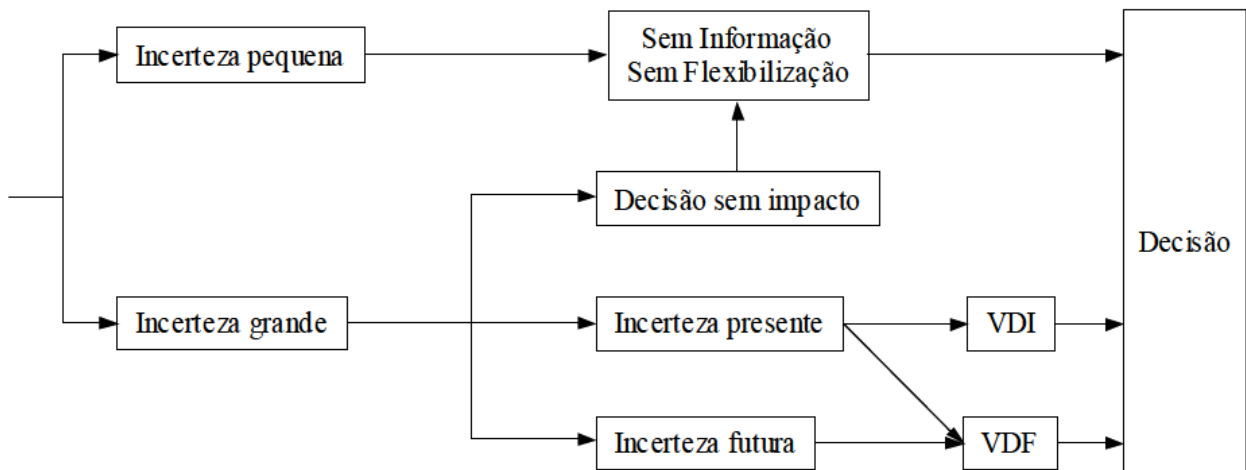


Figura 3.3 – Aplicações do VDI e VDF (Xavier, 2004).

Na fase desenvolvimento, o risco do projeto pode ser reduzido tanto pela obtenção de informações adicionais como pela flexibilização. Contudo, a aquisição de novas informações está diretamente associada a um custo, o que não ocorre necessariamente com a flexibilização.

Segundo Coopersmith & Cunningham (2002), a informação sobre o resultado incerto de um determinado evento pode ser perfeita, se possibilita a resolução completa da incerteza, ou imperfeita, se conduz a uma resolução parcial da incerteza. O valor de uma informação

imperfeita é sempre menor que o valor de uma informação perfeita, que representa o máximo que a informação pode valer.

Analogamente, a flexibilização pode ser completa ou incompleta. A flexibilização completa, por exemplo, corresponde à possibilidade de tornar o dimensionamento do sistema produtivo totalmente flexível, ou seja, após a definição do sistema, diversas alterações podem ser feitas no mesmo, como a adição de novos poços, plataformas ou equipamentos. Já a flexibilização incompleta não possui esta versatilidade, apresentando algumas restrições, sejam elas operacionais, técnicas, ou relacionadas à capacidade de armazenamento e tratamento de fluidos (Xavier, 2004). O cálculo do benefício da flexibilização se dá, assim como no cálculo do VDI, pela diferença entre o VME com flexibilização e o VME sem flexibilização, conforme mostra Equação 3.1

$$VDF = VME_{CF} - VME_{SF} \quad \text{Equação 3.1}$$

A quantificação do benefício da flexibilização na fase de desenvolvimento pode ser muito complexo e demorado, devido ao processo ser probabilístico e à utilização da simulação numérica de fluxo. Nesta fase, este benefício só pode ser calculado através da aplicação de uma estratégia de produção mais adequada considerando todos os cenários possíveis (Xavier, 2004). Portanto, a quantificação do VDF exige que a estratégia de produção seja determinada para cada cenário possível.

Begg *et al.* (2002) descrevem quatro exemplos em seu trabalho, sendo um baseado no VDI e utilizando a árvore de decisão, e outro baseado no VDF porém utilizando uma modelagem totalmente estocástica, a qual, se aplicada na fase de desenvolvimento, necessitaria de grandes simplificações. Os outros dois exemplos lidam com a adição de flexibilidade quando se tem incerteza referente ao tamanho de um aquífero ou quando se tem uma incerteza residual do volume de óleo originalmente *in situ* (VOOIS) após a aquisição de uma informação, os quais são descritos a seguir.

No primeiro exemplo, os autores demonstram o uso da flexibilização no gerenciamento da incerteza na possível presença de um grande aquífero em um projeto de águas profundas, o qual

se de fato existir, não necessitaria da implantação de um sistema de injeção de água para suporte de pressão.

Supondo que existe 60% de chance do aquífero ser grande, não necessitando assim do sistema de injeção, tem-se um VPL de US\$ 350 milhões. No entanto, há 25% de chance de o aquífero ser médio e 15% de ser pequeno, resultando em VPL zero e US\$ 150 milhões negativos, respectivamente. Para eliminar este risco, têm-se duas alternativas: incluir o sistema de injeção de início ou construir uma plataforma com espaço suficiente para implantação do sistema de injeção em uma data futura, caso necessário. Os custos associados às alternativas são:

- Plataforma c/ sistema de injeção: US\$ 1000 milhões
- Plataforma s/ sistema de injeção: US\$ 800 milhões
- Plataforma flexível: US\$ 860 milhões
- Instalação do sistema de injeção: US\$ 160 milhões

Os VPL e respectivas probabilidades de ocorrência de todos os cenários possíveis podem ser vistas na Tabela 3.1

Tabela 3.1 – VPL e probabilidades de ocorrência de cada cenário (Begg et al., 2002).

		Aquífero		
		Grande	Médio	Pequeno
Probabilidade		60 %	25 %	15 %
VPL (US\$ milhões)	Com Injeção	200	150	100
	Sem Injeção	350	0	-150
	Plataforma Flexível	290	130	80

No cenário mais provável, ou seja, na presença de um grande aquífero, o VPL da plataforma flexível é US\$ 60 milhões a menos que a plataforma sem injeção devido ao maior investimento. Já, nos demais cenários, caso o aquífero seja médio ou pequeno, a plataforma com injeção tem maior VPL seguido da opção com flexibilidade, sendo que a diferença entre os dois projetos se dá pelo prêmio que se paga pela alternativa flexível, onde o sistema de injeção é instalado após o início de operação da plataforma. Para determinar a melhor decisão, faz-se a construção da árvore de decisão que é mostrada na Figura 3.4.

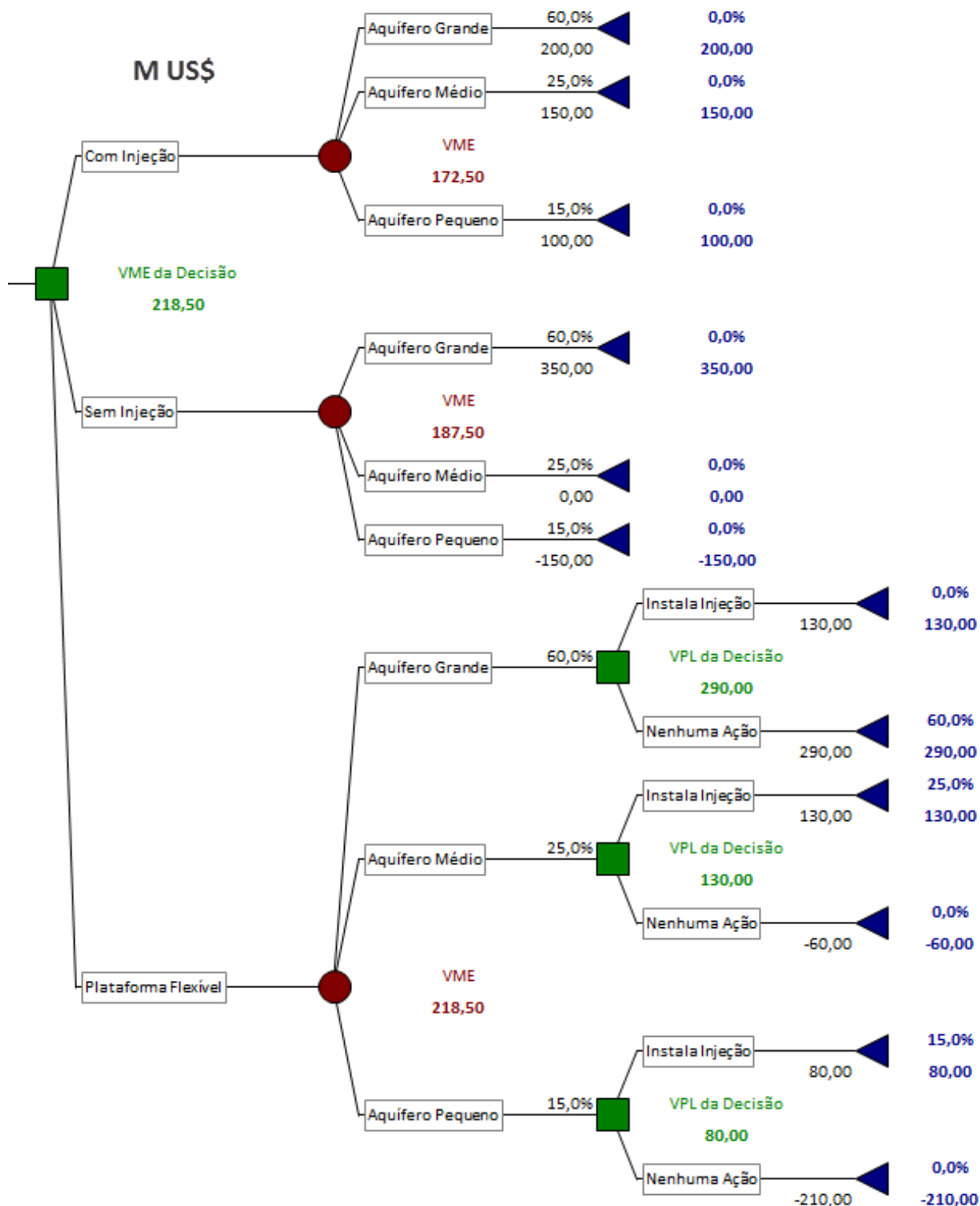


Figura 3.4 – Árvore de decisão da flexibilização do sistema de injeção (Begg et al., 2002).

O VME da plataforma sem injeção é maior do que com a plataforma com injeção, sendo assim escolhida para comparação com a opção flexível, ou seja, este é o VME sem flexibilidade. No entanto, a melhor opção é a opção flexível, onde apesar de não ter o maior VPL em nenhum cenário, possui o maior VME e o VDF se dá pela diferença deste com a opção sem injeção, que é igual á US\$ 31 milhões.

No segundo exemplo, os autores tentam demonstrar como a flexibilidade pode ser utilizada para extrair valor da incerteza, ou seja, explorá-la. Neste exemplo, tem-se incerteza em relação ao VOOIS do campo e foi feito um estudo baseado no VDI onde a escolha se deu por adquirir a informação, após isto se verificou que o VOOIS do campo é próximo ao cenário mediano previamente descrito, porém existe ainda uma incerteza residual, ou seja, o campo é médio-grande, médio ou médio-pequeno. Desta forma, decidiu-se desenvolver o campo com uma única plataforma, com as opções:

- Plataforma média, dado o cenário mais provável;
- Plataforma grande que comporte caso o VOOIS comprovado seja o cenário otimista;
- Plataforma flexível, com capacidade igual à plataforma média, porém com espaço para novos *slots* de poços e aumento na capacidade de produção caso o VOOIS venha a ser o otimista.

Os custos associados às alternativas são:

- Plataforma grande: US\$ 400 milhões
- Plataforma média: US\$ 300 milhões
- Plataforma flexível: US\$ 330 milhões
- Investimento na expansão: US\$ 90 milhões

Os VPL, capacidade de produção e respectivas probabilidades de ocorrência dos cenários são mostrados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – VPL, probabilidades de ocorrência e capacidades de produção dos cenários (Begg *et al.*, 2002).

		VOOIS		
		Médio-Grande	Médio	Médio-Pequeno
Probabilidade		30 %	40 %	30 %
Capacidade de Produção (10 ³ bbl/d)	Plat. Grande	100	60	40
	Plat. Média	60	60	40
	Plat. Flexível	100	60	40
VPL (US\$ milhões)	Plat. Grande	600	200	0
	Plat. Média	300	300	100
	Plat. Flexível	580	270	70

Pela Tabela 3.2, verifica-se que a expansão somente deve ocorrer se o cenário otimista se confirmar. Neste cenário a plataforma grande possui maior VPL, seguido pela plataforma flexível com US\$ 20 milhões a menos, a diferença se dá pelo prêmio da instalação posterior da capacidade de produção e novos poços. Nos demais cenários, a plataforma média possui maior VPL, seguida da plataforma flexível, a diferença aqui se dá pelo custo associado a uma plataforma com a opção da flexibilidade apesar de mesma capacidade produtiva. A árvore de decisão é novamente construída para se verificar a melhor opção (Figura 3.5).

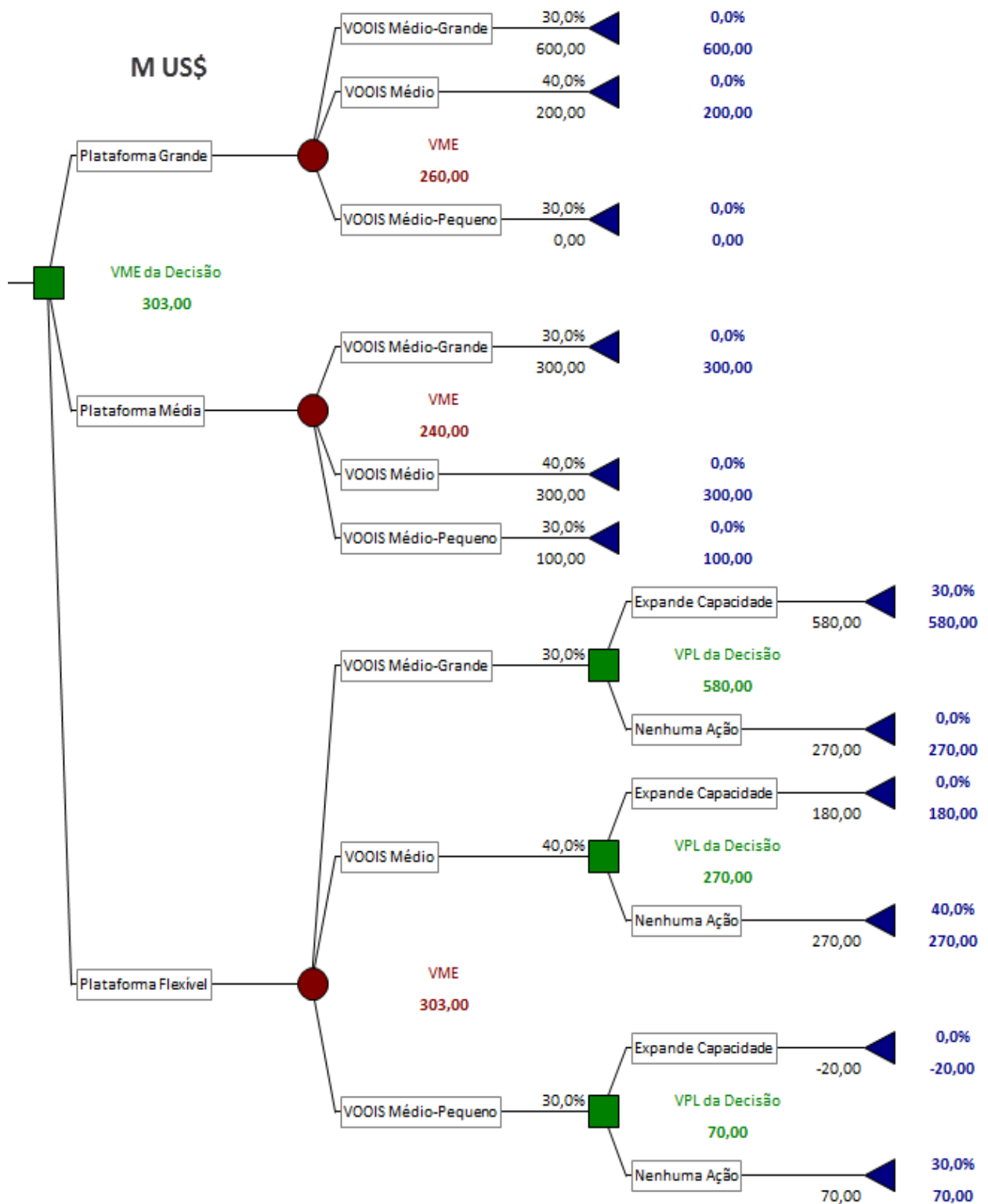


Figura 3.5 – Árvore de decisão da flexibilização da plataforma (Begg et al., 2002).

Comparando-se as opções sem flexibilidade, verifica-se que a plataforma grande é a melhor opção com VME de US\$ 260 milhões, US\$ 20 milhões a mais do que o VME da plataforma média. Já, considerando a flexibilidade, tem-se o maior VME, igual a US\$ 303 milhões e o cálculo do benefício é igual a US\$ 43 milhões, já descontando o custo necessário para expansão do cenário otimista.

Nos exemplos supracitados de Begg *et al.* (2002), tem-se incerteza somente em um atributo por exemplo além de não serem mostradas as alterações, explicitamente, da estratégia de produção. Neste trabalho, no entanto, faz-se a generalização da incerteza para diversos atributos assim como se verificam de que forma estas incertezas e a adição de flexibilidade alteram a estratégia de produção.

Silva & Schiozer (2009) desenvolveram uma metodologia comparando a completção inteligente com a completção convencional. Quatro plataformas com diferentes capacidades e, conseqüentemente, diferentes investimentos são propostas e são otimizadas estratégias para as quatro plataformas utilizando ambos os tipos de completção, ou seja, oito possíveis modelos. Além disso, os autores fazem uma análise de incerteza, alterando o modelo geológico determinístico através da inclusão de falhas e canais de alta permeabilidade. Concluem que não houve um ganho expressivo no projeto, o qual pode não cobrir o investimento adicional. Observaram, da análise de incerteza, que a completção inteligente apresentou melhores resultados em plataformas menores, pois a produção é mais eficiente, minimizando a restrição de baixa capacidade de produção com o aumento da utilização da capacidade instalada.

Sampaio *et al.* (2011) também fazem uma comparação entre completção inteligente e convencional para três casos: óleo leve em reservatório com baixa heterogeneidade, óleo leve e alta heterogeneidade e óleo pesado e alta heterogeneidade. Os autores concluem que o ganho devido à completção inteligente pode não cobrir o investimento adicional. Porém ressaltam que o benefício da completção inteligente pode ser maior caso sejam consideradas incertezas técnicas e geológicas.

Apesar do conceito do VDF ser relativamente simples, sua aplicação na fase de avaliação e desenvolvimento do campo pode tornar-se complexa, inviabilizando sua quantificação na prática. Não se encontrou na literatura um trabalho com uma metodologia clara de cálculo do VDF que

incorpora a escolha da estratégia de produção, a análise de risco para diversos atributos geológicos incertos e a utilização da simulação numérica de fluxo como ferramenta. Desta forma, o objetivo do presente trabalho é de apresentar uma metodologia viável de quantificação do VDF para a fase de avaliação de campos de petróleo, fazendo-se simplificações, se necessárias, que possibilitem este desenvolvimento e mantenha a confiabilidade no processo.

4. METODOLOGIA

Neste capítulo, descreve-se a metodologia do trabalho, separada em metodologia geral e metodologia de otimização de estratégia de produção.

4.1 Metodologia Geral da Dissertação

A metodologia para estimar o valor da flexibilização (VDF) baseia-se na utilizada por Xavier (2004) desenvolvida para calcular o valor da informação (VDI). Entretanto, há algumas diferenças que serão relatadas a seguir.

Os passos são os seguintes:

Etapa 1 – Definição do modelo e otimização do caso base

Esta etapa consiste em definir o modelo de simulação e as incertezas associadas com suas respectivas probabilidades de ocorrência. O caso base é definido como o modelo com todas as incertezas no nível mais provável (modelo determinístico). No caso de cenários representados por imagens equiprováveis, pode-se escolher uma imagem que represente um valor intermediário através de um indicador selecionado. A descrição do modelo de simulação, seus atributos incertos e respectivas probabilidades de ocorrência são apresentadas no Item 5.2. A estratégia de produção deste modelo deve ser otimizada baseada em uma função-objetivo, no caso o VPL (método de otimização é descrito no Item 4.2).

Etapa 2 – Análise de sensibilidade

Esta etapa visa definir quais atributos incertos tem maior impacto no VPL do campo de forma a classificá-los para serem observados na Etapa 7, onde a flexibilização da estratégia de produção tenta, em uma de suas aplicações, minimizar este impacto.

Etapa 3 – Curva de risco inicial

A estratégia de produção otimizada do caso base é aplicada a diversos cenários sorteados através da técnica de amostragem hipercubo latino discretizado, escolhido neste trabalho por

apresentar melhores resultados, considerando-se a precisão e número necessário de sorteios (Risso *et al.*, 2011). Os vários cenários gerados são submetidos à simulação numérica de fluxo. Os indicadores técnico-econômicos (VPL, Np, Wp e FR) são tratados estatisticamente a fim de elaborar curvas de risco iniciais e de quantificar o retorno (VME) e o risco envolvidos no projeto. Estas são as curvas iniciais pois são feitas com a estratégia do modelo base.

Etapa 4 – Seleção dos MR

A partir das simulações de todos os modelos sorteados na Etapa 3, os resultados são organizados em quatro gráficos utilizando dois indicadores técnico-econômicos: VPL x Np, VPL, Wp, VPL x FR e Np x Wp. Os MR são selecionados visando garantir a alta variabilidade dos indicadores, assim como a variabilidade dos atributos incertos.

Etapa 5 – Otimização das estratégias de produção para cada MR

Após seleção dos MR, faz-se necessário a otimização das estratégias de produção associada a cada MR. A metodologia de otimização das estratégias dos MR é a mesma utilizada para otimização da estratégia associada ao caso base.

Etapa 6 – Escolha da estratégia sem flexibilização

As estratégias otimizadas na Etapa 5 são submetidas à simulação de fluxo sendo aplicadas em todos os modelos geológicos gerados na Etapa 3, compondo, cada estratégia, uma curva de risco associada. Analisam-se as estratégias de produção através de análise de risco e retorno, escolhendo somente uma que seria a estratégia selecionada sem a consideração de flexibilidade. Esta estratégia é usada, então, para se verificar a possibilidade de flexibilização.

Etapa 7 – Análise de potencial de flexibilização

Verificam-se indicadores técnicos e econômicos para escolha de restrições que estão limitando o desempenho da estratégia de produção nos diferentes cenários (curvas de desempenho dos campos, grupos e poços utilizados), identificando quais flexibilidades têm potencial para melhorar os indicadores de desempenho da estratégia.

A flexibilização visa melhorar a relação de risco e retorno. Desta forma, a flexibilização tem como objetivo duas alternativas: mitigar o risco ou aumentar o valor do projeto. As opções, em geral, são mutuamente exclusivas, pois caso o valor do projeto aumente ao mesmo tempo em

que o risco diminua, a opção é considerada uma otimização e passa a corresponder à estratégia sem flexibilização. Dependendo dos objetivos da empresa, pode-se escolher uma combinação dessas alternativas.

A análise de potencial visando minimizar o risco se inicia a partir do pressuposto que o tomador de decisão, avesso ao risco, gostaria de garantir os ganhos mais altos possíveis para os modelos mais pessimistas com baixo investimento, mas, ao mesmo tempo, poder obter ganhos maiores caso, durante a produção, cenários mais otimistas do que ele esperava venham a acontecer. Já no caso onde a flexibilização visa aumentar o valor do projeto, parte-se do pressuposto que o tomador de decisão, agora neutro ou propenso ao risco, está disposto a investir mais, porém sem expor o capital o suficiente para utilizar uma plataforma grande desde o início, recorrendo assim à flexibilidade.

Etapa 8 – Estimativa de valor de flexibilização

Para cada potencial flexibilidade, reaplica-se a metodologia de otimização considerando a flexibilidade de forma a verificar se esta permite uma diferente configuração no número de poços para a estratégia. Definida a estratégia flexível ótima, os benefícios são analisados comparando as estratégias com e sem flexibilidade a partir dos seguintes pontos:

- Qualitativamente, analisando a forma que a flexibilidade auxilia na produção em diversos cenários.
- VDF tradicional. Os componentes da Equação 3.1 são estimados a partir das curvas de risco para as estratégias sem flexibilidade e com flexibilidade, através da Equação 2.2.

$$VME_{SF} = VME_{PE} \quad \text{Equação 4.1}$$

$$VME_{CF} = VME_{PF} \quad \text{Equação 4.2}$$

onde: VME_{PE} – valor monetário esperado do projeto estático, sem flexibilidade

VME_{PF} – valor monetário esperado do projeto flexível

- VDF considerando o risco. Este conceito é introduzido, pois o VDF tradicional só analisa o retorno das estratégias e a flexibilização da estratégia de produção visa melhorar a relação de risco e retorno do projeto, sendo mostrado pela Equação 4.3.

$$VDF = U_{PF} - U_{PE} \quad \text{Equação 4.3}$$

onde: U_{PF} – utilidade do projeto flexível;

U_{PE} – utilidade do projeto estático (sem flexibilidade).

Os valores de U_{PF} e U_{PE} são estimados através da Equação 2.10, onde a utilidade é o valor da função quando a reta passa pelo ponto que representa a estratégia de produção dentro do gráfico de risco e retorno utilizando o mesmo fator de aversão ao risco w .

4.2 Metodologia de Otimização da Estratégia de Produção Determinística

A metodologia de otimização assistida utilizada neste trabalho é composta por passos manuais e automáticos a fim de maximizar uma função objetivo, neste trabalho o VPL, sendo aplicada tanto na otimização do caso base como na otimização de todos os MR selecionados. A metodologia consiste de cinco fases principais, as quais são apresentadas na Figura 4.1, sendo detalhadas posteriormente. O processo de otimização escolhido aqui é muito importante para que se possa obter o máximo potencial de cada estratégia selecionada. Várias etapas adicionais poderiam ser acrescentadas às etapas descritas aqui para melhorar ainda mais os indicadores do campo, mas, neste trabalho, o objetivo é apenas mostrar a metodologia de estimativa de valor de flexibilização e, por isso, foi realizado um processo de otimização assistido simplificado, apenas com as etapas principais do processo. Na prática, as etapas devem ser escolhidas de acordo com os objetivos do estudo.

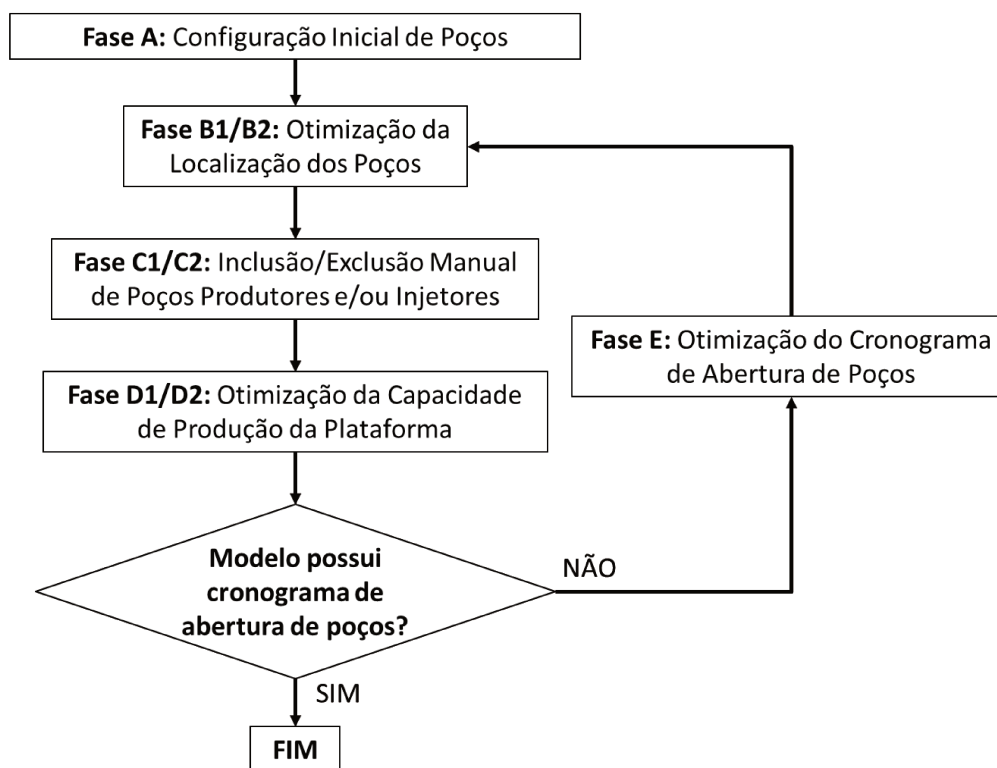


Figura 4.1 – Diagrama da metodologia de otimização.

Fase A: Configuração Inicial de Poços

Segundo Santos (2002), uma maneira de estabelecer um arranjo ótimo de poços em um reservatório é através do preenchimento deste com uma grande quantidade de poços e eliminação progressiva dos poços com baixo desempenho, os quais afetam negativamente a função-objetivo. Desta forma, tem-se, inicialmente, o preenchimento da malha com poços, visando garantir que, ao fim desta fase, todas as regiões do reservatório sejam testadas quanto ao seu potencial de produção. Nesta fase, o número inicial de poços é bem superior ao número ótimo esperado, cobrindo assim todas as regiões do reservatório. Além disso, os poços devem ser abertos na mesma data, de maneira a se estabelecer um critério de comparação. Devido à abertura simultânea dos poços não corresponder à realidade, a função-objetivo utilizada é o IEC, indicador detalhado no Item 3.1.

A Figura 4.2 mostra o fluxograma com a descrição do funcionamento do algoritmo de retirada de poços.

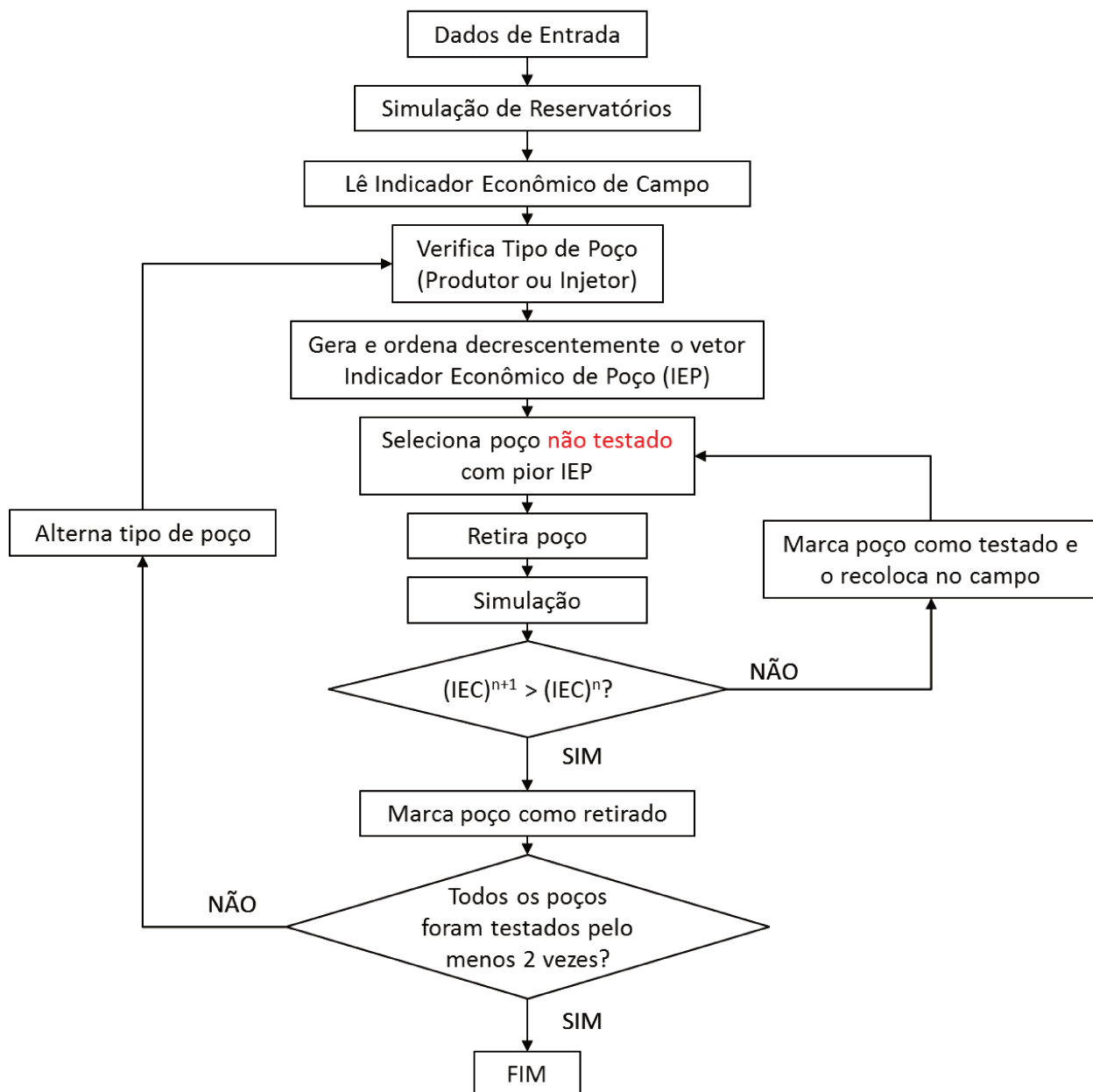


Figura 4.2 – Fluxograma do algoritmo de retirada de poços.

Fase B: Otimização da Localização dos Poços

Após a retirada de poços, tem-se uma noção do potencial de produção de todas as regiões do reservatório, além de uma estimativa da quantidade ótima de poços produtores e injetores que o modelo deve conter. No entanto, os poços podem não estar alocados em suas localizações

ótimas. Desta forma, faz-se necessário otimizar a localização de todos os poços. Para isto, faz-se a visualização dos poços restantes da Fase A e configura-se a variação da localização das completções de cada poço dentro do modelo de simulação sempre respeitando os limites do reservatório, da falha selante, se presente, e dos demais poços adjacentes.

Esta fase da metodologia é realizada utilizando o software CMG[®] CMOST[®], onde se faz a demarcação dos blocos de simulação em que cada poço pode variar e configura-se uma função-objetivo semelhante ao VPL, porém simplificada, já que não se considera os investimentos feitos no campo e os descontos feitos através dos impostos. Mesmo simplificada, a função é suficiente para caracterizar as relações entre receitas e custos descontados ao longo do tempo, já que não há alterações significativas na estratégia de produção que poderiam afetar o investimento inicial. A função-objetivo é mostrada pela Equação 4.4.

$$Função_{Econômica} = \sum_{j=1}^N \frac{Receitas_j - C.Prod. \text{Óleo}_j - C.Prod. \text{Água}_j - C.Inj_j}{(1+r)^{tj}} \quad \text{Equação 4.4}$$

onde: *Receitas* – vazão de óleo multiplicado pelo preço;

C.Prod.Óleo – vazão de óleo multiplicada pelo custo de produção do óleo;

C.Prod.Água – vazão de água multiplicada pelo custo de produção de água;

C.Inj. – vazão de injeção multiplicada pelo custo de injeção de água;

r – taxa de desconto;

j – intervalo de cada fluxo de receitas ou custos;

tj – tempo relativo ao intervalo *i*.

O método de otimização utilizado pelo programa é o DECE (Exploração Planejada e Evolução Controlada, na sigla em inglês). O método é um processo de otimização iterativo onde aplica os estágios de Exploração Planejada e Evolução Controlada sequencialmente. No primeiro estágio, o objetivo é explorar o espaço de busca para encontrar o máximo de informação sobre o espaço solução. No segundo estágio, uma análise estatística é realizada nos resultados das

simulações obtidos no estágio anterior e determina-se se existe a chance de melhorar a solução se certos valores forem rejeitados. Para minimizar a possibilidade de chegar a mínimos locais, os valores rejeitados são testados eventualmente pelo algoritmo e incorporados caso a rejeição não permaneça válida.

Fase C: Inclusão/Exclusão Manual de Poços

Nesta fase do processo, após a otimização da localização dos poços, utiliza-se a iteração que maximizou a função-objetivo da Fase B e verifica-se, através das curvas de desempenho do campo e dos poços, se é possível, manualmente, incluir mais poços produtores ou injetores, ou ainda retirar poços. As possibilidades de alterações que impactem positivamente a função-objetivo são mais escassas. Porém, esta fase é importante para se verificar o comportamento do campo e dos poços com a estratégia de produção atual e pode servir como embasamento para sugerir flexibilidades passíveis de serem testadas na Etapa 7 da metodologia geral da dissertação.

Fase D: Otimização da Capacidade de Produção

Esta fase é realizada com objetivo de se obter uma relação ótima entre o investimento necessário para a plataforma e sua capacidade, de modo a maximizar a função-objetivo. Para isto, são criados diversos arquivos de entrada do simulador, onde cada arquivo possui uma capacidade de produção. Cada arquivo de entrada está associado a um arquivo de dados econômicos, o qual possui o investimento em plataforma de acordo a capacidade escolhida, conforme a Equação 5.1. A importância desta fase aumenta após a otimização do cronograma de abertura de poços, pois o crescimento da curva de produção até o patamar máximo de produção (chamado *plateau*) é alterado, já que os poços não tem mais abertura simultânea na data de referência. Desta forma, é possível que do ponto de vista econômico, a capacidade ótima da plataforma para a estratégia não seja a inicial.

Fase E: Otimização do Cronograma de Abertura

Esta fase é realizada baseada na metodologia desenvolvida por Bovolenta (2010), porém com algumas alterações que serão detalhadas. As opções de cronograma podem ser observadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Cronograma de abertura de poços.

Opção 1.1	Abertura alternada de 1 poço produtor e 1 injetor.
Opção 1.2	Abertura alternada de 1 poço produtor e 2 injetores.
Opção 2.1	Abertura alternada de 2 poços produtores e 1 injetor.

Bovolenta (2010) também define quatro alternativas de classificação dos poços na escolha de qual poço de cada tipo, produtor ou injetor, deve ser priorizado, de acordo com seu desempenho. Estas alternativas são mostradas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Opções de priorização no cronograma de abertura.

Opção 1	Poços Produtores: dos melhores para os piores. Poços Injetores: dos melhores para os piores.
Opção 2	Poços Produtores: dos piores para os melhores. Poços Injetores: dos piores para os melhores.
Opção 3	Poços Produtores: dos piores para os melhores. Poços Injetores: dos melhores para os piores.
Opção 4	Poços Produtores: dos melhores para os piores. Poços Injetores: dos piores para os melhores.

As opções de abertura podem ser combinadas com quaisquer opções de priorização, obtendo assim doze possíveis cronogramas. A escolha da opção de cronograma se dá por aquele que maximize o VPL do campo. É importante ressaltar que a tendência é que qualquer opção de cronograma tenha um valor de VPL inferior ao IEC, pois este considera a abertura simultânea de todos os poços, sem levar em consideração as restrições de disponibilidade de sondas e de recurso; além disso, com todos os poços sendo abertos ao mesmo tempo, há antecipação das receitas, aumentando o valor do IEC.

Como critério de comparação dos poços, utiliza-se o IEPP como forma de classificar os poços produtores, já que estes geram receitas e assim, quanto maior o IEPP, maior o lucro obtido no poço analisado, porém, diferentemente de Bovolenta (2010), não se utiliza o IEPI para os poços injetores, pois este indicador assume que o melhor poço injetor é aquele que possui o maior

valor de IEPI em módulo, ou seja, o poço que injetou maior volume e mais rapidamente, sem levar em conta como essa injeção teve reflexo no desempenho do campo. Desta forma, utiliza-se como critério de comparação a diferença em módulo do IEC ao se retirar o poço injetor com o IEC original, o que significa que o melhor poço é aquele que, ao ser retirado, tenha o maior impacto no IEC.

Após a otimização do cronograma de abertura, realizam-se novamente as Fases B, C e D desta metodologia a fim de se verificar que a estratégia de produção está, de fato, otimizada considerando agora todas as restrições, tendo como resultado uma estratégia viável. Como as etapas são dependentes, este processo poderia ser repetido várias vezes até a estabilização do máximo VPL; neste trabalho, entretanto, são realizados apenas duas iterações, uma com IEC e outra com VPL.

5. APLICAÇÃO

Neste capítulo, são apresentados os modelos geológico e econômico utilizados para avaliar a metodologia descrita no capítulo anterior, sendo utilizado um modelo probabilístico para as propriedades do reservatório, detalhando-se os atributos geológicos que apresentam incerteza e suas probabilidades de ocorrência.

5.1 Descrição do Modelo de Simulação

O modelo utilizado para a validação desta metodologia é um modelo sintético baseado no Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, mostrado na Figura 5.1, com um histórico de produção de 1470 dias para quatro poços produtores verticais.

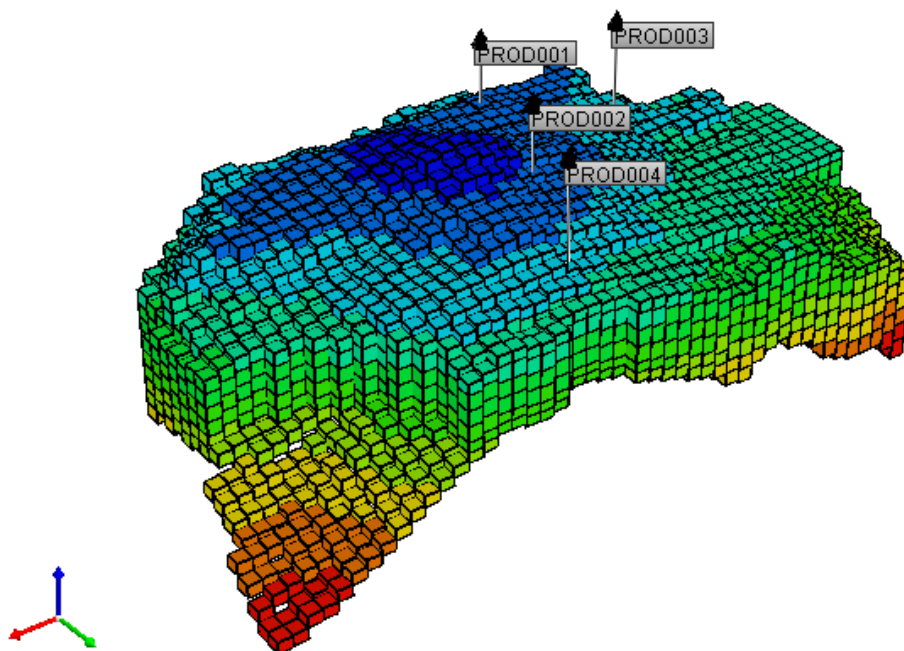


Figura 5.1 – Vista 3D do modelo sintético utilizado.

No modelo supracitado, nove atributos geológicos são considerados incertos: permeabilidade horizontal, permeabilidade vertical, porosidade, compressibilidade da rocha,

permeabilidade relativa, PVT, contato óleo-água, espessura porosa e o modelo estrutural. Os valores para cada atributo e suas respectivas probabilidades de ocorrência estão detalhados no Item 5.2.

A previsão de produção de cada estratégia para cada opção de cronograma de abertura de poços da mesma estratégia foi obtida com o auxílio do simulador comercial CMG[®] IMEX[®] 2009, do tipo *Black-oil*. A malha de simulação é composta de 51x28x6 blocos, totalizando 8568 blocos de simulação. Cada bloco possui dimensões de 150 m x 150 m, com espessura variável.

Como o modelo possui histórico de produção de 1470 dias, assume-se a data de referência para atualização dos fluxos de caixa de 1500 dias, sendo a previsão feita após esta data. A data de fim de simulação é definida como a data que apresenta VPL máximo. A data final de simulação é de 10950 dias, ou seja, 30 anos, duração típica de projetos de E&P. É importante ressaltar que por possuir histórico de produção, a previsão da produção se inicia somente após o fim do histórico e não se considera no cálculo do VPL nenhum investimento realizado anterior a esta data.

5.2 Atributos Incertos

Conforme citado anteriormente, são utilizados, neste trabalho, nove atributos incertos. Todos os atributos estão divididos em três níveis de incerteza, sendo estes os níveis: pessimista, provável e otimista. As incertezas dos atributos permeabilidade horizontal e vertical, porosidade e espessura porosa são definidas em seus cenários pessimista e otimista como um fator de multiplicação dos valores apresentados para o cenário mais provável. Os demais atributos (modelo estrutural, permeabilidade relativa, PVT, contato óleo-água e compressibilidade da rocha) possuem diferentes valores para cada cenário.

5.2.1 Modelo Estrutural

O primeiro atributo incerto se refere ao modelo estrutural. No início do desenvolvimento do campo, não se tem certeza quanto a sua dimensão. Desta forma, verifica-se no cenário pessimista a presença de um único bloco menor, já no cenário provável, o modelo possui dois blocos separados por uma falha selante e para o cenário otimista, o modelo apresenta os dois blocos em

comunicação, ou seja, com a falha possuindo transmissibilidade igual a um. As Figuras 5.2 a 5.4 apresentam a visualização dos três cenários.

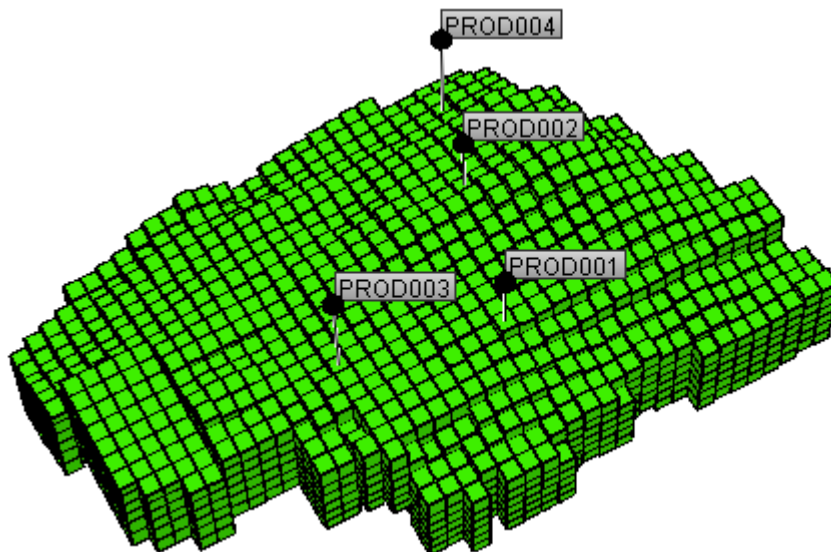


Figura 5.2 – Modelo estrutural para o cenário pessimista.

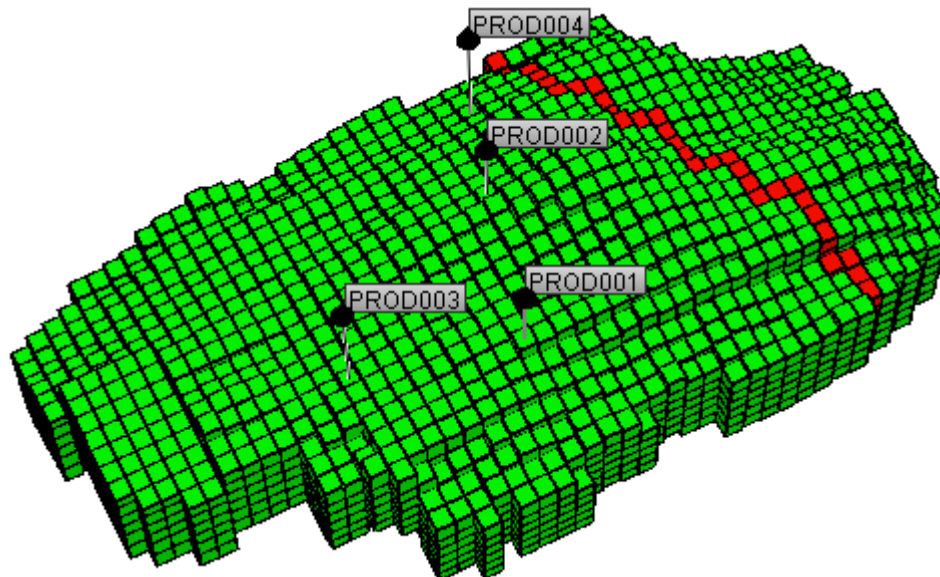


Figura 5.3 – Modelo estrutural para o cenário provável.

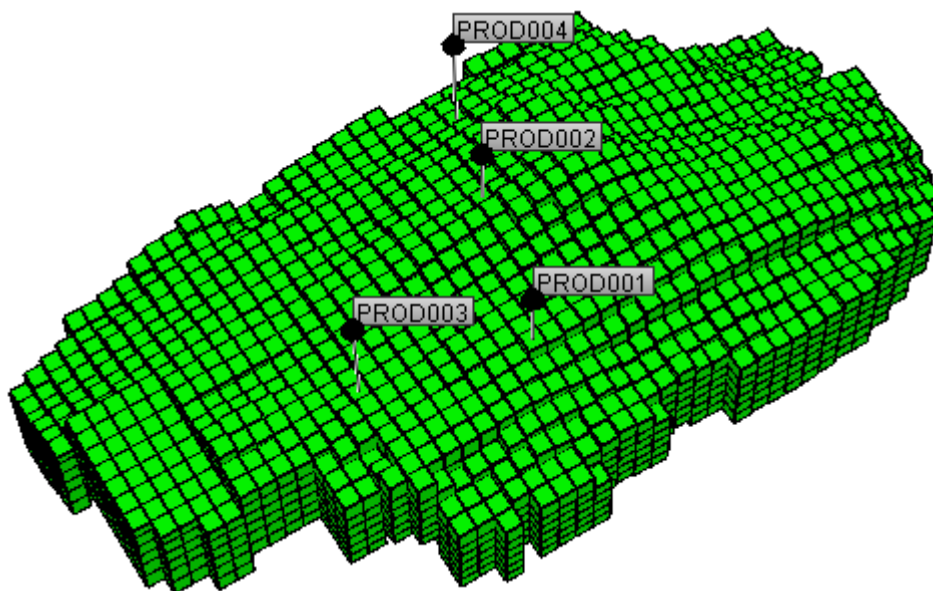


Figura 5.4 – Modelo estrutural para o cenário otimista.

A incerteza no modelo estrutural impacta não somente o volume de óleo originalmente *in situ* (VOOIS) como influi diretamente a Fase A da metodologia de otimização da estratégia de produção. Durante o adensamento da malha de simulação, como o cenário pessimista possui área menor é necessário, portanto, um menor número de poços. Desta forma, a Fase A possui duas configurações iniciais, apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Número inicial de poços utilizados na Fase A.

Modelo Estrutural	Número de Poços		
	Produtores	Injetores	Total
Pessimista	61	61	122
Provável/Otimista	70	79	149

5.2.2 Porosidade

A Figura 5.5 mostra o mapa de porosidade para o cenário provável. Observam-se zonas de alta porosidade circundadas por zonas de porosidade mais baixa, sendo a porosidade mais elevada nas camadas menos profundas. Observa-se também na primeira camada, uma zona de alta porosidade sendo a região com maior volume de óleo inicial, o que justifica a maior densidade de poços produtores nesta camada. Nas três camadas subsequentes, há uma

distribuição similar de porosidade. Nas camadas inferiores, há uma redução mais acentuada da porosidade, não justificando assim, a presença de poços produtores além do poço produtor PROD001, o qual possui histórico de produção e, portanto, não pode ser retirado.

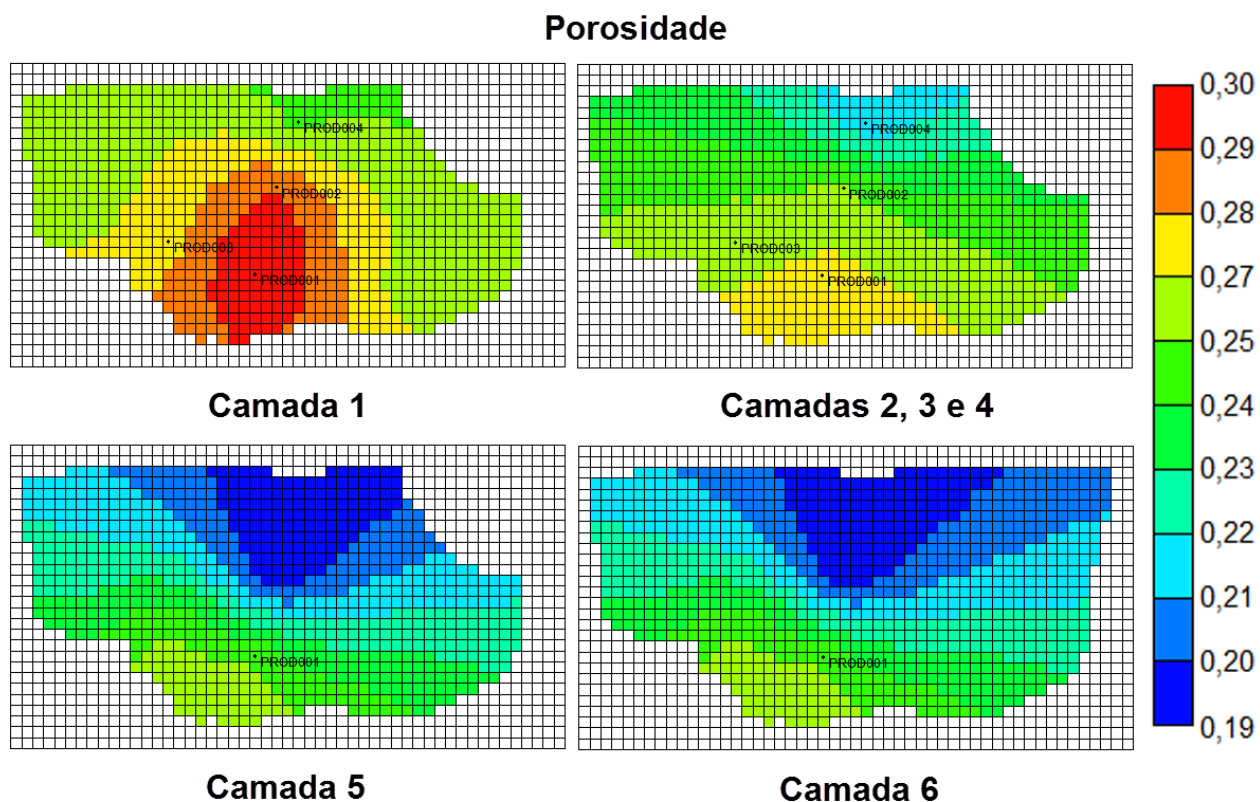


Figura 5.5 – Mapa de porosidade para o cenário provável.

5.2.3 Permeabilidade

A Figura 5.6 apresenta a permeabilidade horizontal para as diversas camadas para o cenário provável. Comparando os mapas, é possível observar que a distribuição de permeabilidade é similar à distribuição de porosidade, sendo mais elevada na primeira camada e muito similar nas três camadas subsequentes. Além disso, as últimas camadas apresentam permeabilidades muito inferiores, não havendo, portanto, densidade de poços produtores. As camadas 5 e 6 apresentam as piores propriedades de rocha reservatório do modelo. Um indicativo da heterogeneidade do campo é a variação da zona de menor permeabilidade para a zona de maior permeabilidade, sendo esta mais de 21 vezes maior. A permeabilidade vertical é definida como um décimo da

permeabilidade horizontal, mantendo o mesmo tipo de distribuição por camadas, comprovando assim, a alta heterogeneidade do reservatório.

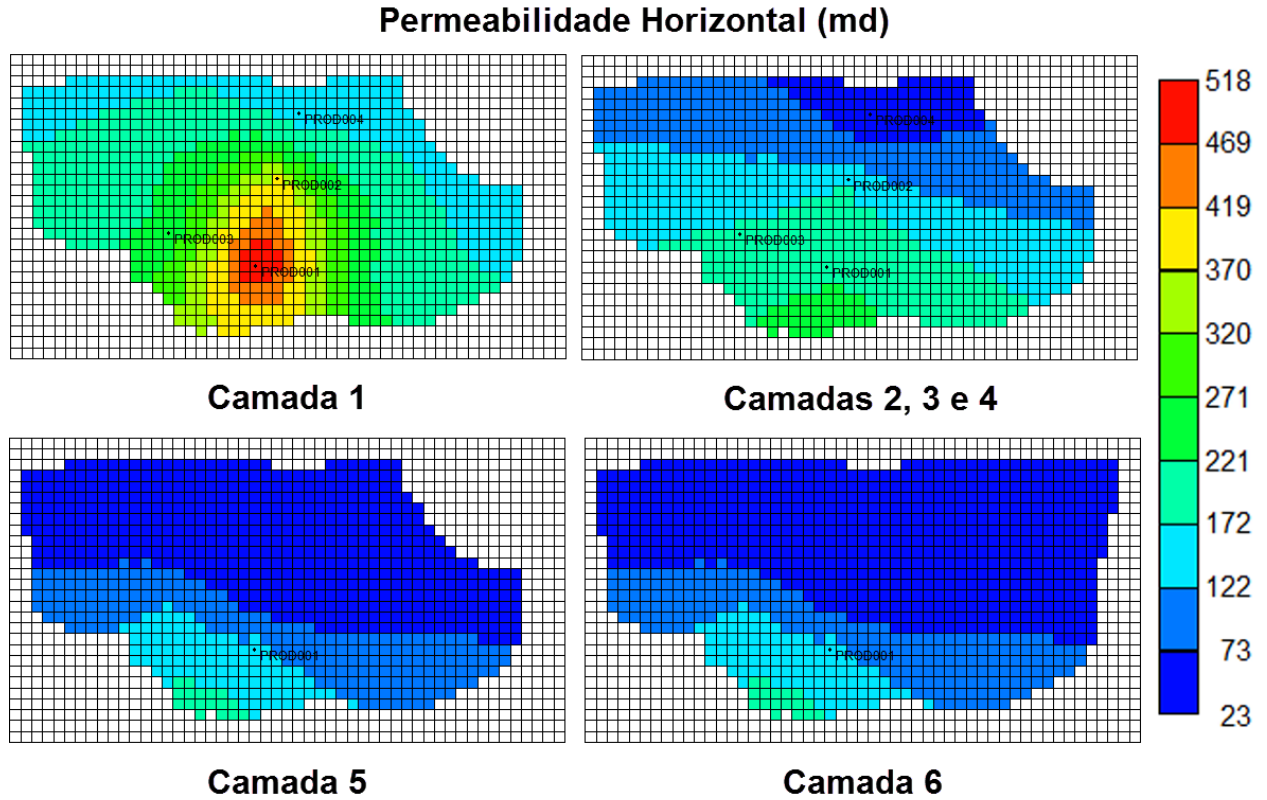


Figura 5.6 – Mapa de permeabilidade horizontal para o cenário provável.

5.2.4 Espessura Porosa

A Figura 5.7 mostra a distribuição da espessura porosa para o reservatório. Verifica-se que a espessura porosa possui uma distribuição de uma zona com alto valor do atributo, próxima ao poço produtor PROD003, circundado por zonas com espessura porosa inferior. Diferentemente da distribuição de permeabilidade horizontal, as camadas inferiores possuem alto valor de espessura porosa em algumas regiões.

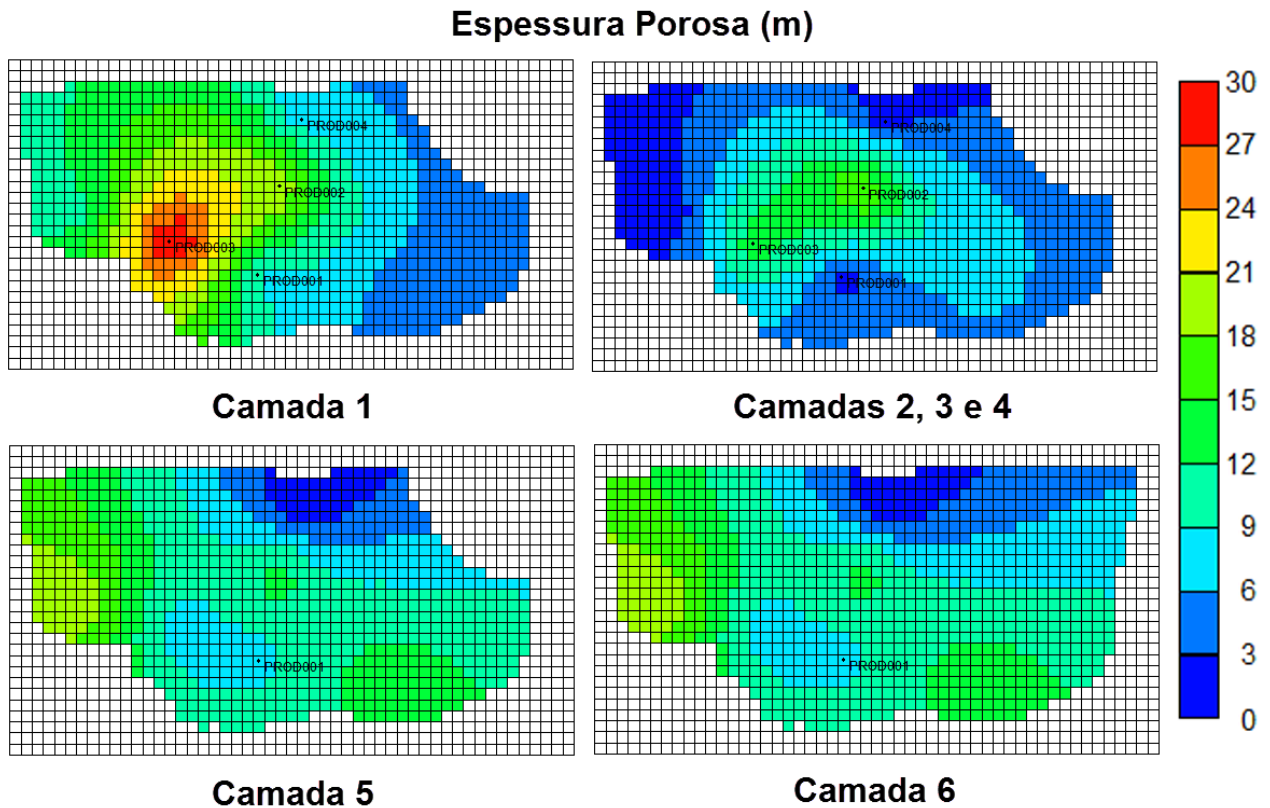


Figura 5.7 – Mapa da espessura porosa (m) para o cenário provável.

5.2.5 Permeabilidade Relativa

Para a composição do modelo base, considera-se uma curva de permeabilidade relativa óleo-água como mostra Figura 5.8. O arenito utilizado é molhável preferencialmente à água e possui saturação de água conata (S_{wi}) de 17%. Nesta saturação, a permeabilidade relativa ao óleo é elevada e se reduz conforme a chegada das frentes de injeção.

As curvas de permeabilidade relativa dos demais cenários, pessimista e otimista, são mostradas nas Figuras 5.9 e 5.10, respectivamente.

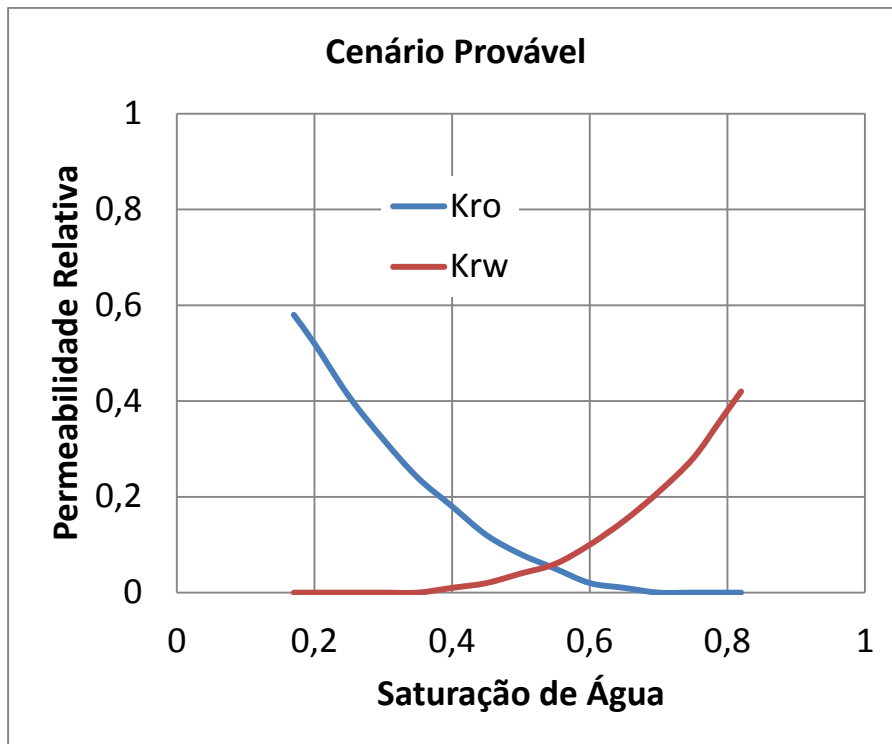


Figura 5.8 – Curva de permeabilidade relativa para o cenário provável.

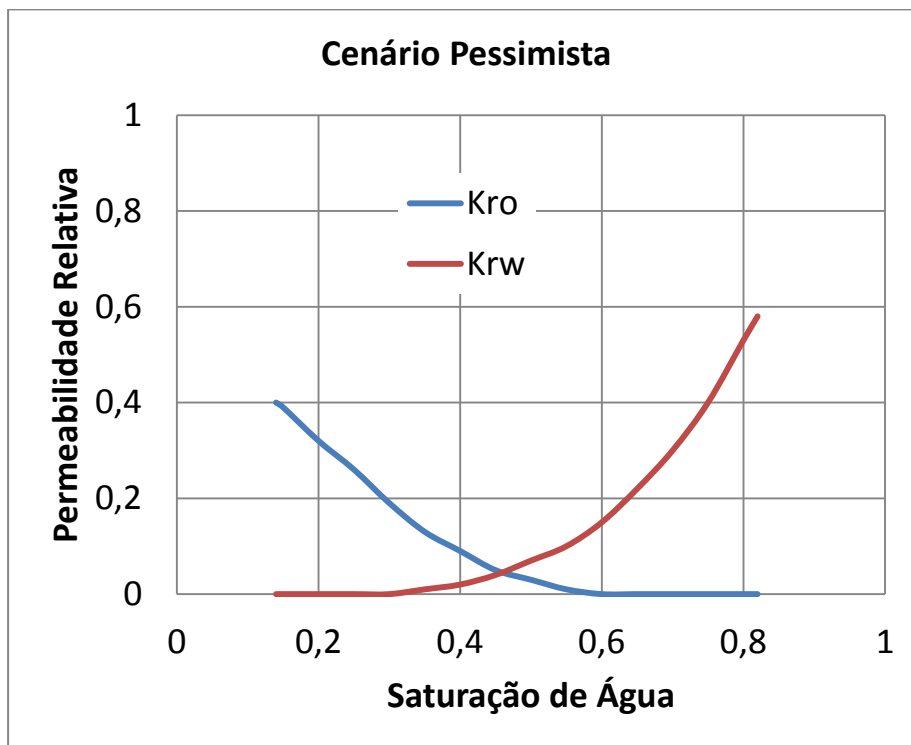


Figura 5.9 – Curva de permeabilidade relativa para o cenário pessimista.

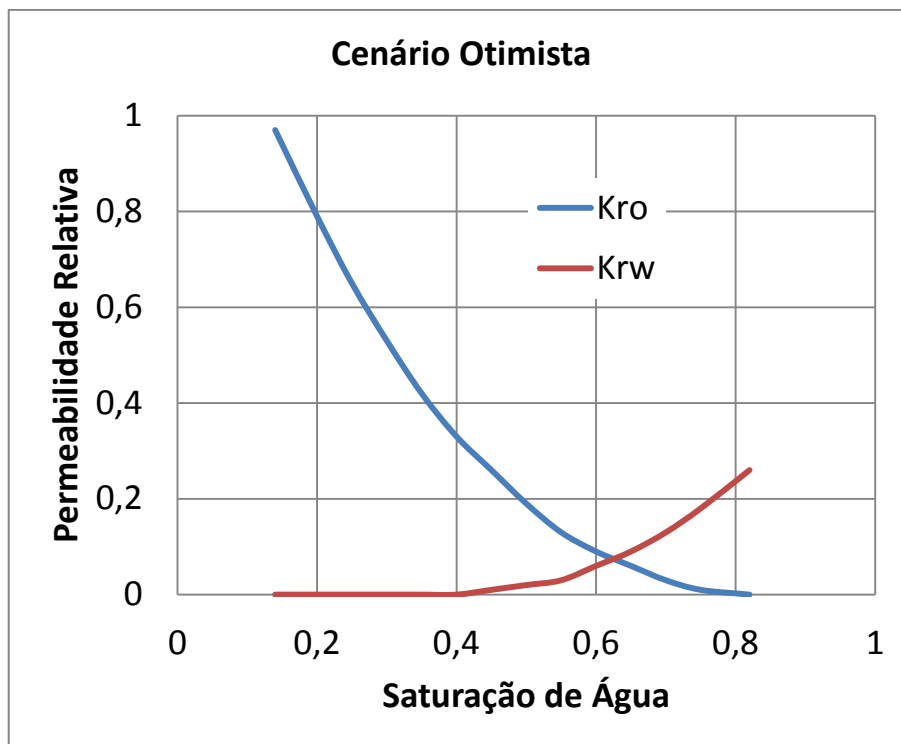


Figura 5.10 – Curva de permeabilidade relativa para o cenário otimista.

Observa-se no cenário pessimista que, na saturação de água conata, a permeabilidade relativa do óleo é inferior aos demais cenários, dificultando, desta forma, o fluxo de óleo no meio poroso. Além disso, a permeabilidade relativa ao óleo decresce rapidamente ao mesmo tempo em que a permeabilidade relativa à água aumenta, favorecendo o fluxo de água em detrimento do fluxo de óleo. Já, no cenário otimista, tem-se a situação ideal, com alta permeabilidade relativa ao óleo em baixas saturações de água e aumento menor da permeabilidade relativa à água com a frente de injeção.

5.2.6 PVT

O óleo utilizado no modelo é leve, 28 °API, e, à pressão inicial, apresenta um alto fator volume de formação e uma alta razão de solubilidade do gás, característica de um óleo com alta taxa de encolhimento. Além disso, a viscosidade do óleo é baixa, facilitando o fluxo. A análise PVT do óleo é apresentada nas Tabelas 5.2, 5.3 e 5.4 para os cenários pessimista, provável e otimista, respectivamente.

Tabela 5.2 – Análise PVT para o cenário pessimista.

p (kgf/cm²)	R_s (m³/m³std)	B_o (m³/m³std)	B_g (m³/m³std)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	c_o (kgf/cm²)⁻¹
16,0	20,30	1,134	0,0753	2,380	0,0119	1,56E-04
36,2	32,18	1,161	0,0321	1,950	0,0126	1,56E-04
61,0	46,48	1,206	0,0185	1,670	0,0141	1,56E-04
71,4	50,03	1,207	0,0154	1,600	0,0144	1,56E-04
106,5	67,88	1,254	0,0101	1,320	0,0161	1,56E-04
141,7	85,73	1,300	0,0075	1,320	0,0179	1,56E-04
176,8	103,57	1,347	0,0060	1,320	0,0196	1,56E-04
194,4	112,50	1,370	0,0055	1,310	0,0205	1,56E-04
213,3	121,99	1,395	0,0050	1,300	0,0215	1,56E-04
226,1	128,56	1,412	0,0047	1,290	0,0221	1,56E-04
229,6	130,35	1,417	0,0046	1,290	0,0223	1,56E-04
247,2	139,27	1,440	0,0043	1,270	0,0232	1,56E-04
251,1	141,27	1,445	0,0042	1,270	0,0234	1,56E-04
282,3	157,12	1,487	0,0037	1,250	0,0249	1,56E-04
301,1	166,65	1,511	0,0035	1,240	0,0259	1,56E-04
317,5	174,97	1,533	0,0033	1,220	0,0267	1,56E-04
324,4	178,46	1,542	0,0032	1,220	0,0270	1,56E-04
351,1	192,03	1,578	0,0030	1,200	0,0284	1,56E-04
360,0	196,55	1,589	0,0029	1,190	0,0288	1,56E-04

Tabela 5.3 – Análise PVT para o cenário pessimista.

p (kgf/cm²)	R_s (m³/m³std)	B_o (m³/m³std)	B_g (m³/m³std)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	c_o (kgf/cm²)⁻¹
35,5	31,80	1,198	0,0346	2,054	0,0109	1,62E-04
41,8	34,66	1,200	0,0291	1,987	0,0113	1,62E-04
49,2	38,02	1,210	0,0245	1,913	0,0117	1,62E-04
59,8	42,83	1,230	0,0199	1,810	0,0123	1,62E-04
68,5	46,85	1,240	0,0172	1,730	0,0128	1,62E-04
80,9	52,51	1,250	0,0144	1,623	0,0134	1,62E-04
93,9	58,51	1,270	0,0123	1,518	0,0142	1,62E-04
105,8	64,06	1,280	0,0108	1,430	0,0148	1,62E-04
122,0	71,60	1,300	0,0093	1,321	0,0157	1,62E-04
133,9	77,20	1,320	0,0084	1,250	0,0164	1,62E-04
148,0	83,83	1,330	0,0076	1,174	0,0172	1,62E-04
166,3	92,49	1,350	0,0067	1,091	0,0182	1,62E-04
193,4	105,42	1,390	0,0058	1,000	0,0197	1,62E-04
213,3	115,01	1,410	0,0053	0,955	0,0208	1,62E-04
219,4	117,64	1,420	0,0051	0,940	0,0211	1,62E-04
229,5	122,19	1,430	0,0049	0,910	0,0217	1,62E-04
248,0	130,84	1,450	0,0045	0,854	0,0227	1,62E-04
283,0	147,22	1,500	0,004	0,749	0,0246	1,62E-04
316,9	163,08	1,540	0,0035	0,647	0,0265	1,62E-04
352,6	179,79	1,580	0,0032	0,539	0,0285	1,62E-04
360,0	183,24	1,590	0,0031	0,517	0,0289	1,62E-04

Tabela 5.4 – Análise PVT para o cenário otimista.

p (kgf/cm ²)	R_s (m ³ /m ³ std)	B_o (m ³ /m ³ std)	B_g (m ³ /m ³ std)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	c_o (kgf/cm ²) ⁻¹
0,0	12,58	1,149	0,0700	2,581	0,0109	1,40E-04
35,9	32,75	1,199	0,0336	2,045	0,0112	1,40E-04
45,7	38,15	1,211	0,0261	1,920	0,0118	1,40E-04
53,0	42,12	1,220	0,0223	1,829	0,0125	1,40E-04
68,1	50,11	1,238	0,0171	1,675	0,0136	1,40E-04
80,6	60,63	1,262	0,0129	1,554	0,0146	1,40E-04
112,5	72,31	1,291	0,0100	1,341	0,0153	1,40E-04
131,8	81,31	1,314	0,0085	1,235	0,0163	1,40E-04
145,2	87,30	1,330	0,0077	1,163	0,0171	1,40E-04
162,8	94,88	1,351	0,0069	1,094	0,0178	1,40E-04
190,1	106,01	1,384	0,0060	1,001	0,0188	1,40E-04
211,4	113,49	1,408	0,0054	0,938	0,0200	1,40E-04
212,4	118,16	1,410	0,0053	0,896	0,0212	1,40E-04
231,6	127,31	1,433	0,0049	0,808	0,0222	1,40E-04
249,8	135,99	1,455	0,0045	0,724	0,0231	1,40E-04
250,1	136,14	1,455	0,0045	0,723	0,0231	1,40E-04
265,5	143,48	1,474	0,0042	0,652	0,0239	1,40E-04
274,7	147,87	1,485	0,0041	0,609	0,0243	1,40E-04
282,6	151,63	1,499	0,0040	0,573	0,0247	1,40E-04
292,7	156,45	1,507	0,0038	0,527	0,0252	1,40E-04
305,6	162,61	1,522	0,0037	0,467	0,0259	1,40E-04
318,0	168,52	1,537	0,0035	0,410	0,0265	1,40E-04
347,6	182,64	1,572	0,0032	0,274	0,0280	1,40E-04
360,5	188,80	1,588	0,0031	0,215	0,0286	1,40E-04

5.2.7 Resumo de incertezas

Foram apresentados até este ponto, sete dos nove atributos geológicos incertos. Os outros dois atributos incertos são a compressibilidade da rocha e o contato óleo-água. Na Tabela 5.5, apresenta-se o valor de cada atributo, assim como sua respectiva probabilidade de ocorrência. O indicador 0 representa o atributo que se encontra em seu valor provável, enquanto os indicadores 1 e 2 mostram que o atributo está em seus valores otimista e pessimista, respectivamente.

Tabela 5.5 – Atributos incertos e respectivas probabilidades de ocorrência.

Atributos	Nível de Incerteza	Valor	Probabilidade de Ocorrência (%)
Compressibilidade da Rocha	Provável (cpor0)	$50E-6 \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$	60
	Otimista (cpor1)	$80E-6 \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$	20
	Pessimista (cpor2)	$20E-6 \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$	20
Contato Óleo-Água	Provável (dwoc0)	3100 m	60
	Otimista (dwoc1)	3120 m	20
	Pessimista (dwoc2)	3080 m	20
Modelo Estrutural	Provável (estrut0)		34
	Otimista (estrut1)	Item 5.2.1	33
	Pessimista (estrut2)		33
Porosidade	Provável (por0)	Item 5.2.2	60
	Otimista (por1)	$\text{por1} = \text{por0} * 1,2$	20
	Pessimista (por2)	$\text{por2} = \text{por0} * 0,8$	20
Permeabilidade Horizontal	Provável (permx0)	Item 5.2.3	60
	Otimista (permx1)	$\text{permx1} = \text{permx0} * 2,2$	20
	Pessimista (permx2)	$\text{permx2} = \text{permx0} * 0,4$	20
Permeabilidade Vertical	Provável (permz0)	Item 5.2.3	60
	Otimista (permz1)	$\text{permz1} = \text{permz0} * 2,2$	20
	Pessimista (permz2)	$\text{permz2} = \text{permz0} * 0,4$	20
Espessura Porosa	Provável (netpay0)	Item 5.2.4	60
	Otimista (netpay1)	$\text{netpay1} = \text{netpay0} * 1,2$	20
	Pessimista (netpay2)	$\text{netpay2} = \text{netpay0} * 0,8$	20
Permeabilidade Relativa	Provável (kr0)		34
	Otimista (kr1)	Item 5.2.5	33
	Pessimista (kr2)		33
PVT	Provável (pvt0)		34
	Otimista (pvt1)	Item 5.2.6	33
	Pessimista (pvt2)		33

5.2.8 Parâmetros Constantes

Além dos atributos incertos supracitados, definem-se alguns parâmetros que são necessários nos arquivos de entrada do simulador e que serão constantes durante toda a análise e para todos os modelos. Estes são:

- Massa específica da água (ρ_w): 1010 kg/m³;
- Fator volume de formação da água (B_w): 1,021 m³/m³std;
- Compressibilidade da água (c_w): 47,64E-6 (kgf/cm²)⁻¹;
- Viscosidade da água (μ_w): 0,3 cP;
- Temperatura do Reservatório: 80 °C;
- Densidade do Gás (d_g): 0,745.

5.3 Condições Operacionais

Os parâmetros operacionais relativos aos poços permanecem constantes em todas as estratégias, variando apenas o custo da plataforma segundo a capacidade de escoamento de fluidos.

Para manter a pressão do reservatório em um nível elevado e garantir a produção por um longo período, a injeção de água foi selecionada como método de recuperação secundária neste trabalho, devido às características do reservatório. Os quatro poços produtores verticais que possuem histórico de produção não podem ser excluídos na Fase A, pois já foram perfurados, podendo ser fechados após fim do histórico. As características dos poços produtores adicionados são:

- Comprimento (**L**): quatro blocos de simulação (aproximadamente 600 m);
- Vazão máxima de líquidos: 2500 m³/d;
- Mínima pressão de fundo de poço (**BHP**): 190 kgf/cm².

Monitoramento dos poços produtores:

- Corte de água máximo: 0,90;
- Razão gás óleo (**GOR**) máxima: 200 m³/m³std;

- Vazão de óleo (q_o) mínima: 50 m³/d.

As características dos poços injetores adicionados são:

- Comprimento: quatro blocos de simulação;
- Vazão de injeção de água (q_w) máxima: 2200 m³/d;
- Máxima pressão de fundo de poço (**BHP**): 300 kgf/cm².

A plataforma da estratégia base apresenta inicialmente as seguintes características:

- Capacidade de produção de líquidos: 12400 m³/d;
- Capacidade de injeção de água: 12400 m³/d;
- Máximo corte de água: 0,90.

5.4 Descrição do Modelo Econômico

Os parâmetros econômicos utilizados para o cálculo das funções-objetivo para as diferentes estratégias são apresentados na Tabela 5.6. Ressalta-se que há produção de gás no campo, porém esta é desconsiderada, não contabilizando assim sua venda e seu custo de produção.

Para o cálculo do investimento em plataforma, utiliza-se a relação proposta por Hayashi (2006), apresentada na Equação 5.1.

$$X = 321,05 + 2,896 * Q \quad \text{Equação 5.1}$$

onde: X – investimento em plataforma, em US\$ milhões;

Q – capacidade de produção, em 10³ bbl/d.

Tabela 5.6 - Variáveis econômicas utilizadas.

Parâmetro	Valor
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	10% a.a.
Imposto de Renda + Contribuição Social	34%
PIS / COFINS	9,25%
Royalties	10%
Investimento Inicial	US\$ 150 milhões
Investimento - Poços Produtores	US\$ 40 milhões
Investimento - Poços Injetores	US\$ 40 milhões
Investimento - Abandono	US\$ 150 milhões
Preço de Venda do Óleo	80,00 US\$/bbl
Custo de Produção de Óleo	5,00 US\$/bbl
Custo de Produção de Água	0,50 US\$/bbl
Custo de Injeção de Água	0,50 US\$/bbl

5.5 Flexibilidades da Estratégia de Produção

As modelagens utilizadas para as flexibilidades selecionadas e aplicadas neste trabalho são mostradas nos Itens 5.5.1 e 5.5.2.

5.5.1 Expansão da Capacidade de Produção

Conforme apresentado no Item 2.6, a modelagem da flexibilidade de expansão da capacidade de produção é baseada em uma opção de compra, onde devido à presença de incertezas, pode-se optar por (1) uma plataforma de menor capacidade C1, (2) uma de maior capacidade C2 ou (3) uma plataforma com menor capacidade, porém com opção de expansão para receber, no futuro, a instalação de novos módulos de processamento (CF), aumentando sua capacidade, se necessário.

A Tabela 5.7 apresenta um resumo da metodologia geral aplicada para a expansão da capacidade de produção.

Tabela 5.7 – Modelagem da flexibilidade de expansão da capacidade de produção.

	Investimento
Plataforma Pequena (C1)	I1
Plataforma Grande (C2)	I2
Plataforma Flexível (CF)	I1 + Δ
Custo da Expansão	$\alpha * (I2 - I1)$

Os investimentos nas plataformas pequena e grande estão relacionados com as capacidades de produção através da Equação 5.1. Já a escolha dessas capacidades está diretamente ligada ao objetivo da flexibilização, assim como do perfil do tomador de decisão (discussão apresentada no Item 6.8). A flexibilização de expansão da capacidade de produção pode ser aplicada com dois objetivos: mitigar o risco ou aumentar valor do projeto.

No presente trabalho, cujo foco é estimar os benefícios da flexibilidade, por simplificação, não se considera o tempo de parada de produção para a expansão, ou outros problemas operacionais que possam ocorrer, mas estes podem ser considerados para maior precisão. Na modelagem, prevê-se que exista um limite técnico relacionado à quantidade de módulos de processamento de líquidos e tratamento de água que é possível instalar após o campo entrar em operação, devido ao limite de carga que pode ser movimentada em uma plataforma e da infraestrutura de tubulação a qual estes módulos estão acoplados, não podendo assim haver expansão da capacidade muito superior à capacidade base, limite o qual é assumido, neste trabalho, igual a 2000 m³/d. Utilizando este limite de expansão da capacidade, assume-se que Δ é igual a US\$ 10 milhões. Não se encontrou na literatura uma possível referência ao fator de multiplicação α , desta forma, estima-se que este seja igual a 1,6, ou seja, o custo para a instalação da capacidade extra é 60% superior após a plataforma entrar em operação.

5.5.2 Expansão da Capacidade de Injeção

Como a instalação de módulos de injeção de água apresentam as mesmas limitações da instalação de módulos de processamento, a modelagem desta flexibilidade é análoga à capacidade de expansão da capacidade de produção e possui, neste trabalho, mesmo limite de instalação de

capacidade de 2000 m³/d e, portanto, utiliza-se os mesmos valores de Δ e fator de multiplicação α (respectivamente US\$ 10 milhões e 1,6).

O investimento depende de todos os fatores que compõem as instalações de superfície e a adição de qualquer flexibilidade cria um aumento deste investimento. Assim, a relação entre investimento e capacidade, previamente definida para a produção; é utilizada também para estabelecer o investimento relacionado à capacidade de injeção, sendo realizado da seguinte forma: assume-se a capacidade de injeção da plataforma da estratégia sem flexibilidade e seu investimento associado como referência e, utilizando o primeiro termo da Equação 5.1, estima-se a diferença de investimento associado às plataformas C1, C2 e CF.

Neste trabalho, para simplificar o processo e mostrar o possível benefício de cada flexibilidade isoladamente, não se faz a análise da soma das flexibilidades. Ressalta-se que em uma aplicação real, a empresa deve considerar a soma das possíveis flexibilizações de forma a maximizar o benefício da estratégia flexível.

6. RESULTADOS

Neste capítulo, mostram-se os resultados da aplicação da metodologia proposta no Capítulo 4 em um campo marítimo descrito no Capítulo 5. Os resultados estão organizados de acordo com as etapas da metodologia geral da dissertação.

6.1 Etapa 1 – Otimização do Caso Base

O modelo de simulação foi definido no Item 5.2, e o caso base é definido como o modelo de simulação com todos os atributos incertos em seus valores mais prováveis. Definido o caso, inicia-se a otimização. A Fase A se inicia com 149 poços, os quais quatro poços produtores possuem histórico de produção, e termina com 23 poços, sendo 13 poços produtores e 10 injetores. A evolução do IEC é apresentada na Figura 6.1, onde cada ponto azul representa a retirada de um poço; cada ponto vermelho representa que, com a retirada do poço testado, não há aumento no IEC e, portanto, o poço deve permanecer na estratégia de produção, e o ponto verde representa o início do processo.

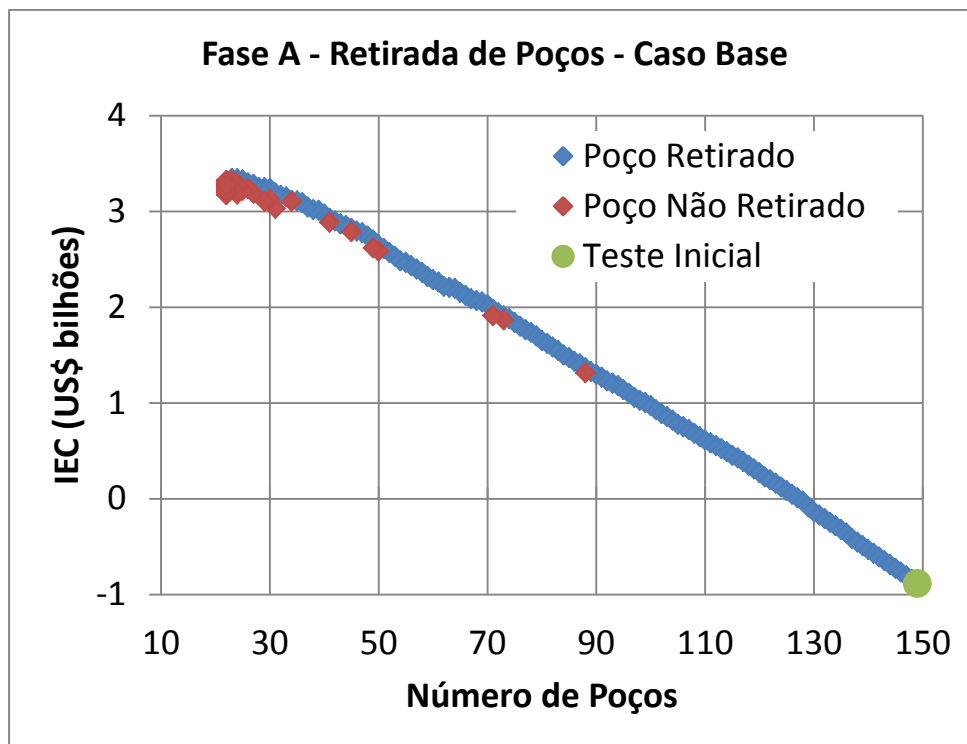


Figura 6.1 – Fase A para o caso base.

Observa-se na Figura 6.1 que, no início, a evolução do IEC é rápida devido à eliminação dos poços com baixo IEP. Próximo ao final do processo, somente poços com maior potencial permanecem na estratégia e verifica-se a necessidade de mais testes para que aconteça a retirada de um poço adicional.

A Fase B1 consiste na variação da localização dos poços, descrito no Item 4.2. Os resultados são apresentados na Figura 6.2, onde cada ponto representa uma simulação onde as novas localizações dos poços são testadas. Ressalta-se que diversas simulações se apresentam abaixo do valor inicial (ponto preto) e são necessárias muitas simulações até se observar ganho na função econômica, a qual possui valor elevado se comparada ao IEC, pois não leva em consideração os investimentos e tributações. Observa-se também uma quebra após 1700 simulações, devido ao algoritmo estar testando novos horizontes, verificando se o máximo previamente encontrado não é apenas um máximo local.

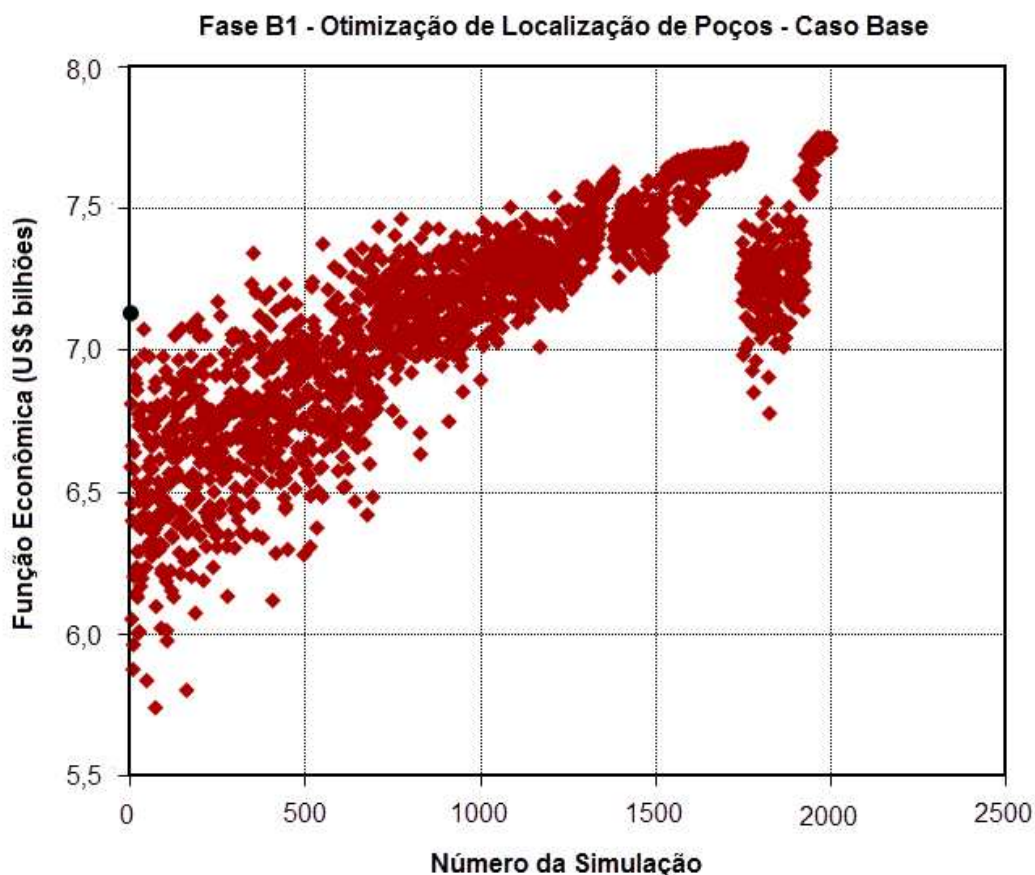


Figura 6.2 – Fase B1 para o caso base.

Na Fase C1, verificam-se as curvas de desempenho do campo e dos poços, como vazões de produção e injeção, saturações de óleo e água, pressão média do bloco, valores de IEP, entre outros, a fim de observar se após a alteração da localização dos poços é possível excluir ou incluir, manualmente, poços produtores e/ou injetores. Esta etapa também é utilizada para melhor entender o comportamento do campo, como os esquemas de produção e injeção atuam, procurar potenciais gargalos do modelo que poderiam ser explorados posteriormente através da flexibilização etc. As Figuras 6.3 a 6.4 mostram algumas das curvas utilizadas.

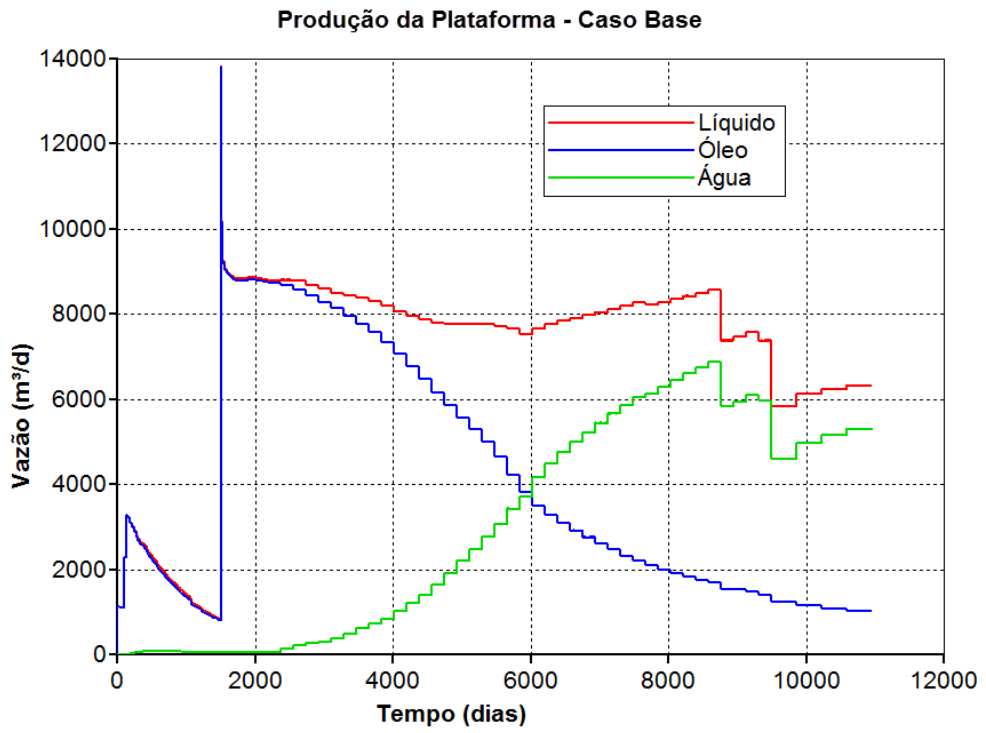


Figura 6.3 – Vazões de produção do caso base.

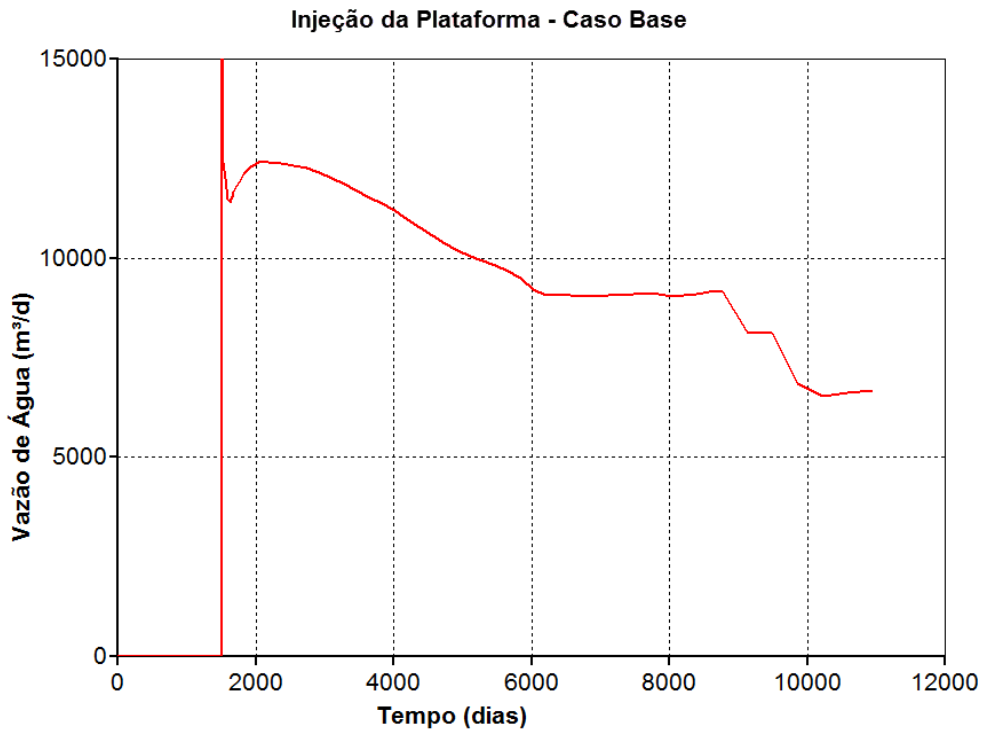


Figura 6.4 – Vazão de injeção do caso base.

Através das Figuras 6.3 e 6.4, observa-se que há capacidade disponível (capacidades iniciais de 12400 m³/d) tanto para alocar mais poços produtores quanto injetores. A fim de tornar isto possível, verifica-se se há regiões com alta saturação de óleo assim como pressão suficiente para que o óleo seja produzido. As Figuras 6.5 e 6.6 mostram o volume de óleo *in situ* por unidade de área e a pressão do reservatório ao final da simulação, respectivamente, para o caso base. Ressalta-se que a Figura 6.5 é importante, pois relaciona o volume poroso, que depende da porosidade e da espessura porosa do bloco de simulação com a saturação de óleo do mesmo, facilitando a avaliação de zonas de interesse.

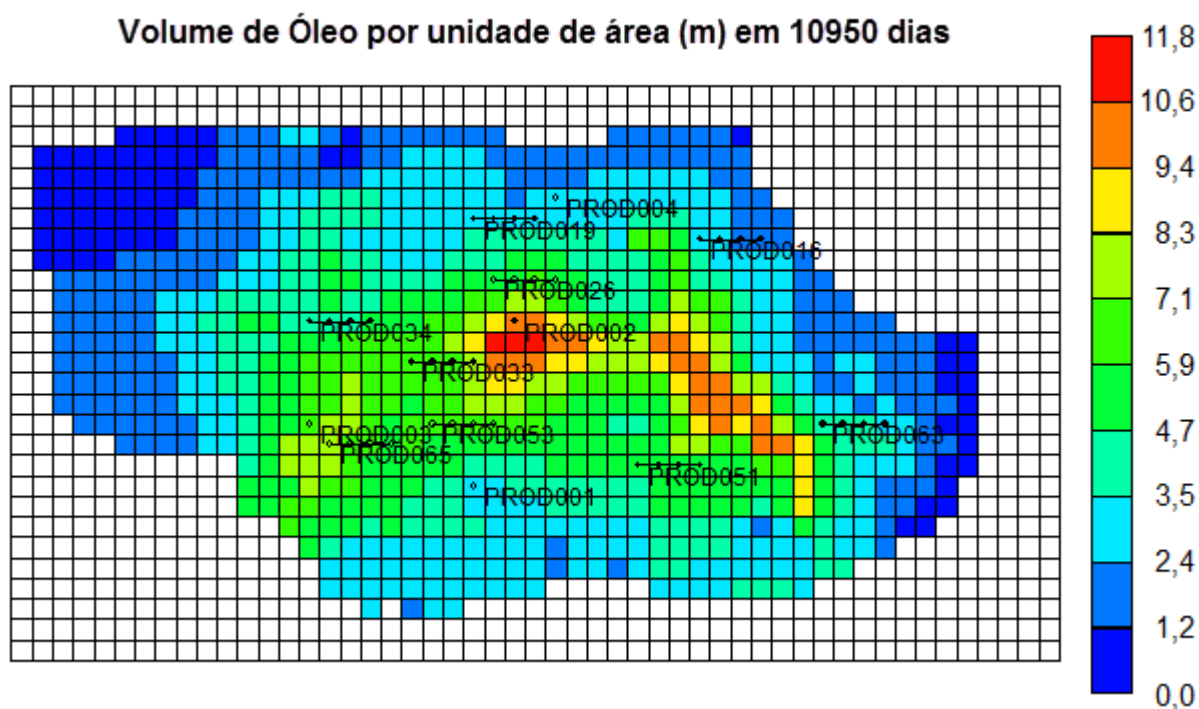


Figura 6.5 – Volume de óleo por unidade de área para todas as camadas.

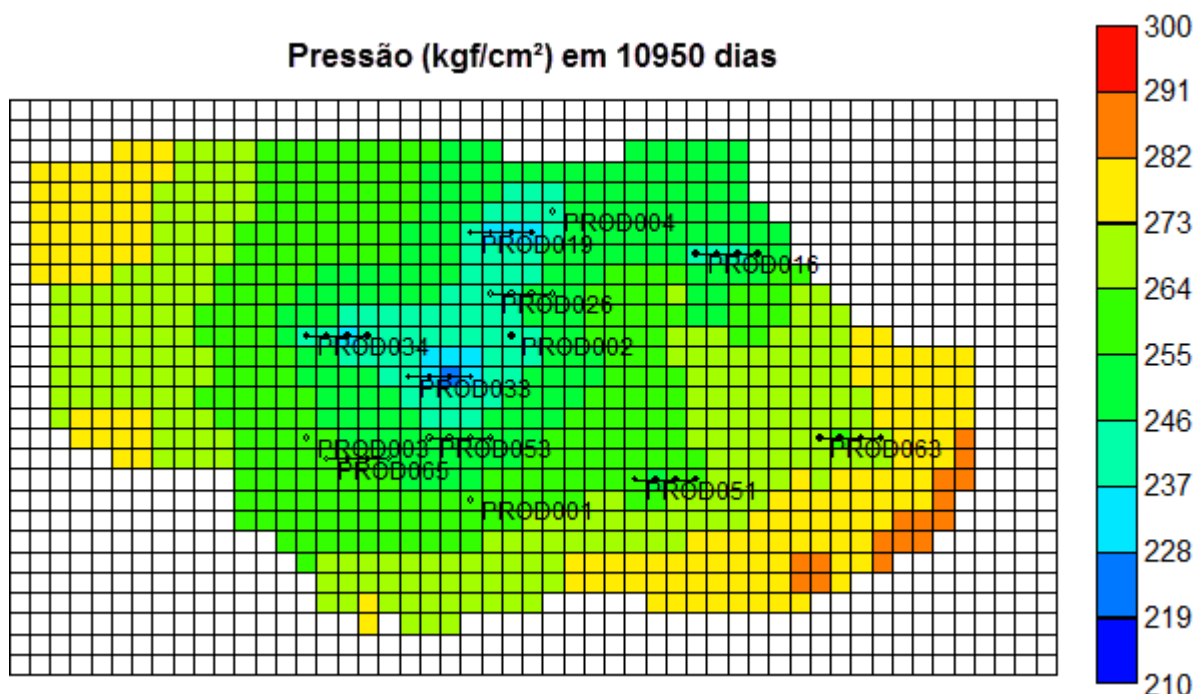


Figura 6.6 – Pressão do reservatório ao final da simulação.

Através da verificação das Figuras 6.3 a 6.6, testam-se as seguintes regiões para inclusão de poços: região entre PROD002 e PROD051 compreendido entre os poços PROD053 e PROD063, região entre os poços PROD003 e PROD034, à esquerda do PROD033. A Tabela 6.1 mostra a evolução do IEC com as alterações.

Tabela 6.1 – Evolução do IEC com as inclusões manuais realizadas.

Alterações da Estratégia	IEC (US\$ milhões)
Arquivo Inicial	3898
Inclusão de 1 poço produtor	4012
Inclusão do 2º poço produtor	4059
Inclusão do 3º poço produtor	4073
Inclusão do 4º poço produtor	4078

A Tabela 6.1 inclui apenas as alterações que impactaram positivamente a função-objetivo. As demais alterações não foram incluídas, mas foram testadas exclusões dos piores poços produtores e injetores, inclusões de poços injetores a partir do arquivo inicial e a cada inclusão de poço produtor.

A Fase D1 consiste na otimização da capacidade de produção da plataforma. A Figura 6.7 apresenta os resultados desta otimização, onde se verifica a presença de um máximo para a capacidade de 11400 m³/d.

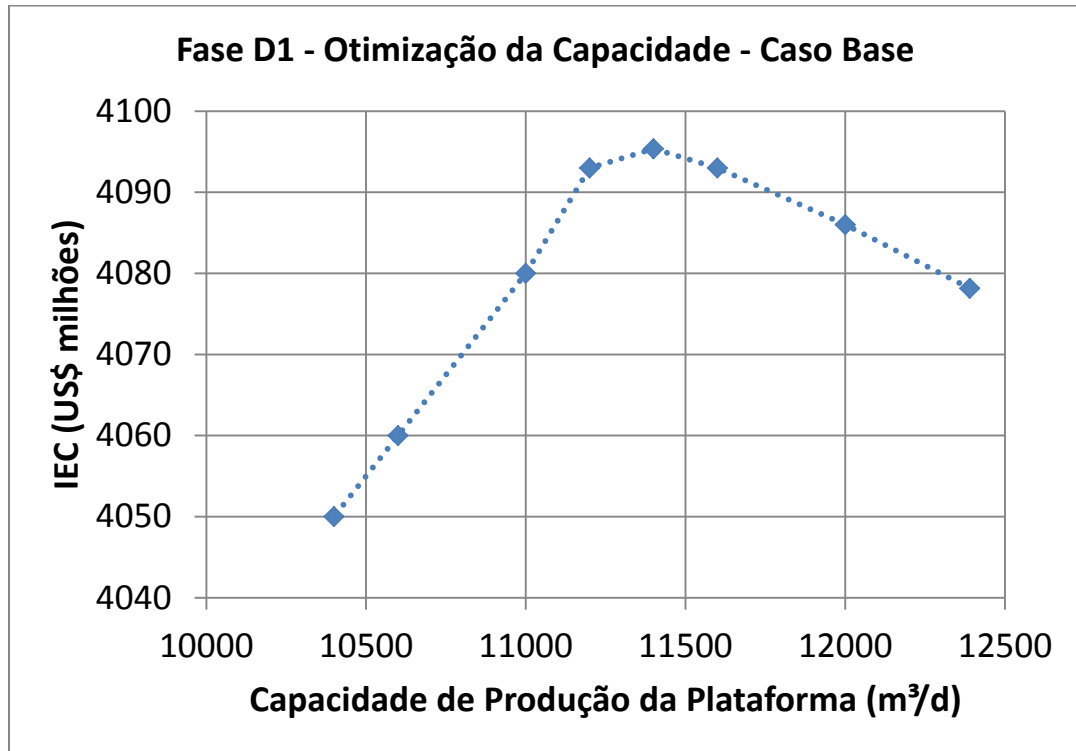


Figura 6.7 – Fase D1 para o caso base.

Após as quatro fases de otimização realizadas até aqui, faz-se necessária a realização da Fase E, otimização do cronograma. A classificação necessária para se determinar a ordem de priorização na abertura dos poços para os quatro tipos diferentes de cronograma é mostrada na Tabela 6.2. A Tabela 6.3 apresenta o resultado da aplicação dos cronogramas, onde é destacado o cronograma que maximiza o VPL.

Tabela 6.2 – IEPP e Δ IEC dos poços para o caso base.

Poço	IEPP (US\$ milhões)	Δ IEC (US\$ milhões)
PROD065	1348	
PROD033	1336	
PROD053	1298	
PROD099	842	
PROD034	814	
PROD051	789	
PROD098	691	
PROD026	651	
PROD094	509	
PROD093	480	
PROD063	457	
PROD019	344	
PROD016	317	
INJ087		-295
INJ056		-270
INJ065		-181
INJ088		-170
INJ079		-158
INJ058		-141
INJ089		-126
INJ083		-121
INJ047		-49
INJ062		-49

A Tabela 6.2 mostra que os melhores poços produtores são: PROD065, PROD033, PROD053 e PROD099, e os melhores poços injetores são: INJ087, INJ056, INJ065 e INJ088. Os principais injetores são os que, se retirados, apresentam as maiores reduções de IEC.

Tabela 6.3 – Fase E para o caso base.

Opção de Cronograma	VPL (US\$ milhões)
1.1.1	3885
1.1.2	3720
1.1.3	3805
1.1.4	3732
1.2.1	3913
1.2.2	3739
1.2.3	3762
1.2.4	3806
2.1.1	3786
2.1.2	3617
2.1.3	3779
2.1.4	3614

A Tabela 6.3 mostra que o cronograma com maior VPL é um cronograma do tipo 1.2, ou seja, abertura de dois poços injetores a cada poço produtor. Observa-se que os cronogramas do tipo 2.1 apresentam os menores valores de VPL, o que pode ser devido à injeção tardia, ou seja, após o fim do histórico, o início da injeção e o aumento da pressão média de campo contribuem mais para o VPL do que a adição inicial de mais poços produtores.

Após a Fase E, a função-objetivo da metodologia de otimização passa a ser o VPL e repetem-se as Fases B, C e D. Os resultados da Fase B2 são mostrados na Figura 6.8.

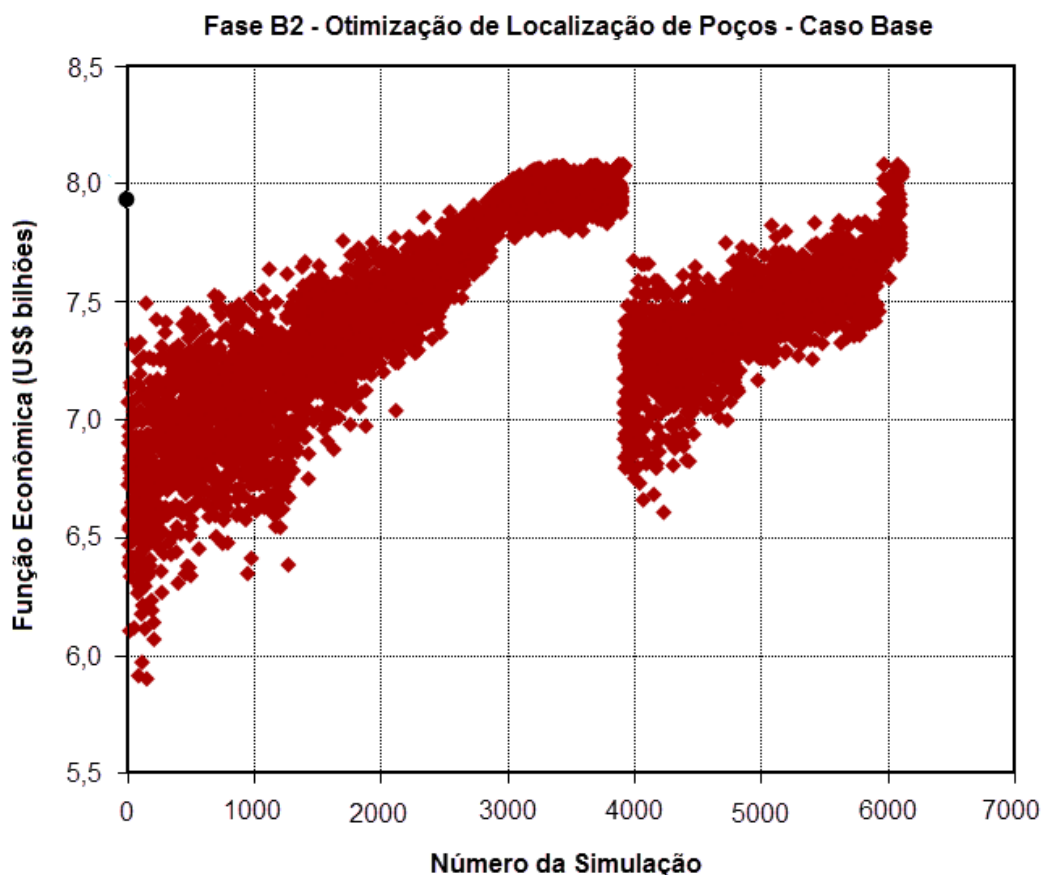


Figura 6.8 – Fase B2 para o caso base.

Na Fase B2, como se visualiza na Figura 6.8, pode ser observado que houve um número muito maior de simulações para o caso base. Isto se deve à possibilidade de variar os poços injetores em uma área muito maior, já que durante a Fase B1, alguns poços foram deslocados da camada 6 do modelo de simulação para as camadas 4 e 5. Apesar do número elevado de simulações, o ganho proporcional é bastante reduzido se comparado à primeira otimização. Novamente observa-se a quebra, agora após 4000 simulações, onde o algoritmo testa novos horizontes de forma a garantir encontrar o máximo do espaço solução.

Para a Fase C2, o mesmo procedimento foi realizado verificando-se as curvas de desempenho dos poços e da plataforma, assim como os mapas de pressão, saturação e volume de óleo por unidade de área. Apesar das diversas tentativas, nenhuma alteração na estratégia de produção produziu um impacto positivo no VPL do campo, confirmando a premissa de que as

possibilidades de otimizações são mais escassas ao final da metodologia. Desta forma, nenhuma alteração da estratégia de produção foi mantida.

Finalmente, os resultados da Fase D2 são mostrados na Figura 6.9. Assim como apresentado na Fase D1, a Fase D2 apresenta um máximo para a capacidade de 9700 m³/d.

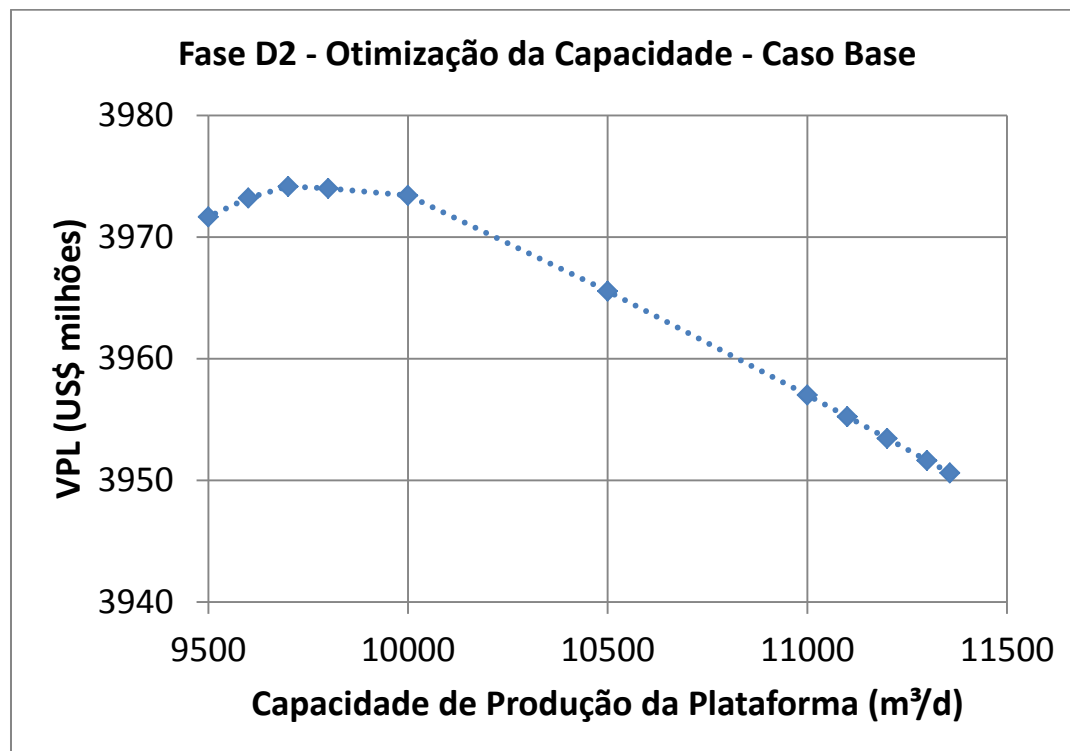


Figura 6.9 – Fase D2 para o caso base.

Um resumo da estratégia de produção final para o caso base é mostrado na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Estratégia final para o caso base.

Caso de Simulação	Número de Poços			Capacidade de Produção (m ³ /d)
	Total	Produtores	Injetores	
Base	27	17	10	9700

6.2 Etapa 2 – Análise de Sensibilidade

Finalizada a Etapa 1, utiliza-se o caso base otimizado, variando-se os atributos incertos a fim de verificar qual destes tem maior impacto no VPL. Os resultados da Etapa 2 são mostrados na Figura 6.10.

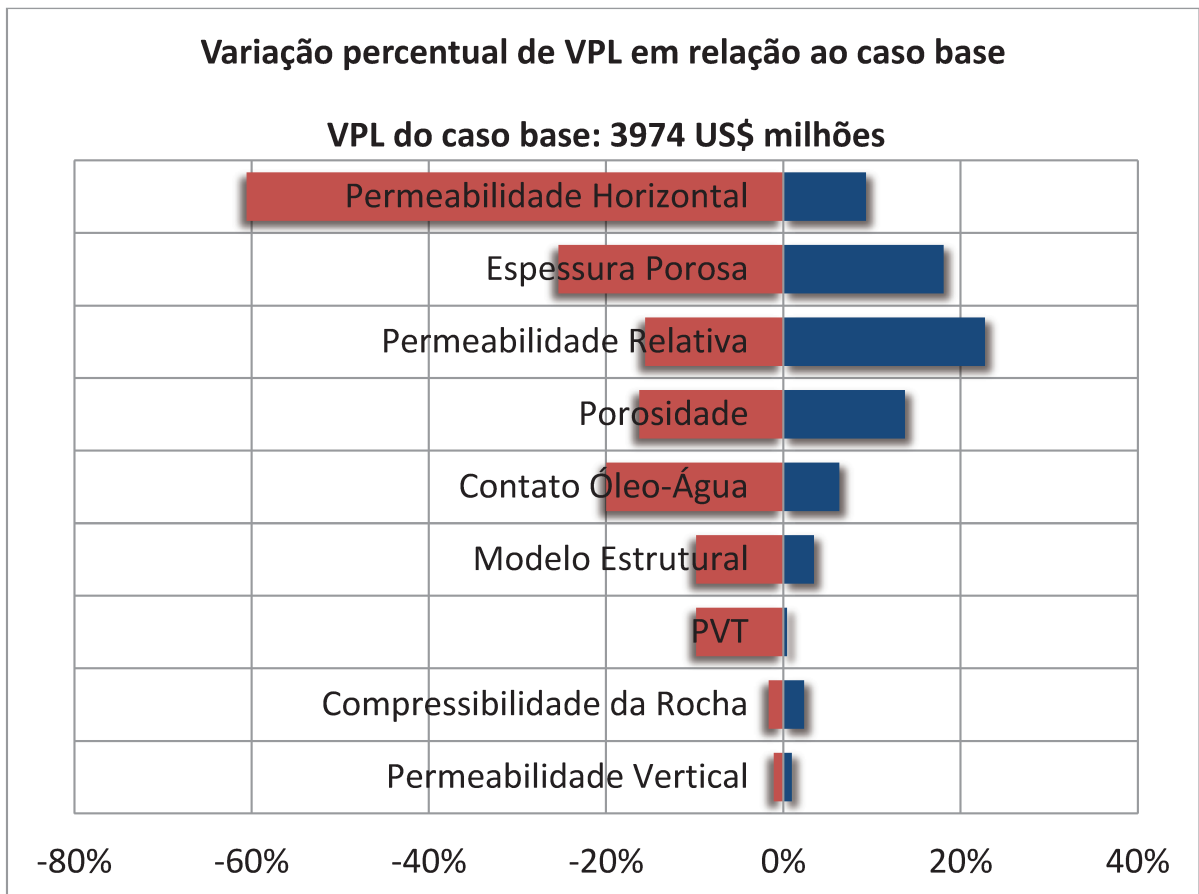


Figura 6.10 – Resultados da Etapa 2.

A Figura 6.10 mostra que os atributos que mais impactam são a permeabilidade horizontal, a espessura porosa, a permeabilidade relativa e a porosidade, onde os dois primeiros atributos tem um impacto maior quando seus valores são relativos ao cenário pessimista. Já, a permeabilidade relativa, tem um impacto positivo maior que os demais, além de apresentar uma variação maior ao caso se comparado com seu cenário pessimista. Os atributos críticos são observados para a Etapa 7, de análise de potencial de flexibilização, onde se verifica o uso de flexibilidades para minimizar ou explorar um destes atributos.

6.3 Etapa 3 – Curva de Risco

Neste trabalho, escolheu-se a técnica do hipercubo latino para a geração da curva de risco, sendo realizados 300 sorteios. Nas Figuras 6.11 a 6.14 são apresentadas as curvas de risco dos

principais indicadores: VPL, produção acumulada de óleo (Np) e água (Wp) e fator de recuperação (FR).

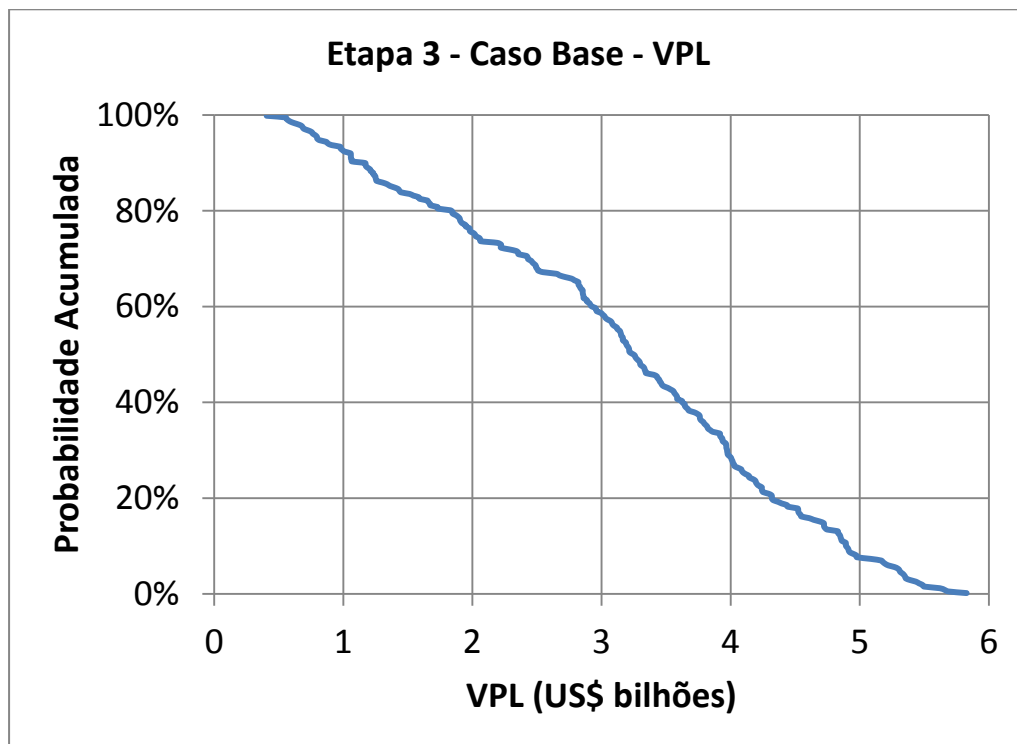


Figura 6.11 – Curva de risco do VPL.

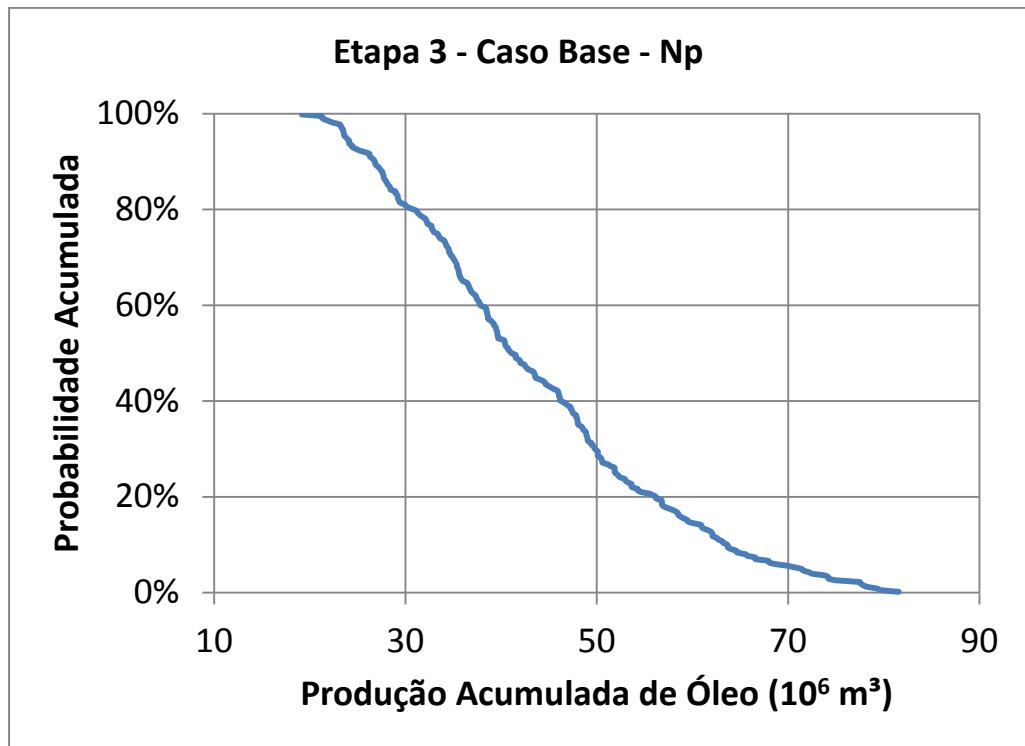


Figura 6.12 – Curva de risco do indicador Np.

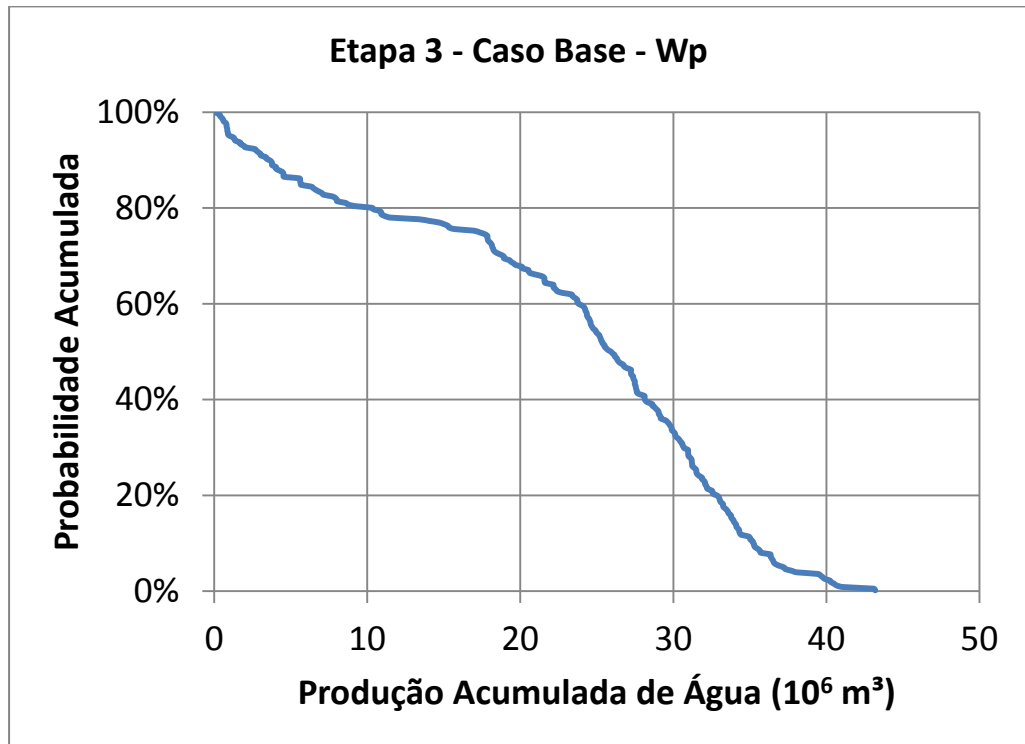


Figura 6.13 – Curva de risco do indicador Wp.

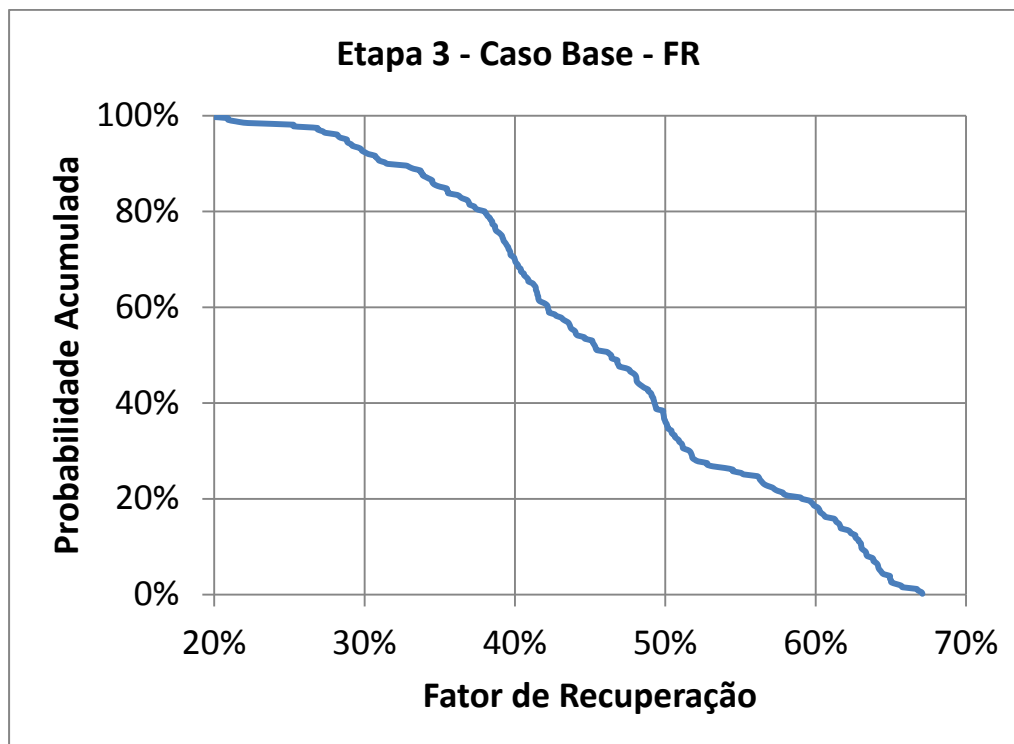


Figura 6.14 – Curva de risco do indicador FR.

As Figuras 6.11 a 6.14 mostram a alta variabilidade dos indicadores e, conseqüentemente, a grande incerteza que o modelo apresenta. Além disso, verifica-se que o uso da técnica do hipercubo latino permite a construção de curvas de riscos suaves para um número reduzido de simulações.

6.4 Etapa 4 – Seleção dos MR

A Etapa 4 consiste na seleção de modelos geológicos que possam reproduzir não só a incerteza geológica como a variabilidade dos principais indicadores técnico-econômicos, os quais também estão presentes na Etapa 3. Os resultados da Etapa 4 são apresentados nas Figuras 6.15 a 6.18, onde as barras indicam os percentis P90, P50 e P10 dos indicadores e os pontos em destaque (vermelho) são os modelos representativos escolhidos, somando dez no total.

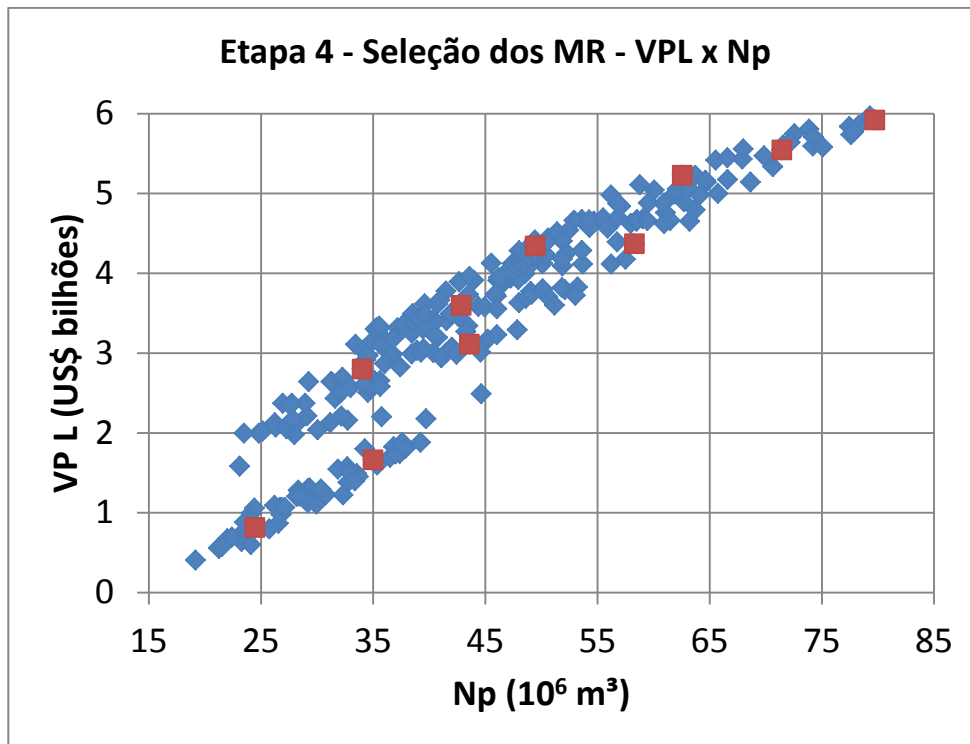


Figura 6.15 – VPL por Np para todos os modelos gerados.

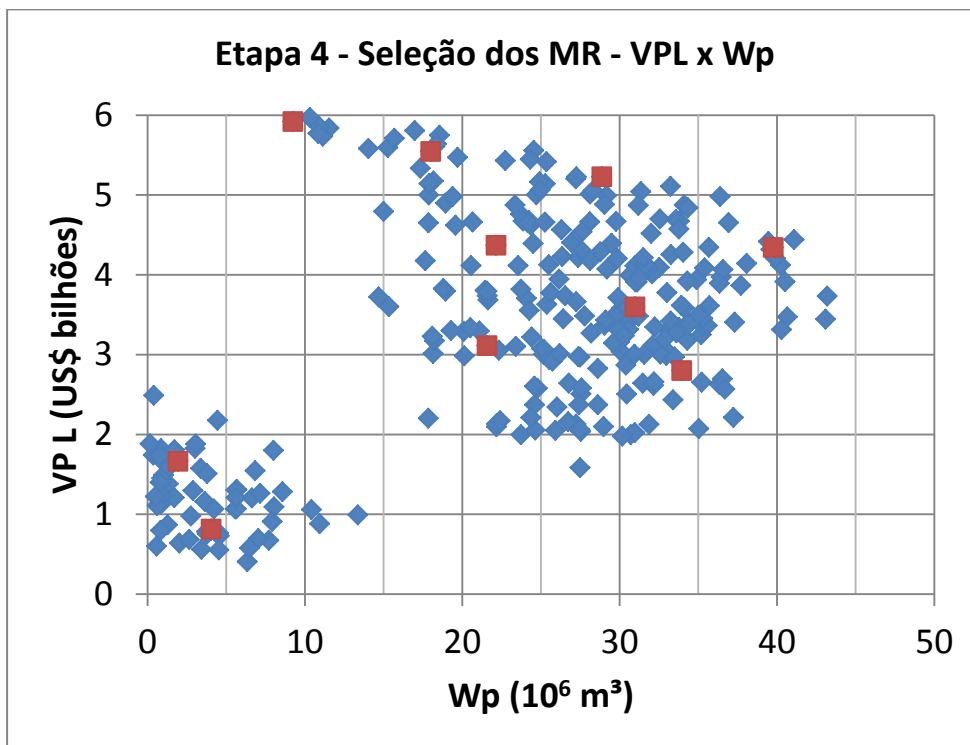


Figura 6.16 – VPL por Wp para todos os modelos gerados.

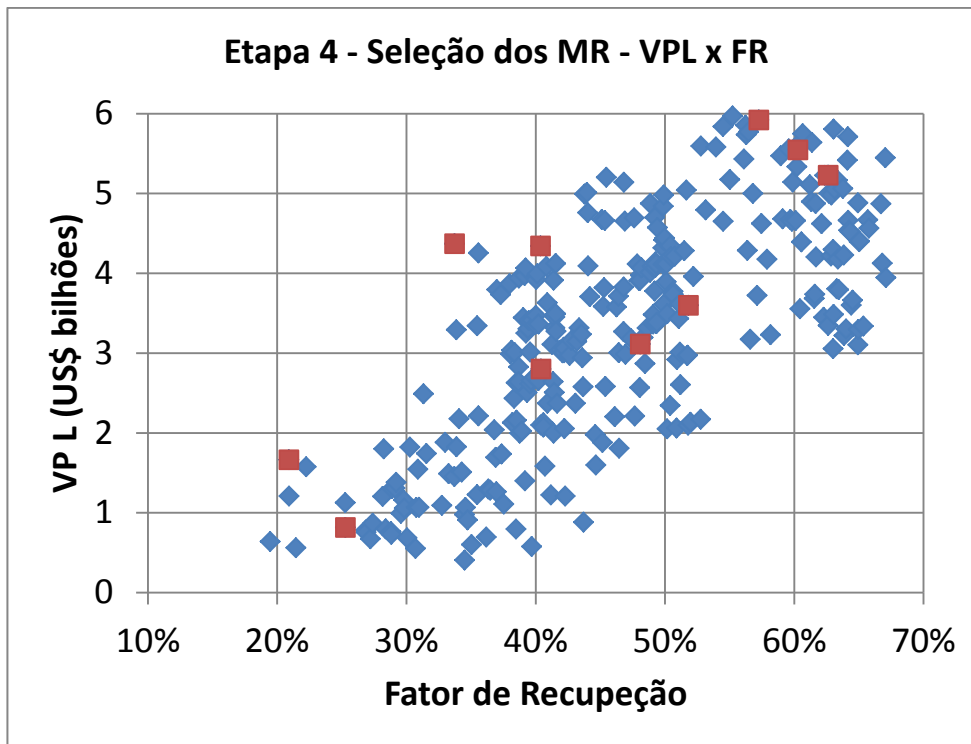


Figura 6.17 – VPL por FR para todos os modelos gerados.

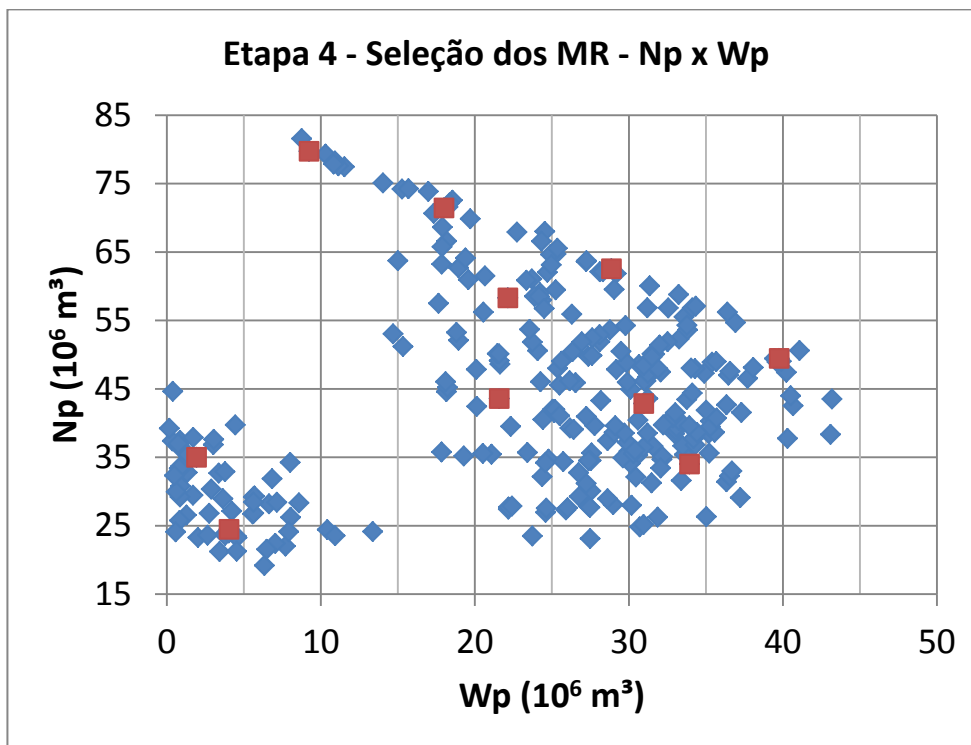


Figura 6.18 – Np por Wp para todos os modelos gerados.

A Tabela 6.5 apresenta um resumo dos cenários dos atributos geológicos para os modelos representativos selecionados. Da discussão do Item 5.2.7, o indicador 0 representa o cenário provável, enquanto os indicadores 1 e 2 representam os cenários otimista e pessimista, respectivamente.

Tabela 6.5 – Resumo dos cenários dos atributos geológicos para os modelos representativos.

Atributo	MR045	MR052	MR060	MR069	MR102	MR110	MR126	MR213	MR260	MR272
Permeabilidade Horizontal	1	0	1	2	0	0	0	0	0	2
Espessura Porosa	0	1	0	2	1	2	1	1	0	1
Permeabilidade Relativa	1	1	2	2	2	0	1	2	0	2
Porosidade	0	0	1	1	2	0	0	1	0	1
Contato Óleo-água	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1
Modelo Estrutural	1	1	1	1	2	0	1	0	2	0
PVT	2	1	2	1	2	0	0	2	0	1
Compressibilidade da Rocha	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2
Permeabilidade Vertical	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0

Observa-se na Tabela 6.5 que a seleção dos MR através dos indicadores técnico-econômicos proporciona uma alta variabilidade dos cenários dos atributos geológicos que ocorrem para cada MR.

6.5 Etapa 5 – Otimização das Estratégias de Produção dos MR

A metodologia para a otimização das estratégias de produção de cada MR é a mesma utilizada para otimização do caso base. A Figura 6.19 mostra os resultados da Fase A para o MR045 e a Tabela 6.6 apresenta um resumo dos resultados para todos os MR. Os resultados da otimização da estratégia de produção de cada um dos outros 9 MR são mostrados no Anexo I.

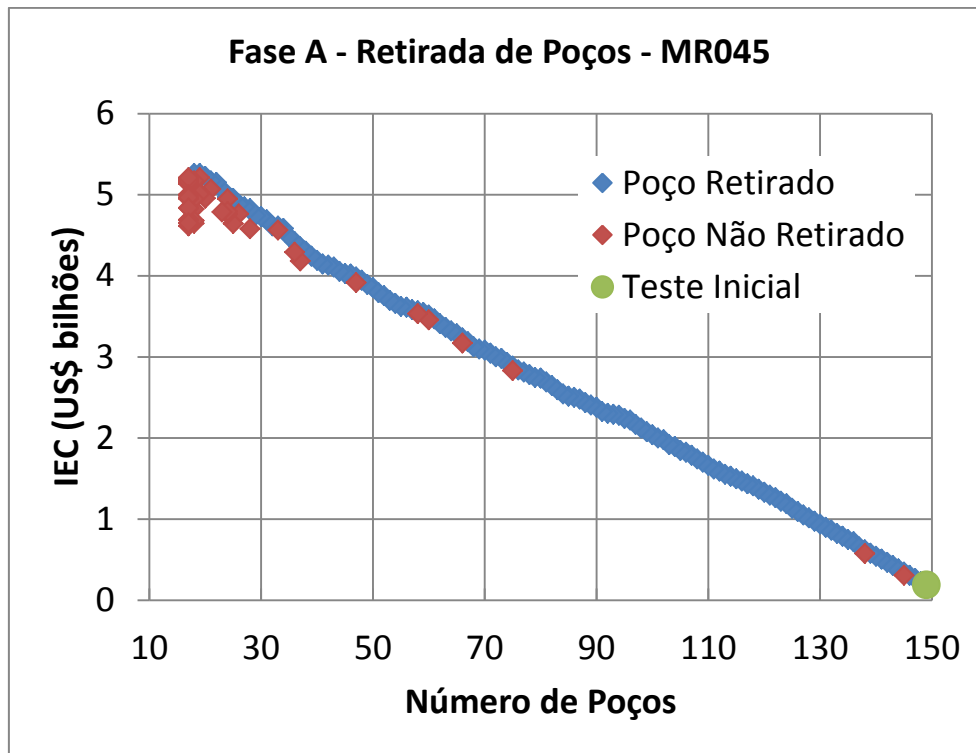


Figura 6.19 – Fase A para o MR045.

A Figura 6.19 apresenta comportamento semelhante à Fase A para o caso base (Figura 6.1). Observa-se, facilidade para a retirada de poços no início e dificuldade próximo ao fim, pois a maioria dos poços apresentam bom potencial. O número de poços final para o MR045 é de 18 poços.

Tabela 6.6 – Resultado da Fase A para todos os MR.

Modelo Representativo		Número de Poços
MR045	Início	149
	Fim	18
MR052	Início	149
	Fim	19
MR060	Início	149
	Fim	22
MR069	Início	149
	Fim	36
MR102	Início	122
	Fim	20
MR110	Início	149
	Fim	27
MR126	Início	149
	Fim	20
MR213	Início	149
	Fim	26
MR260	Início	122
	Fim	19
MR272	Início	149
	Fim	43

A Tabela 6.6 apresenta o número de poços no início e fim da Fase A. Para o MR102 e o MR260, o número inicial de poços é menor, pois eles apresentam modelo estrutural pessimista, de acordo com a Tabela 6.5. Verificam-se comportamentos similares da evolução do IEC conforme os poços são retirados (Anexo I).

A Fase B1 consiste na otimização da localização dos poços. O resultado para o MR045 é apresentado na Figura 6.20 e um resumo, com a evolução do IEC de todos os MR para a Fase B1 é mostrado na Tabela 6.7.

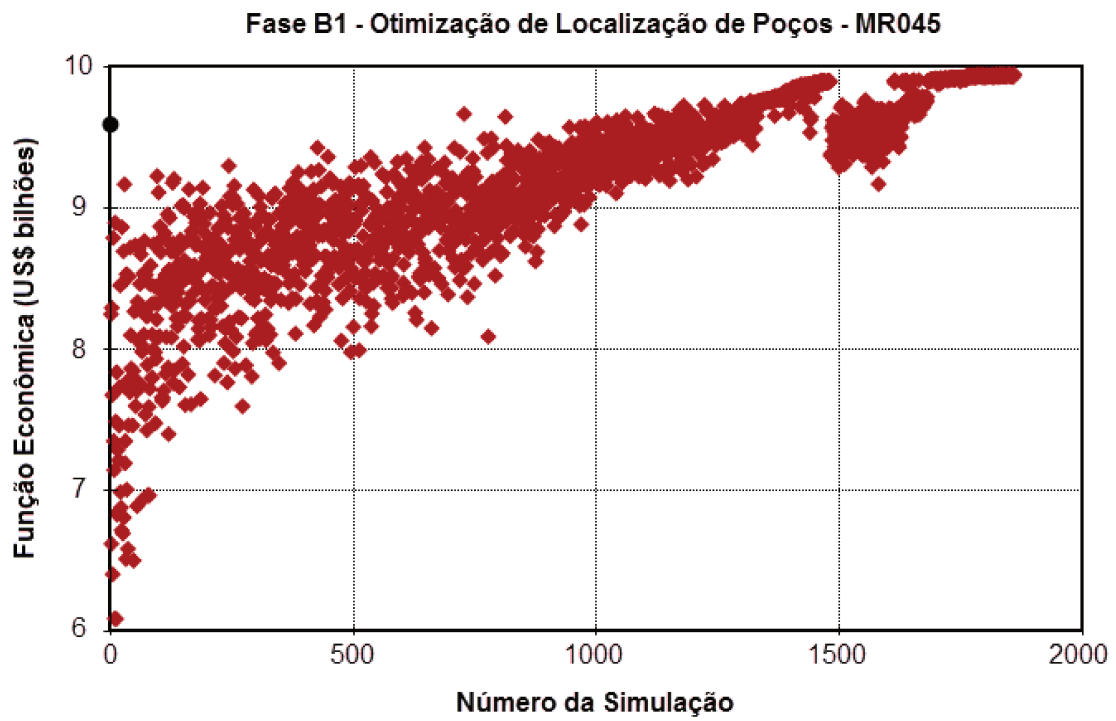


Figura 6.20 – Fase B1 para o MR045.

Tabela 6.7 – Resultado da Fase B1 para todos os MR.

Modelo Representativo		IEC (US\$ milhões)
MR045	Início	5000
	Fim	5195
MR052	Início	5179
	Fim	5419
MR060	Início	4254
	Fim	4505
MR069	Início	1209
	Fim	1247
MR102	Início	2621
	Fim	2836
MR110	Início	2891
	Fim	3508
MR126	Início	5659
	Fim	5954
MR213	Início	4290
	Fim	4853
MR260	Início	3253
	Fim	3673
MR272	Início	2945
	Fim	3539

A Tabela 6.7 mostra os valores iniciais e finais de IEC para os dez MR. A Fase B é baseada na Função Econômica, definida pela Equação 4.4, porém simulam-se os arquivos iniciais e finais da Fase B1, gerando os valores de IEC para demonstrar que a Função Econômica e o IEC são diretamente proporcionais, ou seja, o aumento da Função Econômica leva ao aumento do IEC e que o IEC possui valor muito inferior à Função Econômica, pois considera a tributação e os investimentos em seu cálculo.

A Fase C1 consiste na inclusão e/ou exclusão manual de poços. Da mesma forma que foi realizada para o caso base, vários indicadores são analisados: curvas de produção e injeção, mapas de saturação e pressão, IEP dos poços etc. A Tabela 6.8 apresenta os resultados desta fase, onde constam apenas alterações com impacto positivo na função-objetivo sendo, portanto, mantidas nas estratégias de produção.

Tabela 6.8 – Resultados da Fase C1 para todos os MR.

Modelo Representativo	Alterações da Estratégia	IEC (US\$ milhões)
MR045	Arquivo Inicial	5195
	Inclusão de 1 poço produtor	5289
MR052	Arquivo Inicial	5419
	Inclusão de 2 poços produtores	5539
MR060	Arquivo Inicial	4505
	Substituição de 1 poço produtor por outro	4556
MR069	Arquivo Inicial	1247
	Substituição de 1 poço produtor por outro	1290
MR102	Arquivo Inicial	2836
	Inclusão de 1 poço produtor	2891
MR110	Arquivo Inicial	3508
	Sem alterações	
MR126	Arquivo Inicial	5954
	Inclusão de 1 poço produtor	5990
MR213	Arquivo Inicial	4853
	Sem alterações	
MR260	Arquivo Inicial	3673
	Inclusão de 1 poço produtor	3690
MR272	Arquivo Inicial	3539
	Inclusão de 1 poço produtor	3546

A Fase D1 é a otimização da capacidade de produção. Assim como o caso base, todos os MR possuem capacidade de produção inicial de 12400 m³/d, a qual é modificada nesta etapa até se atingir o IEC máximo. Um resumo dos resultados é mostrado na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 – Resultados da Fase D1 para todos os MR.

Modelo Representativo		Capacidade de Produção (m³/d)	IEC (US\$ milhões)
MR045	Início	12400	5289
	Fim	10200	5321
MR052	Início	12400	5539
	Fim	10400	5556
MR060	Início	12400	4556
	Fim	10800	4572
MR069	Início	12400	1290
	Fim	7400	1350
MR102	Início	12400	2891
	Fim	8800	2953
MR110	Início	12400	3508
	Fim	9000	3570
MR126	Início	12400	5990
	Fim	11000	5993
MR213	Início	12400	4853
	Fim	12400	4853
MR260	Início	12400	3690
	Fim	9200	3748
MR272	Início	12400	3546
	Fim	11400	3549

A Fase D1 é realizada da mesma forma para os MR assim como para o caso base e observa-se o comportamento de máximo IEC quando a capacidade de produção é a capacidade ótima.

Na Fase E, tem-se a otimização do cronograma de abertura, baseada na metodologia proposta por Bovolenta (2010). Os indicadores utilizados para classificação e priorização dos poços são o IEPP e o Δ IEC para poços produtores e injetores, respectivamente. A Tabela 6.10 apresenta os resultados da Fase E onde as células destacadas representam o cronograma que maximizou o VPL de cada MR.

Tabela 6.10 – Resultados da Fase E para todos os MR.

Opção de Cronograma	Valor Presente Líquido (US\$ milhões)									
	MR045	MR052	MR060	MR069	MR102	MR110	MR126	MR213	MR260	MR272
1.1.1	5175	5240	4368	1281	2789	3248	5645	4601	3532	3087
1.1.2	5075	5188	4216	1158	2719	3176	5627	4355	3523	2914
1.1.3	5165	5226	4303	1173	2729	3240	5627	4407	3519	2991
1.1.4	5081	5213	4212	1247	2793	3212	5667	4446	3543	2975
1.2.1	5223	5289	4390	1260	2810	3272	5699	4574	3579	3066
1.2.2	5134	5222	4244	1142	2725	3158	5634	4322	3542	2856
1.2.3	5199	5252	4264	1149	2729	3192	5643	4336	3548	2894
1.2.4	5146	5266	4273	1244	2813	3250	5701	4496	3583	2997
2.1.1	5111	5182	4268	1288	2723	3172	5605	4567	3451	2999
2.1.2	5039	5155	4132	1165	2691	3142	5612	4313	3461	2867
2.1.3	5106	5180	4255	1207	2699	3188	5597	4463	3444	2947
2.1.4	5046	5165	4131	1208	2712	3153	5630	4354	3471	2878

Destaca-se, na Tabela 6.10, a predominância da opção de cronograma 1.2, onde há a abertura de dois poços injetores a cada poço produtor. Isto se deve à redução da pressão média do campo devido ao período de histórico de produção, o qual não possui nenhum poço injetor.

Definido o cronograma, repetem-se as Fases B, C e D, na mesma ordem com intuito de maximizar o VPL, determinando-se assim a estratégia de produção para cada modelo representativo.

Primeiramente, a Figura 6.21 mostra os resultados da Fase B2 para o MR045 e a Tabela 6.10 reproduz os resultados para todos os MR. Os gráficos dos demais MR são mostrados no Anexo I.

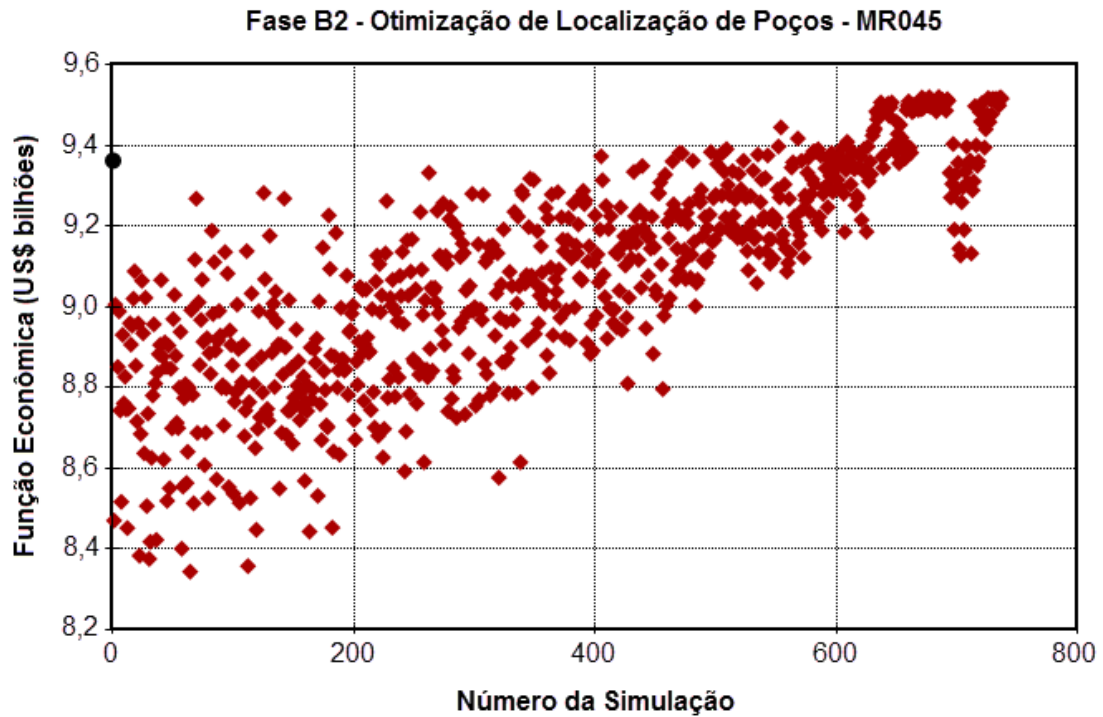


Figura 6.21 – Fase B2 para o MR045.

A Figura 6.21 apresenta um número menor de simulações comparado à Fase B2 do caso base (Figura 6.8) por dois motivos: (1) o MR045 apresenta número menor de poços e (2) um número menor de poços produtores e injetores são alterados para as camadas 2, 3, 4 e 5 e desta forma, cada poço pode variar em uma área menor.

Tabela 6.11 – Resultados da Fase B2 para todos os MR.

Modelo Representativo		VPL (US\$ milhões)
MR045	Início	5223
	Fim	5346
MR052	Início	5289
	Fim	5378
MR060	Início	4390
	Fim	4440
MR069	Início	1288
	Fim	1392
MR102	Início	2813
	Fim	2847
MR110	Início	3272
	Fim	3272
MR126	Início	5701
	Fim	5787
MR213	Início	4601
	Fim	4623
MR260	Início	3583
	Fim	3593
MR272	Início	3087
	Fim	3111

A Tabela 6.11 é semelhante à Tabela 6.7, mostrando que o VPL também é diretamente proporcional a Função Econômica e apresenta ordem de grandeza menor, pois os tributos e investimentos são considerados em seu cálculo.

Para a Fase C2, diversas inclusões, substituições e/ou exclusões foram testadas nos dez MR selecionados e da mesma forma, não houve aumento no VPL do respectivo modelo e, portanto, nenhuma alteração foi incorporada à estratégia de produção.

A Fase D2 consiste na segunda otimização da capacidade de produção e os resultados são mostrados na Tabela 6.12.

Tabela 6.12 – Resultados da Fase D2 para todos os MR.

Modelo Representativo		Capacidade de Produção (m³/d)	VPL (US\$ milhões)
MR045	Início	10200	5346
	Fim	9300	5355
MR052	Início	10400	5378
	Fim	9100	5400
MR060	Início	10800	4440
	Fim	10100	4447
MR069	Início	7400	1392
	Fim	5400	1426
MR102	Início	8800	2847
	Fim	9000	2848
MR110	Início	9000	3272
	Fim	9500	3283
MR126	Início	11000	5787
	Fim	9300	5814
MR213	Início	12400	4623
	Fim	10300	4656
MR260	Início	9200	3593
	Fim	9100	3593
MR272	Início	11400	3111
	Fim	9400	3146

Com base nos resultados apresentados até aqui, pode ser observado que as Fases B2, C2 e D2 apresentam, de um modo geral, ganhos menos expressivos se comparados com as Fases B1, C1 e D1. Isto ocorre, pois cada fase da otimização é incremental e o ganho diminui conforme se aumenta o número de fases. Na Tabela 6.13, apresenta-se um resumo com as principais características da estratégia de produção de cada MR, além da estratégia do caso base (MR000). Os resultados estão dispostos dos modelos mais otimistas para os mais pessimistas.

Tabela 6.13 – Estratégia de produção final para todos os MR.

Modelo Representativo	Número de Poços			Capacidade de Produção (m ³ /d)
	Total	Produtores	Injetores	
MR126	21	11	10	9300
MR052	21	11	10	9100
MR045	19	10	9	9300
MR213	26	16	10	10300
MR060	22	14	8	10100
MR000	27	17	10	9700
MR260	20	12	8	9100
MR110	27	15	12	9500
MR102	21	15	6	9000
MR272	44	25	19	9400
MR069	36	24	12	5400

Observa-se na Tabela 6.13 que cada MR possui uma estratégia de produção diferente a partir da mesma metodologia de otimização. Nota-se que os modelos mais pessimistas, MR069 e MR272, apresentam o maior número de poços produtores, e isto se deve ao fato que estes modelos apresentam baixa mobilidade do óleo, com os atributos permeabilidade horizontal e permeabilidade relativa nos cenários pessimistas e, desta forma, cada poço possui área de drenagem menor.

6.6 Etapa 6 – Escolha da Estratégia sem Flexibilização

Com as dez estratégias de produção dos MR otimizadas, faz-se a aplicação de cada uma em todos os modelos geológicos selecionados na Etapa 3, gerando uma curva de risco para cada estratégia de produção, mostrada na Figura 6.22, que apresenta também a curva de risco do caso base (E000). É importante ressaltar que, na Etapa 6, faz-se a alteração de nomenclatura, mostrando que a estratégia otimizada em determinado MR está sendo aplicada em todos os modelos gerados, por exemplo, alteração de MR045 para E045.

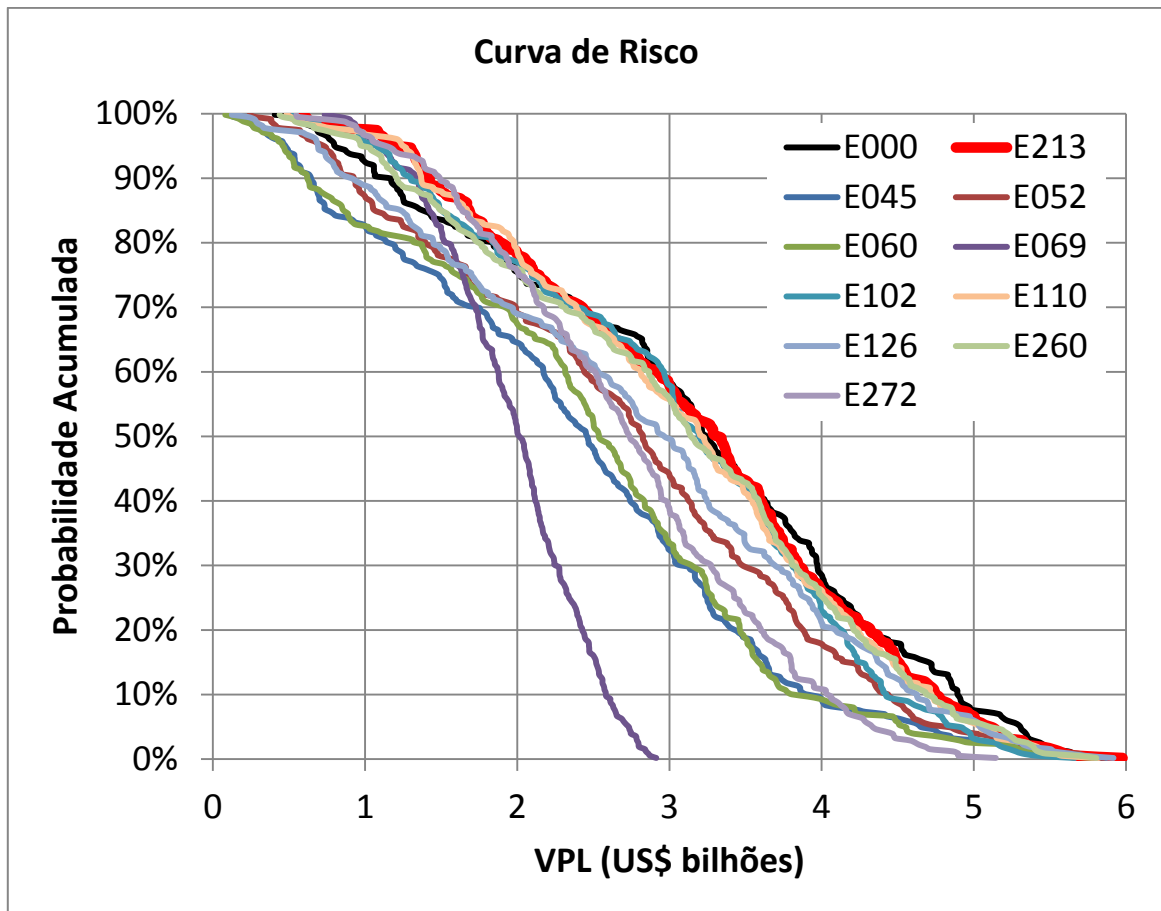


Figura 6.22 – Curvas de risco das 10 estratégias otimizadas.

A Figura 6.22 mostra que as estratégias de produção dos MR (Tabela 6.13) apresentam curvas de risco bem diferentes. Ressaltam-se a curva de risco da estratégia E213 e E000 que possuem maiores valores de VPL que as demais para o mesmo percentil, e a curva de risco da estratégia E069 que, apesar de apresentar valores de VPL bem inferiores às demais, apresenta variabilidade reduzida. A estratégia E069 apresenta valores baixos para os modelos otimistas (modelos após P30), pois apesar de possuir número elevado de poços, apresenta capacidade de produção reduzida devido a ter sido otimizada para um modelo pessimista.

Para a escolha de uma única estratégia, faz-se necessário uma análise de risco e retorno, pois a análise feita somente no VME não indica, de fato, a melhor estratégia (discussão apresentada no Item 2.4). A Figura 6.23 mostra um diagrama de risco e retorno para todas as estratégias otimizadas (incluindo a estratégia base), onde se varia o fator de aversão ao risco entre zero (tolerante ao risco) e quatro (avesso ao risco).

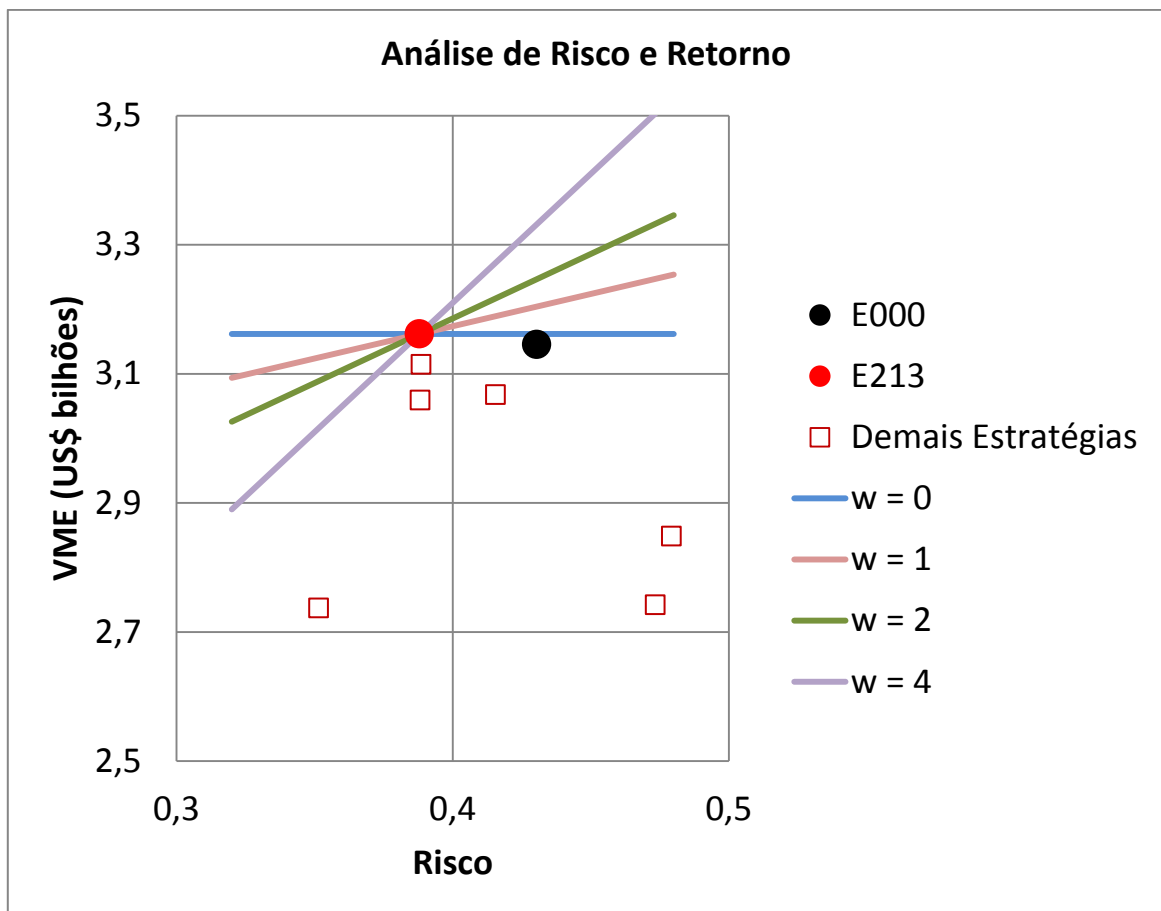


Figura 6.23 – Diagrama risco e retorno para todas as estratégias otimizadas

Observa-se na Figura 6.23 que para a função utilidade utilizada neste trabalho, a escolha pela estratégia E213 independe do fator de aversão ao risco. As demais estratégias são descartadas, ou por apresentar risco maior para um mesmo VME, ou VME menor para um mesmo risco.

6.7 Etapa 7 – Análise de Potencial de Flexibilização da Estratégia

Definida a estratégia sem flexibilização, analisa-se o comportamento da estratégia escolhida em diferentes modelos. Por ser inviável fazer esta análise em todos os 300 modelos, são escolhidos 20 modelos que possam representar tanto a variabilidade da incerteza como a variabilidade dos indicadores técnico-econômicos. Os 20 modelos escolhidos são os dez MR (previamente escolhidos no Item 6.4), o modelo base (chamado aqui de MR000) e mais nove modelos complementares, escolhidos utilizando a mesma técnica utilizada na Etapa 4 da

metodologia geral. Escolhe-se, nesta etapa, por aumentar o número de modelos a serem analisados para aumentar a segurança ao se verificar a opção de uma flexibilização.

A Tabela 6.14 apresenta os resultados dos principais indicadores gerados a partir da aplicação da estratégia E213 nos 20 modelos escolhidos. Os resultados foram ordenados decrescentemente pelo VPL e os modelos foram classificados em cinco grupos de modelos: péssimos, ruins, regulares, bons e ótimos. Esta classificação foi feita de modo a analisar as similaridades dos modelos constituintes de cada grupo, além da análise comparativa do desempenho de cada grupo, verificando quais possíveis flexibilidades podem ser utilizadas para melhorar o desempenho do grupo.

Tabela 6.14 – Resultado da aplicação da estratégia E213 em 20 modelos.

Modelo	VPL (US\$ milhões)	Np (10⁶ m³)	Wp (10⁶ m³)	Winj (10⁶ m³)	FR (%)	VOOIS (10⁶ m³)	Classificação
MR126	5716	73	19	115	52	139	Ótimo
MR114	5460	69	23	113	49	141	Ótimo
MR052	5185	64	27	112	54	118	Ótimo
MR045	4796	56	37	111	56	100	Bom
MR213	4656	56	33	105	33	173	Bom
MR241	4422	53	29	100	54	98	Bom
MR193	3981	46	31	92	58	80	Regular
MR060	3917	45	44	103	37	122	Regular
MR106	3878	47	32	93	41	114	Regular
MR000	3588	42	34	89	43	97	Regular
MR260	3354	39	35	87	47	83	Regular
MR136	3332	39	29	81	39	99	Regular
MR110	3201	39	27	79	44	91	Regular
MR102	2627	31	34	74	36	84	Ruim
MR220	2525	44	2	58	37	119	Ruim
MR272	2114	38	6	55	23	167	Ruim
MR264	2024	25	29	62	36	69	Ruim
MR140	1324	26	16	49	34	78	Péssimo
MR232	1083	23	17	45	28	82	Péssimo
MR069	966	24	9	39	25	97	Péssimo

Observa-se na Tabela 6.14 que a aplicação da estratégia E213 nos vinte modelos apresenta variabilidade dos indicadores semelhante a variabilidade apresentada no Item 6.3, justificando a utilização de poucos modelos para a análise de potencial de flexibilização.

6.7.1 Flexibilização para Mitigar o Risco

Conforme discussão apresentada no Item 4.1, um dos objetivos da flexibilização é mitigar o risco. Para isto, visa-se, primeiramente, melhorar os modelos no extremo inferior da curva de risco (modelos compreendidos entre P100 e P70), representados aqui pelos modelos classificados como péssimos. As Figuras 6.24 a 6.26 apresentam os resultados do desempenho do campo deste grupo.

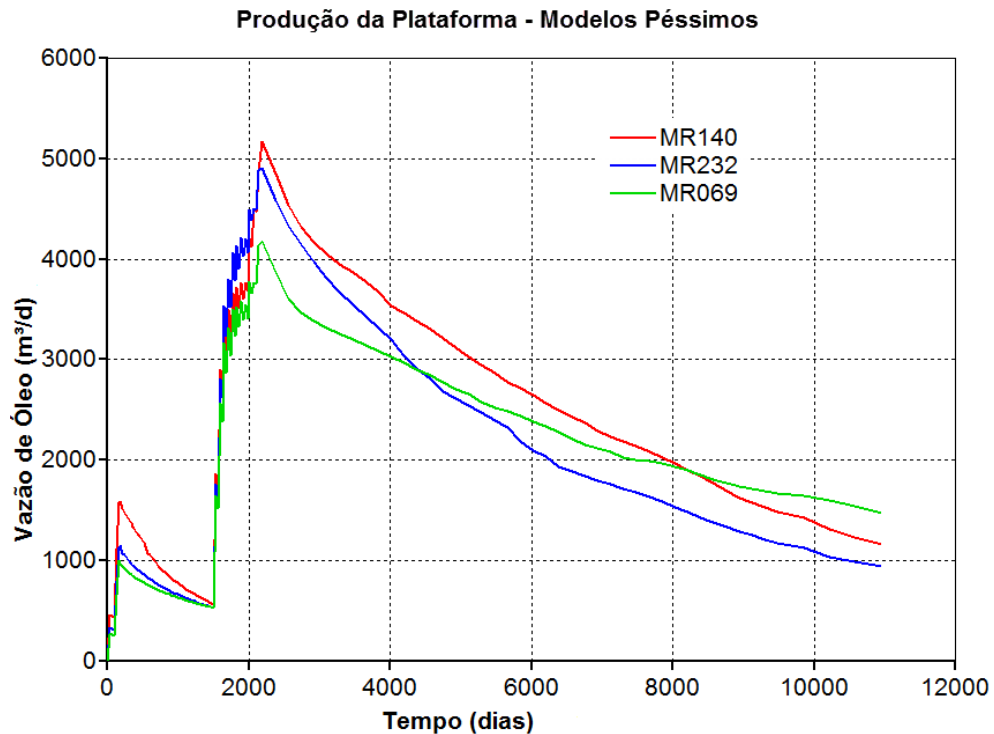


Figura 6.24 – Vazão de óleo para os modelos péssimos.

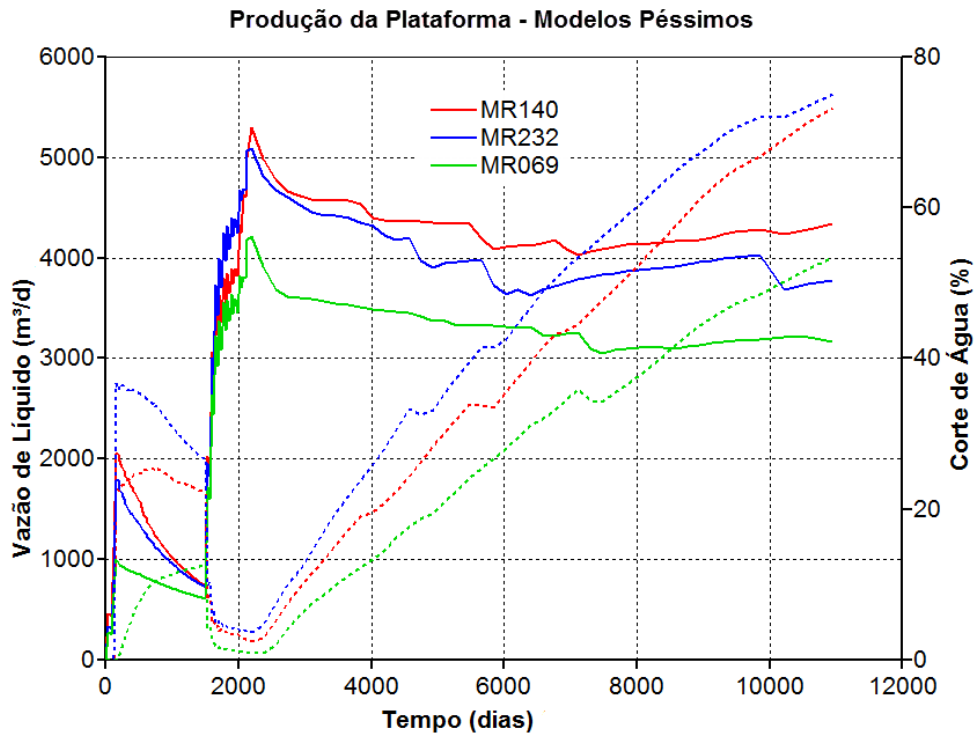


Figura 6.25 – Vazão de líquido e corte de água para os modelos pessimos.

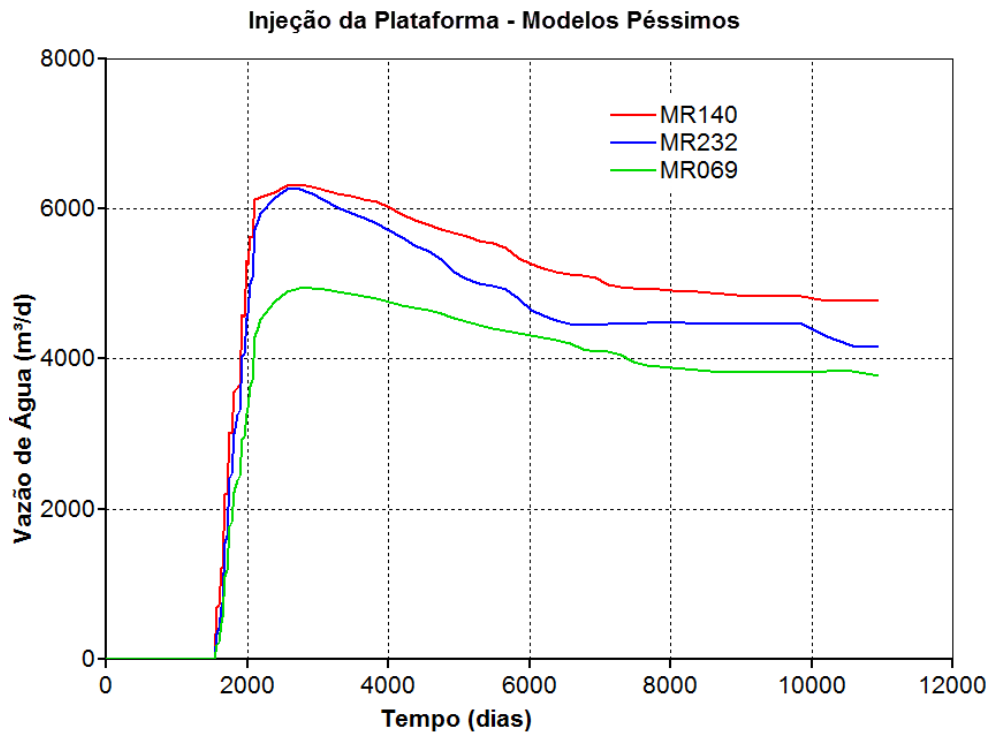


Figura 6.26 – Vazão de água injetada para os modelos pessimos.

Nas Figuras 6.24 e 6.25, observa-se que a produção está muito abaixo da capacidade disponível (10300 m³/d). A Figura 6.26 mostra que a capacidade de injeção instalada (12400 m³/d) também não está sendo utilizada ao máximo. Para investigar a razão do baixo desempenho do campo, verifica-se em quais cenários estão os atributos críticos (atributos analisados no Item 6.2 com maior impacto no VPL) dos modelos constituintes do grupo, apresentados na Tabela 6.15.

Tabela 6.15 – Atributos críticos para os modelos péssimos.

Atributo	MR140	MR232	MR069
Permeabilidade Horizontal	pessimista	pessimista	pessimista
Espessura Porosa	provável	provável	pessimista
Permeabilidade Relativa	provável	pessimista	pessimista
Porosidade	provável	provável	otimista
Contato Óleo-água	pessimista	pessimista	provável

A Tabela 6.15 mostra que o baixo desempenho deste grupo se deve, principalmente, aos modelos possuírem de dois a três atributos críticos em seus valores pessimistas, levando o modelo a apresentar baixo VOOIS, capacidade de fluxo de óleo reduzida etc. Desta forma, uma das melhores maneiras de melhorar estes modelos é através da redução do investimento. A Figura 6.25 mostra que há elevada capacidade de produção não utilizada, representando um investimento não utilizado para estes modelos, assim, sugere-se inicialmente utilizar uma capacidade de produção da plataforma menor que 10300 m³/d (capacidade da estratégia sem flexibilidade), diminuindo o investimento inicial e adicionando flexibilidade através da opção da expansão, para os modelos mais otimistas. Analogamente, sugere-se iniciar com capacidade reduzida de injeção, adicionando flexibilidade pela opção de expansão da capacidade.

A seguir, verifica-se o desempenho dos melhores poços produtores, definidos através da classificação dos indicadores IEP e Np, verificando se existe mais alguma opção de flexibilização relacionada a poços que possa contribuir para mitigar o risco. As Figuras 6.27 a 6.31 apresentam os resultados.

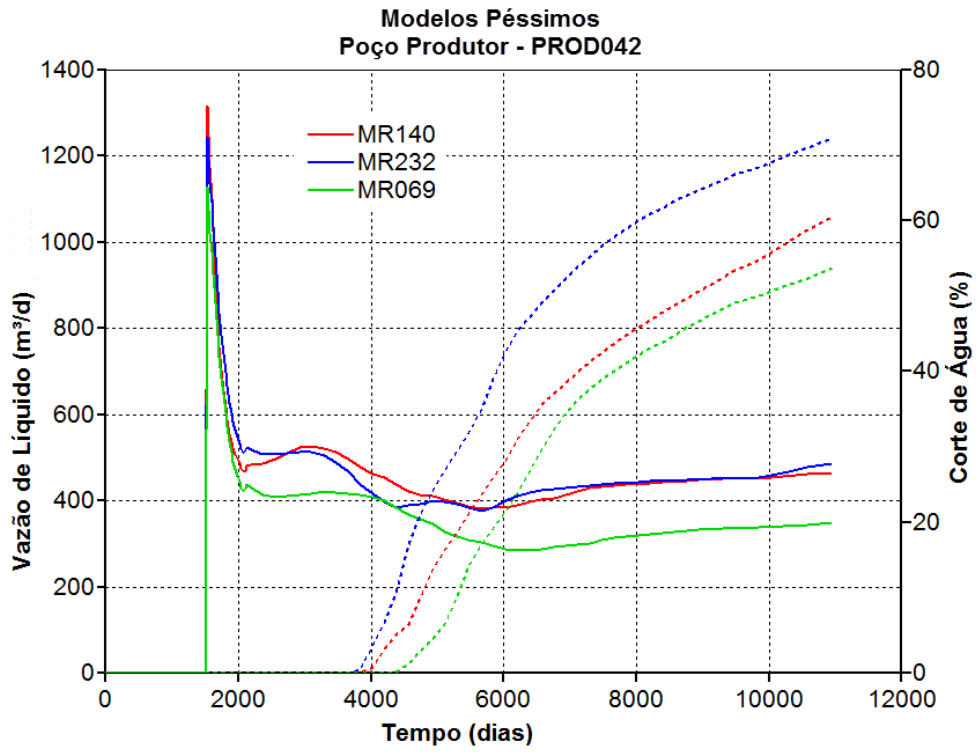


Figura 6.27 – Vazão de líquido e corte de água do PROD042 para os modelos pessimos.

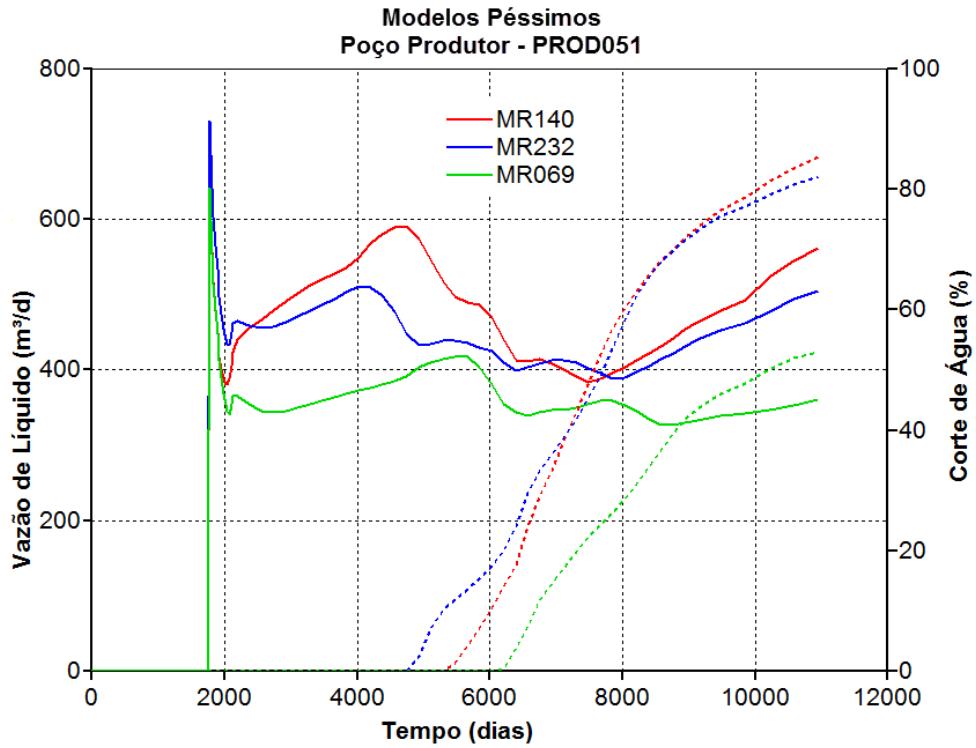


Figura 6.28 – Vazão de líquido e corte de água do PROD051 para os modelos pessimos.

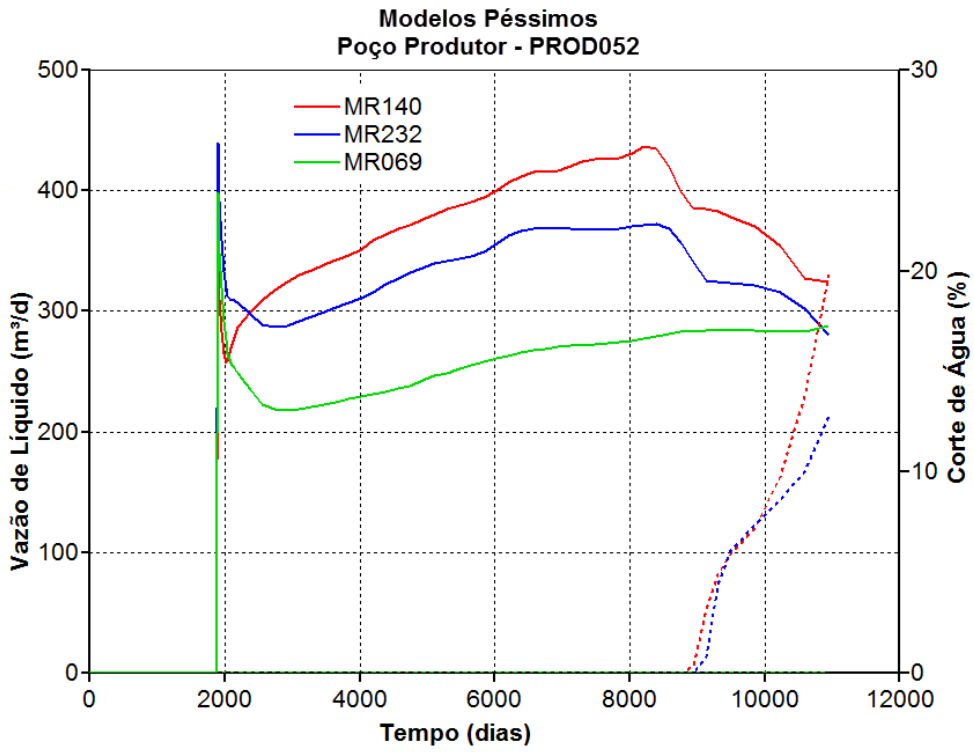


Figura 6.29 – Vazão de líquido e corte de água do PROD052 para os modelos pessimos.

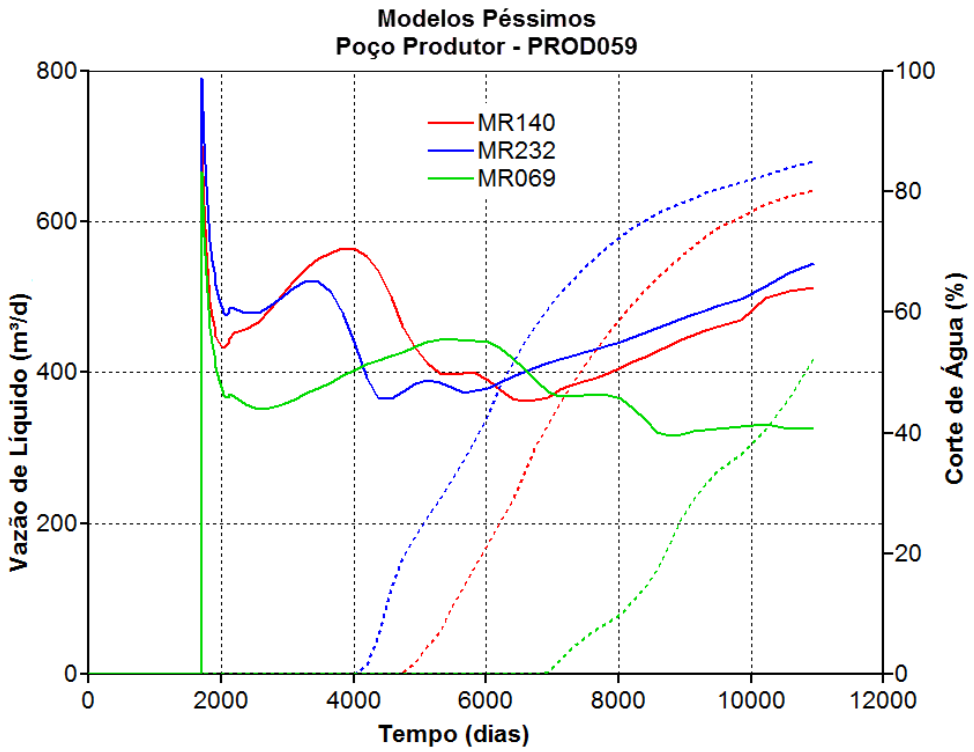


Figura 6.30 – Vazão de líquido e corte de água do PROD059 para os modelos pessimos.

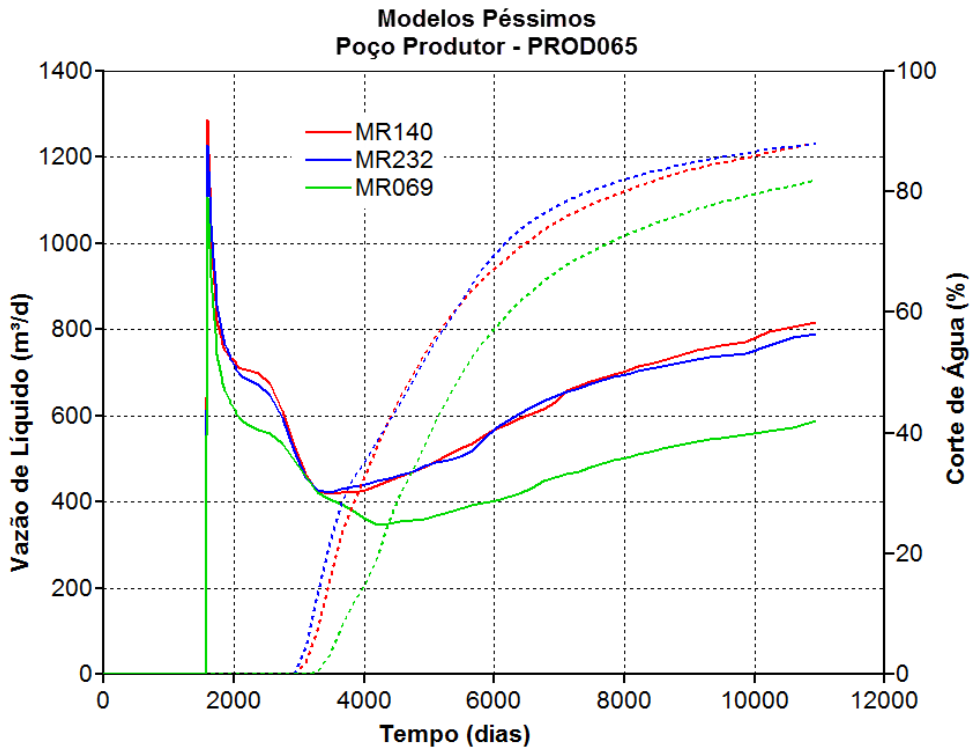


Figura 6.31 – Vazão de líquido e corte de água do PROD065 para os modelos péssimos.

Dentre os principais poços produtores, a produção de água se inicia, no mínimo, 1000 dias após o poço ser aberto (Figura 6.31). Além disso, observa-se que apesar do rápido crescimento do corte de água, nenhum poço é fechado durante o tempo de simulação. Assim, considerando as restrições de recursos humano e computacional, não se sugere inicialmente a flexibilização através da completação inteligente. Para confirmar, a Tabela 6.16 mostra que os modelos péssimos produzem menos água que a média dos demais modelos.

Tabela 6.16 – Produção acumulada de água para os principais poços dos modelos péssimos

Wp (10 ³ m ³)	MR140	MR232	MR069	Média dos 20 Modelos
PROD042	1,2	1,6	0,7	3,9
PROD051	1,4	1,4	0,6	2,1
PROD052	0,1	0,0	0,0	3,0
PROD059	1,4	1,9	0,3	2,5
PROD065	3,5	3,6	2,2	4,2

Desta forma, as flexibilizações para mitigar o risco a serem testadas são: expansão da capacidade de produção, chamada de flexibilização R1, e expansão da capacidade de injeção, chamada de flexibilização R2.

6.7.2 Flexibilização para Aumentar o Valor do Projeto

O segundo objetivo da flexibilização (discussão apresentada no Item 4.1) é de aumentar o valor do projeto. Para isto, necessita-se verificar o desempenho dos modelos que estão no extremo superior da curva de risco do indicador VPL, representados neste trabalho pelos modelos classificados como ótimos, a fim de observar se existe alguma restrição ou gargalo que poderia ser solucionado através da flexibilização, sem que esta aumente na mesma proporção o risco e exposição do capital. As Figuras 6.32 a 6.34 apresentam os resultados do desempenho do campo.

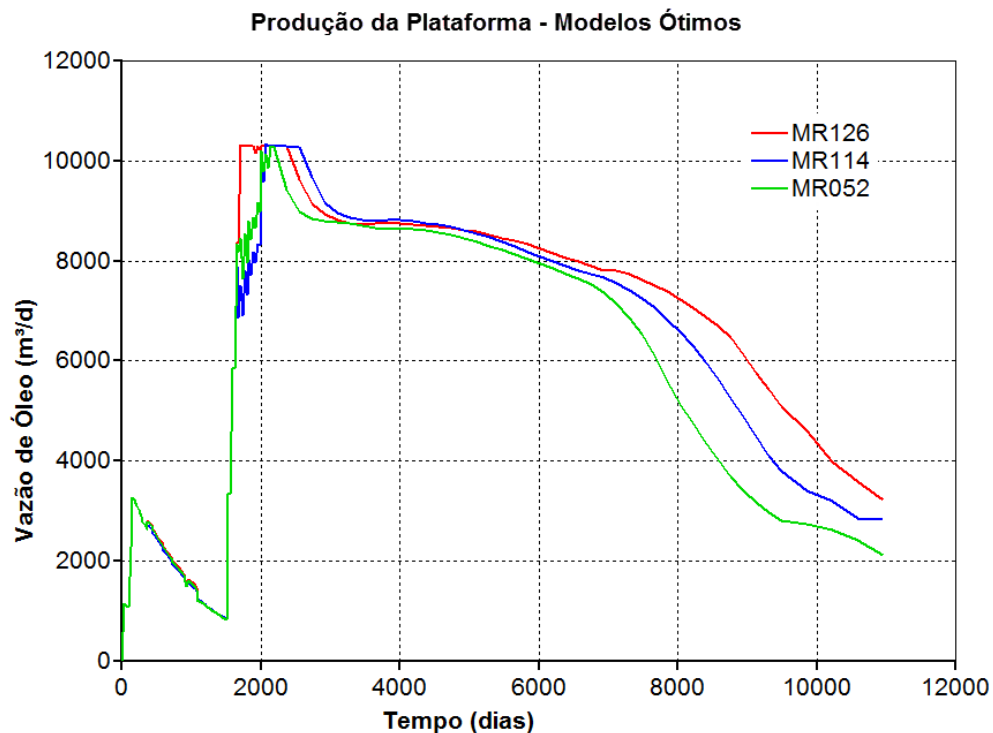


Figura 6.32 – Produção de óleo para os modelos ótimos.

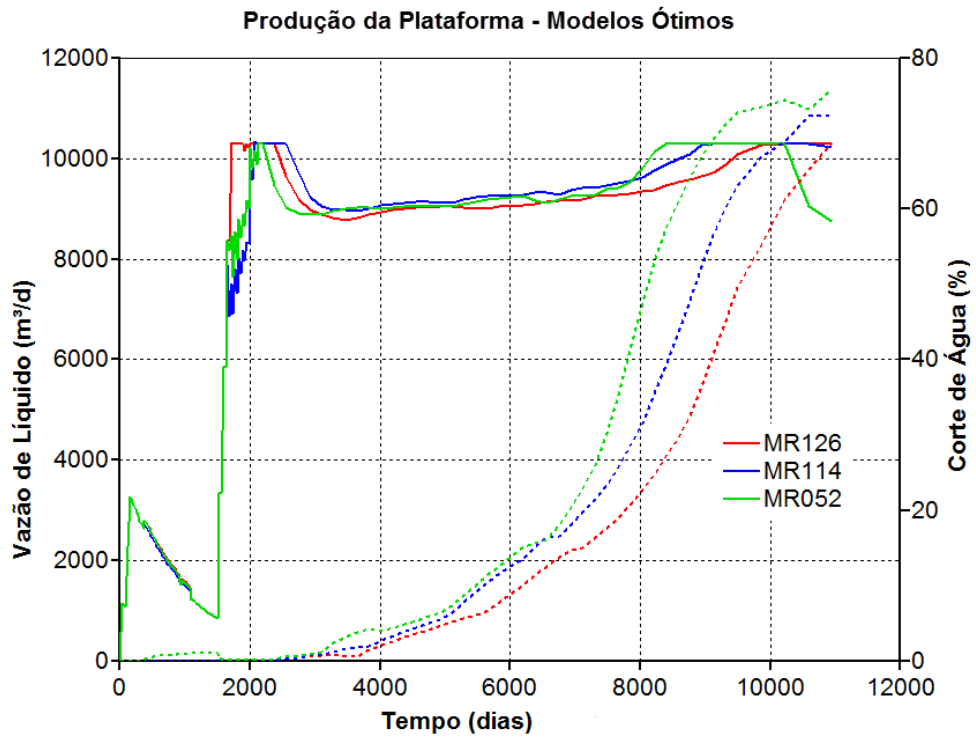


Figura 6.33 – Produção de líquido e corte de água para os modelos ótimos.

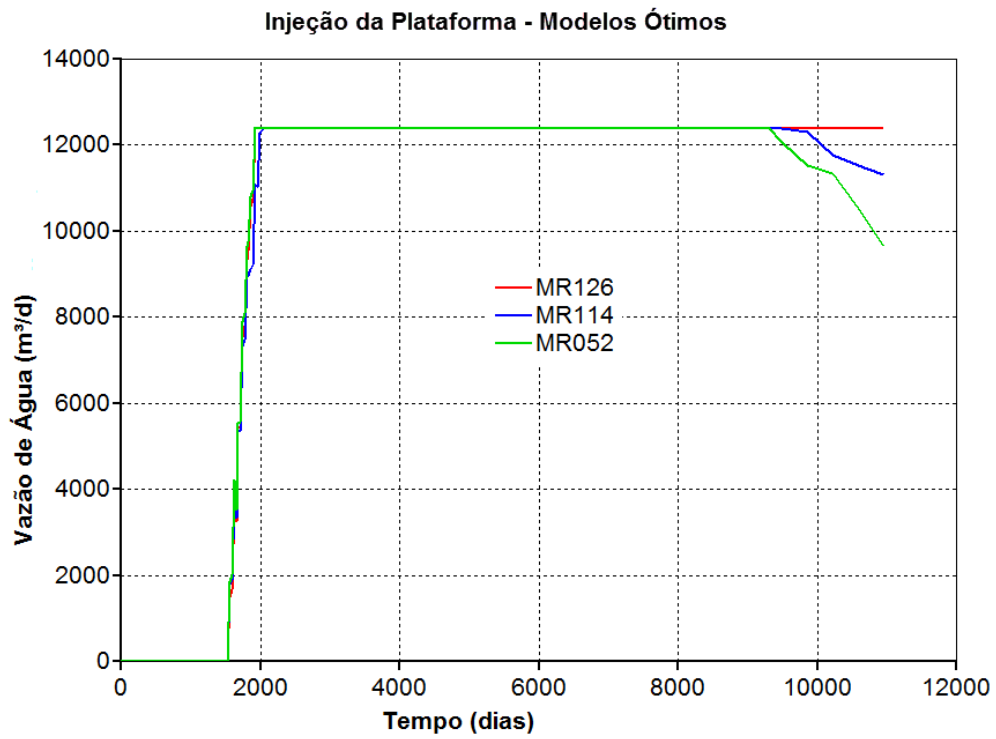


Figura 6.34 – Injeção de água para os modelos ótimos.

Ao contrário dos modelos p \acute{e} ssimos, observa-se claramente nas Figuras 6.32 a 6.34, a alta utiliza \acute{c} o da capacidade de produ \tilde{c} o, verificadas atrav \acute{e} s da manuten \tilde{c} o do limite de produ \tilde{c} o por longo per \acute{o} do de tempo. Desta forma, as op \tilde{c} oes de flexibiliza \tilde{c} oes a serem testadas s \tilde{a} o, novamente, as expans \tilde{c} oes das capacidades de produ \tilde{c} o e inje \tilde{c} o, analisadas separadamente.

As Figuras 6.35 a 6.38 apresentam os resultados dos melhores po \tilde{c} os produtores. Observa-se que os po \tilde{c} os n \tilde{a} o mant \acute{e} m o limite de produ \tilde{c} o (2500 m 3 /d) por um longo per \acute{o} do, por \acute{e} m, neste caso, a raz \tilde{a} o se deve \grave{a} limitada capacidade de produ \tilde{c} o da plataforma. Al \acute{e} m disso, verifica-se que a produ \tilde{c} o de \acute{a} gua somente se inicia, no m \acute{i} nimo, 4000 dias ap \acute{o} s a abertura destes po \tilde{c} os (Figura 6.38), n \tilde{a} o sugerindo inicialmente devido as restri \tilde{c} oes de recursos, a utiliza \tilde{c} o da completa \tilde{c} o inteligente, apesar de dois dos quatro principais produtores serem fechados devido ao corte de \acute{a} gua, fato que ocorre, por \acute{e} m, somente pr \acute{o} ximo ao fim da simula \tilde{c} o, fazendo com que o ganho adicional proporcionado pela completa \tilde{c} o inteligente seja minimizado devido aos descontos dos fluxos de caixa ao longo do tempo.

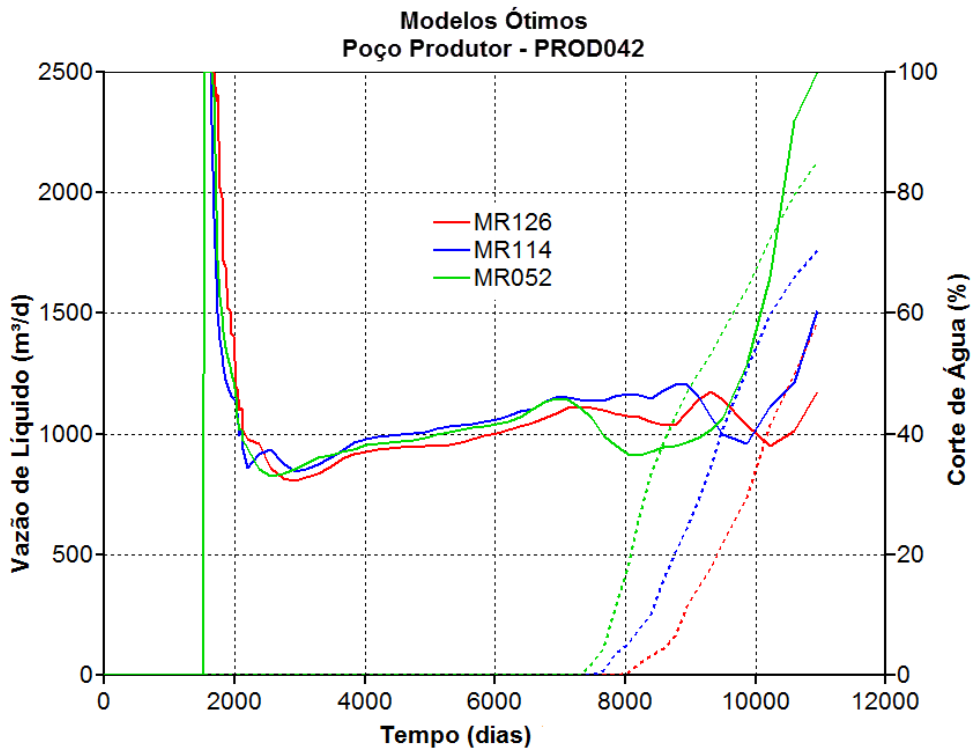


Figura 6.35 – Vazão de líquido e corte de água do PROD042 para os modelos ótimos.

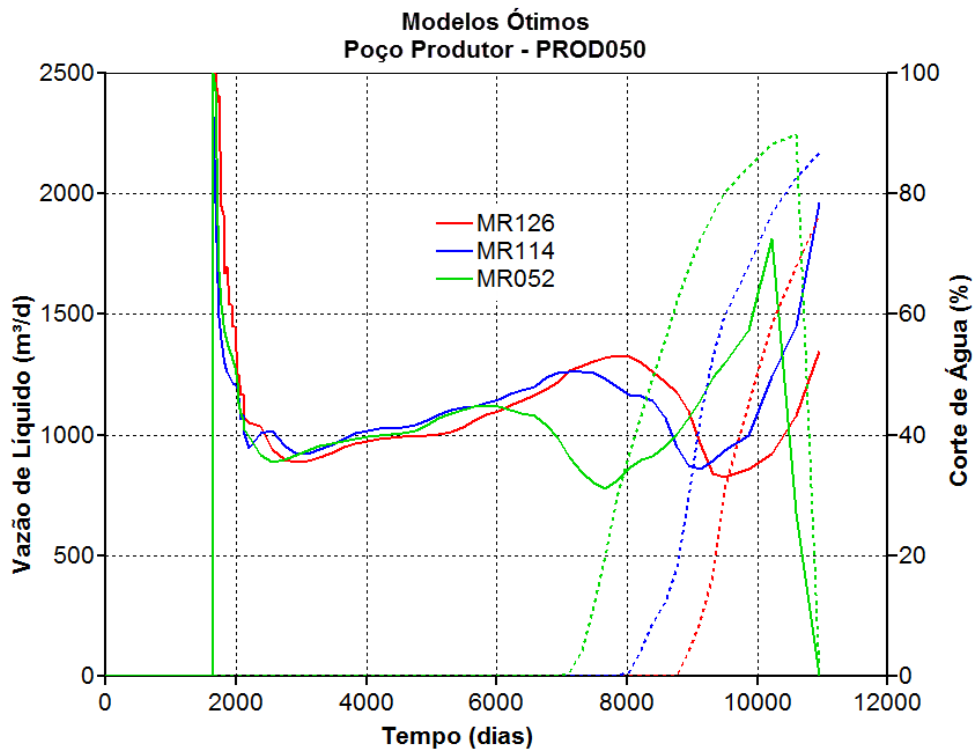


Figura 6.36 – Vazão de líquido e corte de água do PROD050 para os modelos ótimos.

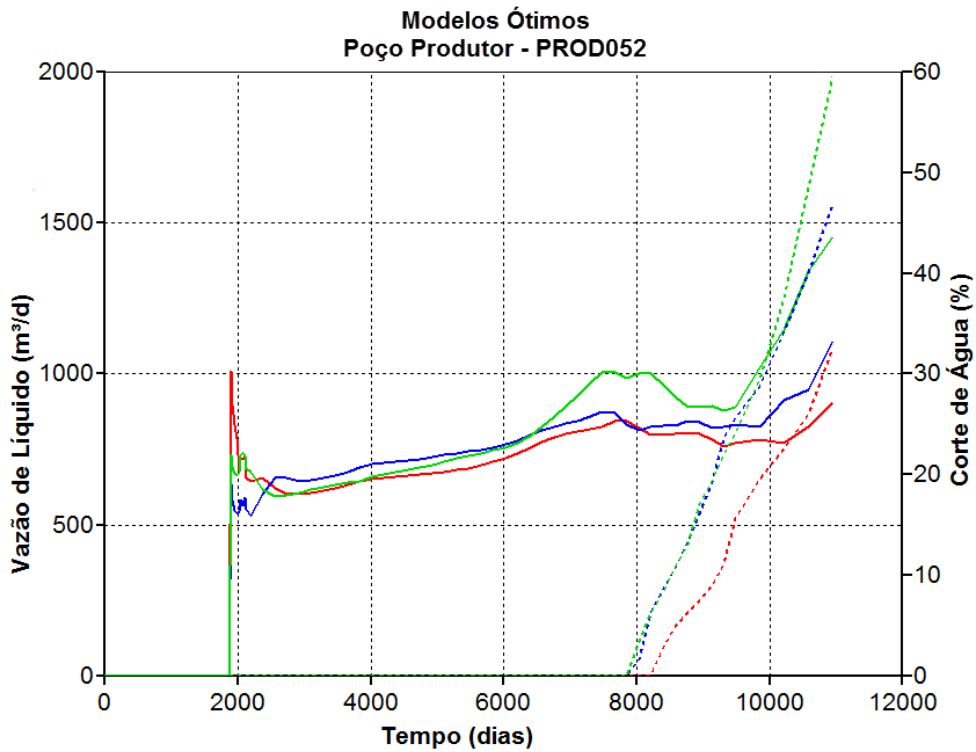


Figura 6.37 – Vazão de líquido e corte de água do PROD052 para os modelos ótimos.

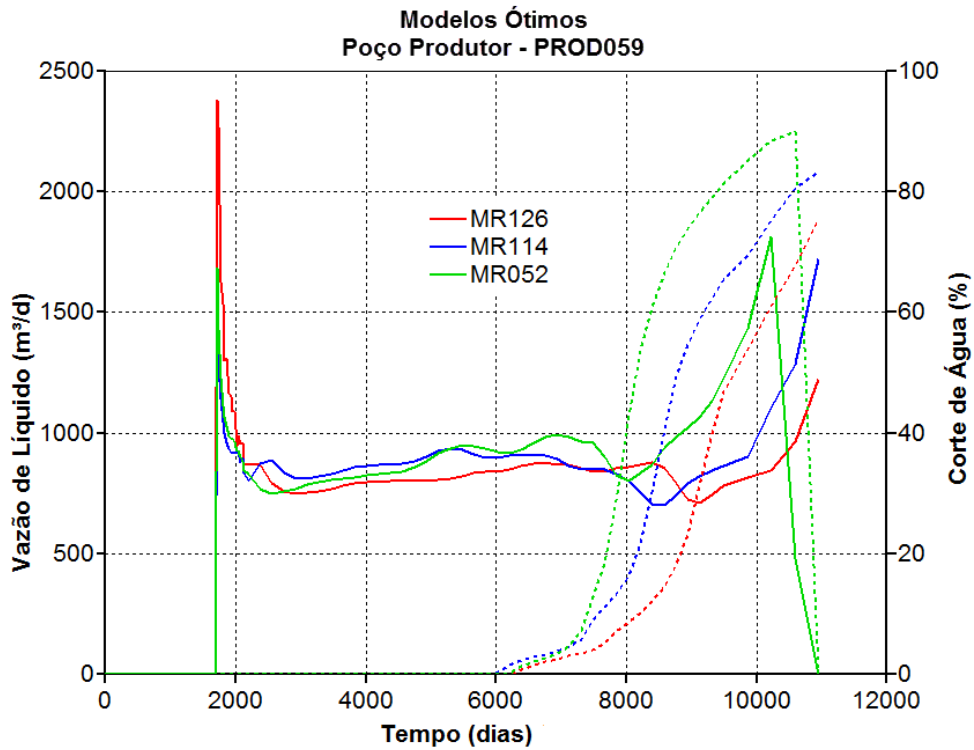


Figura 6.38 – Vazão de líquido e corte de água do PROD059 para os modelos ótimos.

Para confirmar a exclusão da completção inteligente como flexibilidade a ser testada, verifica-se a produção acumulada de água dos modelos ótimos em comparação com os demais, sendo mostrado na Tabela 6.17.

Tabela 6.17 – Produção acumulada de água para os principais poços dos modelos ótimos

Wp (10 ³ m ³)	MR126	MR114	MR052	Média dos 20 Modelos
PROD042	0,9	1,5	2,9	3,9
PROD050	1,1	2,0	2,4	2,5
PROD052	0,4	0,7	1,0	3,0
PROD059	1,3	2,1	2,4	2,5

A Tabela 6.17 mostra que apesar de mais próximo da média, os modelos ótimos produzem pouca água se comparados aos demais e esta é produzida próxima ao fim da simulação, devido à chegada da frente de água tardia. Desta forma, as expansões das capacidades de produção e injeção também serão testadas para este objetivo, sendo chamadas aqui de flexibilização V1 e V2, respectivamente.

6.8 Etapa 8 – Estimativa de Valor de Flexibilização

A partir da análise realizada no Item 6.7, as flexibilidades a serem testadas são: as expansões das capacidades de produção e injeção. Estas, porém, são testadas com dois objetivos diferentes, totalizando quatro opções. As duas primeiras opções a serem analisadas são referentes à expansão da capacidade de produção. No caso da flexibilização R1, escolhe-se uma plataforma com capacidade de produção inferior à da plataforma da estratégia E213 como base, com menor investimento em plataforma de forma a garantir os maiores ganhos nos piores modelos geológicos, já que estes não utilizam toda a capacidade instalada, e utiliza-se a expansão da capacidade como flexibilidade.

A Figura 6.25 mostra que, nos modelos péssimos, a capacidade de produção utilizada é de aproximadamente 5000 m³/d, menos da metade da capacidade instalada para a estratégia E213. Porém, considerando que estes modelos apresentam os cenários mais pessimistas possíveis, ou seja, existem mais modelos que utilizam capacidade superior a este valor, e que existe um limite técnico da capacidade que pode ser instalada após entrar em operação (discutido no Item 5.5.1), as características da flexibilização R1 são mostradas na Tabela 6.18. Da modelagem descrita do Item 5.5.1, tem-se que Δ é igual a US\$ 10 milhões e o fator de multiplicação α é igual a 1,6.

Tabela 6.18 – Características da flexibilização R1.

	Capacidade de Produção (m³/d)	Investimento (US\$ milhões)
Plataforma P7300	7300	454
Plataforma P9300	9300	490
Plataforma FP7300	7300	464
Expansão	2000	58

Neste trabalho, não se opta por uma capacidade de plataforma próxima a da estratégia E069 (5400 m³/d) devido ao limite de capacidade que pode ser instalado, fazendo com que a plataforma, caso ocorra a instalação da expansão, permaneça ainda com capacidade de produção baixa. Ressalta-se, porém, que quanto mais avesso ao risco, menor deve ser a capacidade C1 escolhida.

No caso da flexibilização V1, as características das plataformas são mostradas na Tabela 6.19.

Tabela 6.19 – Características da flexibilização V1.

	Capacidade de Produção (m³/d)	Investimento (US\$ milhões)
Plataforma P10300	10300	509
Plataforma P12300	12300	545
Plataforma FP10300	10300	519
Expansão	2000	58

A plataforma grande é escolhida de forma a captar o ganho adicional dos modelos mais otimistas e sua capacidade não pode ser superior devido aos limites técnicos da instalação da expansão da capacidade assumidos neste trabalho.

Analogamente, para a capacidade de injeção, utiliza-se, inicialmente, uma capacidade menor utilizando a expansão como flexibilidade para o objetivo de mitigar o risco e para o objetivo de aumentar o valor do projeto, utiliza-se a capacidade da estratégia E213 como base, expandindo-a como flexibilidade, respeitando, em ambos os objetivos, o limite técnico e logístico de instalação após a plataforma entrar em operação (discussão apresentada no Item 5.5.2). Desta forma, a Tabela 6.20 apresenta a flexibilização R2 e a Tabela 6.21 mostra a flexibilização V2.

Tabela 6.20 – Características da flexibilização R2.

	Capacidade de Injeção (m³/d)	Investimento (US\$ milhões)
Plataforma I8400	8400	436
Plataforma I10400	10400	472
Plataforma FI8400	8400	446
Expansão	2000	58

Tabela 6.21 – Características da flexibilização V2.

	Capacidade de Injeção (m³/d)	Investimento (US\$ milhões)
Plataforma I12400	12400	509
Plataforma I14400	14400	545
Plataforma F112400	12400	519
Expansão	2000	58

Observam-se nas Tabelas 6.20 e 6.21 que o investimento adicional Δ e o fator de multiplicação α são os mesmos (respectivamente US\$ 10 milhões e 1,6), pois as flexibilidades são análogas, apresentando características e limitações quanto à instalação similares, discussão apresentada no Item 5.5.2.

Depois de selecionadas as quatro opções de flexibilização, chamadas de R1 e R2 para mitigar o risco, e V1 e V2 para aumentar o valor do projeto, aplica-se a metodologia de otimização da estratégia de produção, agora considerando cada flexibilidade. Devido às flexibilizações já apresentarem capacidades e investimentos da plataforma fixos, a metodologia de otimização aplicada é simplificada, suprimindo as fases D1 e D2. As principais características das estratégias de produção flexíveis são apresentadas na Tabela 6.22. Isso é necessário para garantir que a estratégia implantada (itens além das capacidades que estão sendo testadas) seja compatível com a opção escolhida (R1, R2, V1 ou V2).

Tabela 6.22 – Características das estratégias de produção flexíveis ótimas.

Flexibilização	Número de Poços			Cronograma de Abertura de Poços
	Total	Produtores	Injetores	
R1	21	13	8	1.2.1
R2	20	13	7	1.2.1
V1	26	16	10	1.1.1
V2	26	16	10	1.1.1

A Tabela 6.22 mostra que as flexibilizações visando mitigar o risco permitem uma configuração com um número menor de poços, reduzindo substancialmente o investimento da estratégia. Observa-se ainda que o número de poços das estratégias das flexibilizações visando aumentar o valor do projeto é o mesmo da estratégia E213, porém com gerenciamento de poços

diferente. O mesmo número de poços ocorre, pois se utiliza a capacidade da estratégia E213 como capacidade base (C1) em ambas as flexibilidades e a metodologia de otimização de estratégias de produção é aplicada à capacidade C1 para o mesmo modelo geológico que a estratégia sem flexibilidade (MR213).

Ressalta-se que, na prática, ao analisar a utilização de flexibilidades, tanto separadas como em conjunto com outras flexibilidades, é importante verificar se os modelos que permitem a expansão são beneficiados com um número de poços maior.

Para estimar o momento em que este custo de expansão deve ser aplicado, utilizam-se os 20 modelos selecionados no Item 6.7, verificando-se a curva de produção de líquido, mostrada na Figura 6.39 para flexibilização R1 e Figura 6.40 para flexibilização V1.

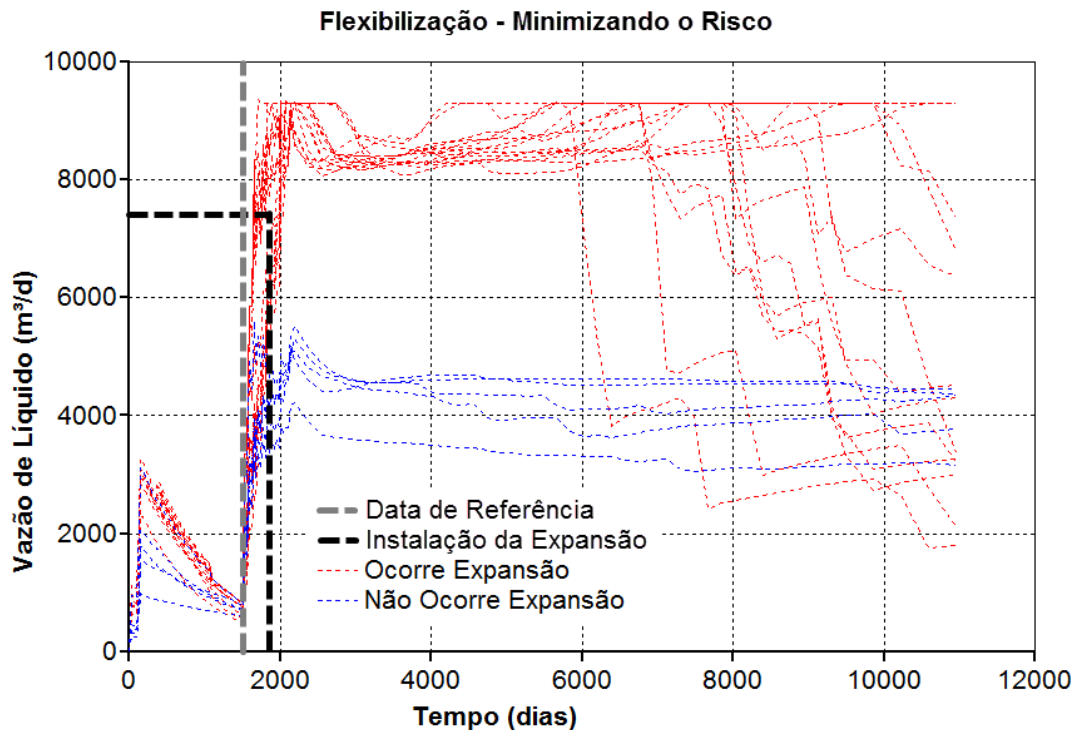


Figura 6.39 – Produção de líquidos para a estratégia flexível R1.

A Figura 6.39 mostra que a expansão da capacidade resulta em aumento da vazão de líquidos para a maioria dos modelos e a linha preta pontilhada apresenta o momento de instalação da flexibilidade, que ocorre quando os modelos ultrapassam a capacidade de produção de 7300 m³/d. Assumindo-se um valor médio para todos os modelos em que a capacidade adicional é

instalada, utiliza-se o tempo de simulação de 1800 dias, aproximadamente um ano após a data de referência usada para o cálculo do VPL, que é de 1470 dias. Apesar de um ano ser um período curto em relação ao período da licença, diversos poços são perfurados durante o primeiro ano de produção e são responsáveis por reduzir a incerteza dos atributos geológicos e verificar se o cenário que ocorre está mais próximo dos modelos otimistas ou pessimistas.

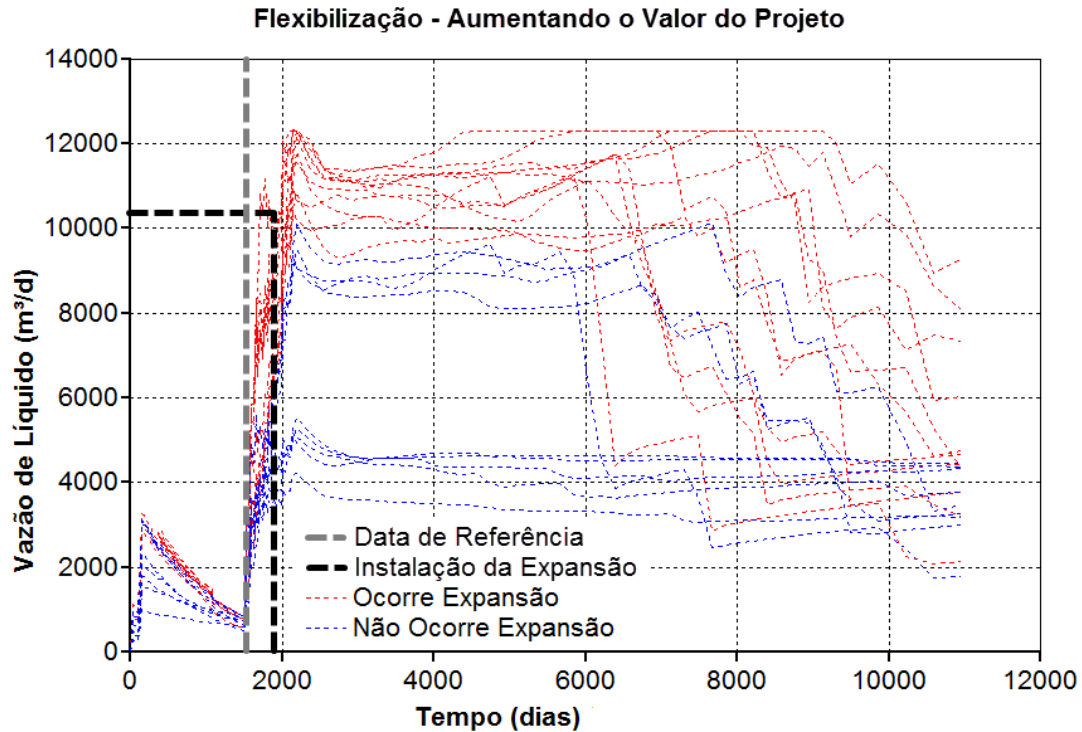


Figura 6.40 – Momento de instalação da flexibilização V1.

Observa-se na Figura 6.40 que aproximadamente metade dos 20 modelos tem a expansão instalada e, dentre estes modelos, são poucos que atingem o limite da capacidade adicional, comportamento esperado já que são poucos os modelos mais otimistas. A linha preta pontilhada determina o ponto médio do momento de instalação da flexibilidade, que ocorre aproximadamente um ano após a data de referência (no tempo de simulação de 1850 dias), quando os modelos ultrapassam a capacidade de produção de 10300 m³/d.

O momento de instalação da expansão da capacidade de injeção, para ambos os objetivos, tem variação ínfima se comparado com o momento de instalação da flexibilidade de expansão da capacidade de produção, sendo assumido também igual a um ano após a data de referência.

As estratégias de produção flexíveis ótimas são então simuladas em todos os modelos. Os resultados das simulações são utilizados para gerar as curvas de risco das flexibilizações, as quais são comparadas com a estratégia E213 (sem flexibilização), mostradas na Figura 6.41.

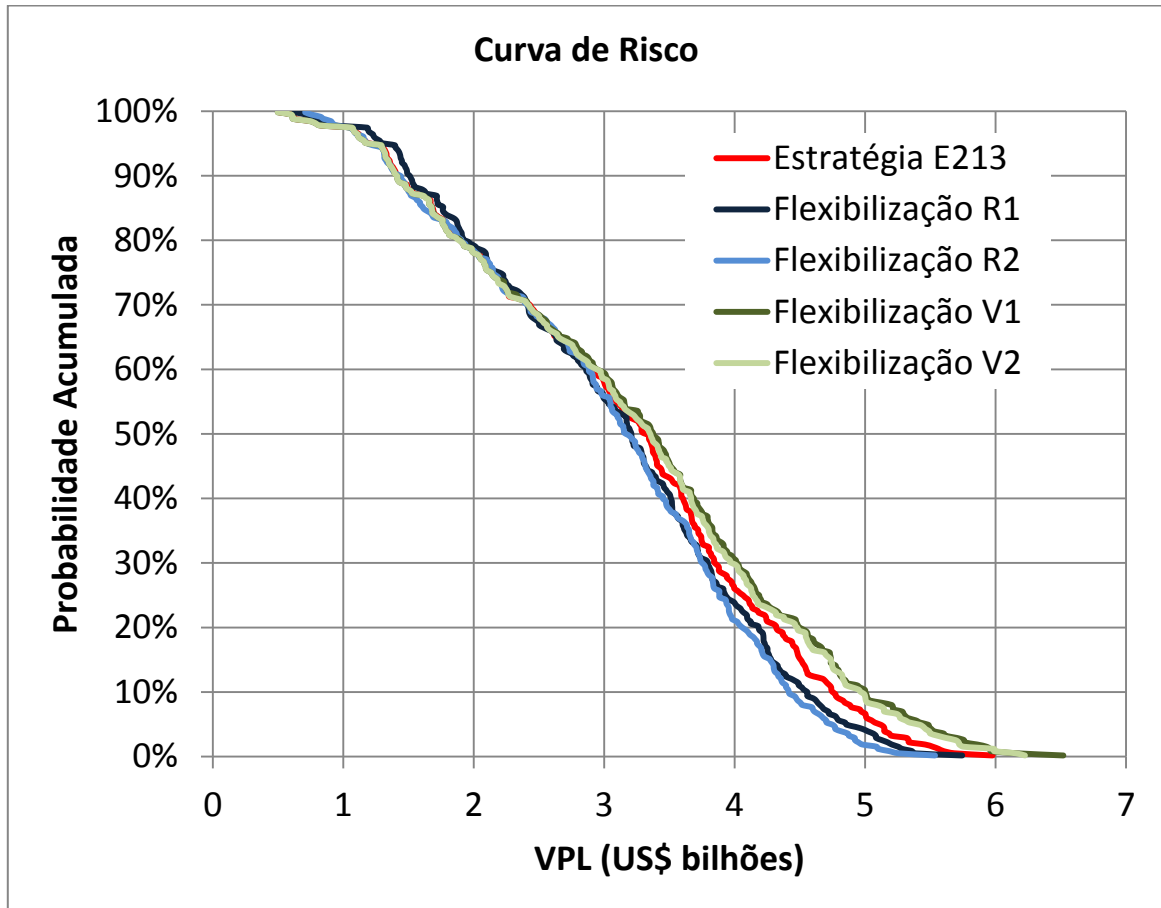


Figura 6.41 – Curvas de risco das flexibilidades sugeridas.

A Figura 6.41 mostra que as curvas verde claro e verde escuro, que representam as flexibilizações visando aumentar o valor do projeto, apresentam maior variabilidade, com o limite inferior apresentando valores ligeiramente menores do que das demais curvas e o limite superior apresentando valores bem superiores às demais. Além disso, nota-se que as duas curvas das flexibilizações V1 e V2 são muito próximas, pois apresentam estratégias de produção similares. Analogamente, verifica-se que as curvas azul claro e azul escuro, que representam as flexibilidades para mitigar o risco do projeto são mais estreitas que as demais, ou seja, seus limites, inferior e superior, estão mais próximos da medida de tendência central. Nota-se também

que as flexibilizações R1 e R2 não apresentam curvas com formatos tão próximos, devido a apresentarem diferentes estratégias de produção.

Ainda na Figura 6.41, verifica-se que as flexibilizações V1 e V2 melhoram o VPL dos modelos mais otimistas devido às curvas se apresentarem deslocadas para a direita se comparada à curva da estratégia E213 a partir de P50. Para as flexibilizações R1 e R2, apesar de não apresentarem este mesmo efeito, elas permitiram obter VPL igual ou levemente superior nos modelos mais pessimistas com redução do CAPEX, investindo menos, tanto na plataforma como em poços (cinco e seis poços a menos para as flexibilizações R1 e R2, respectivamente), elevando o retorno sobre investimento (ROI) das estratégias.

Não é trivial a escolha por uma das opções, pois é preciso escolher a melhor combinação entre risco e retorno, diagrama mostrado na Figura 6.42.

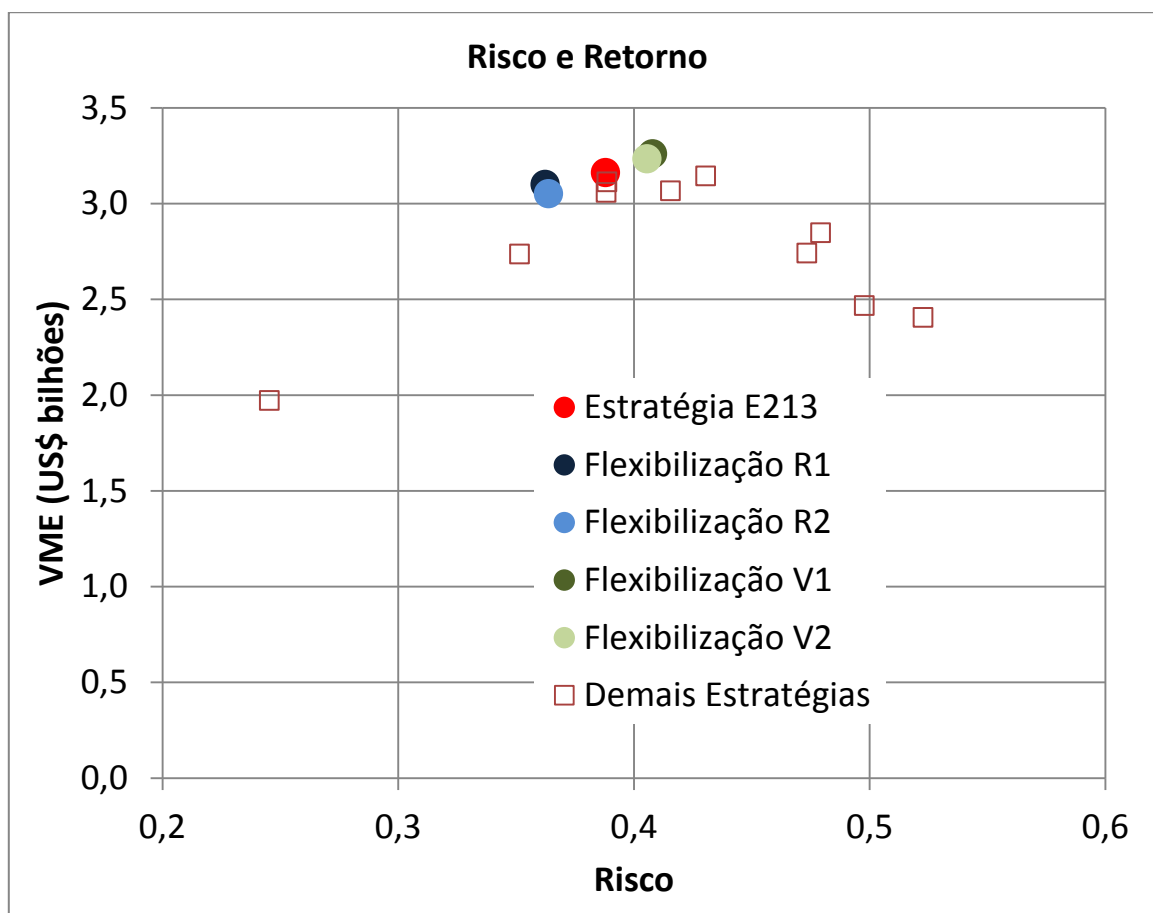


Figura 6.42 – Análise de risco e retorno das opções de flexibilização possíveis com as estratégias sem flexibilidades.

Na Figura 6.42 estão incluídas as demais estratégias otimizadas. Comparando as estratégias flexíveis com as demais estratégias ótimas, a opção por flexibilizar a estratégia torna-se óbvia. Porém, ao comparar cada opção flexível com a estratégia E213, a decisão é difícil e depende do perfil da empresa.

Caso o perfil da empresa seja de aversão ao risco, é possível que a empresa opte pelas flexibilizações R1 e R2, pois garantem os retornos econômicos nos cenários pessimistas com os menores investimentos. Já caso a empresa seja neutra ou tolerante ao risco, a decisão ficaria entre a estratégia sem flexibilidade (E213) e as flexibilizações V1 e V2. Nesta situação, as estratégias flexíveis permitem que a empresa altere o plano de produção, caso se confirme a presença de um cenário otimista, aumentando então a capacidade de produção, levando a antecipação de receitas, ou aumentando a capacidade de injeção, não permitindo que o nível de produção diminua. A decisão pela expansão ocorre somente durante a fase de produção, onde o projeto já apresenta receitas e as incertezas em relação ao campo são menores.

Desta forma, as flexibilizações testadas permitem aumentar a eficiência da produção através da alta utilização da capacidade instalada, aumentam a segurança da empresa através da adaptabilidade da estratégia de produção em diferentes cenários, não necessitam atrasar o desenvolvimento do projeto para obter novas informações, o investimento adicional só ocorre durante a fase de produção, onde o projeto já está em operação, possui receitas e as incertezas geológicas são menores.

Ressalta-se também que o investimento adicional Δ , relacionado com a preparação da plataforma para receber a expansão da capacidade (de produção ou de injeção) pode ser utilizado de modo a gerenciar uma incerteza não prevista na fase de desenvolvimento dando maior segurança à operação do campo.

Para a estimativa dos VDF tradicional e considerando o risco, resumem-se os valores do VME e desvio-padrão sendo mostrados na Tabela 6.23.

Tabela 6.23 – VME e desvio-padrão das opções de estratégia.

	VME (US\$ milhões)	σ (US\$ milhões)
Estratégia E213	3162	1227
Flexibilização R1	3100	1123
Flexibilização R2	3051	1110
Flexibilização V1	3259	1330
Flexibilização V2	3234	1311

O VDF tradicional leva em consideração somente o retorno do projeto e só é positivo para as flexibilizações V1 e V2, que aumentam o valor do projeto, sendo igual à US\$ 97 milhões e US\$ 72 milhões, respectivamente.

Para o VDF considerando o risco, é necessário escolher o fator de aversão ao risco, o qual deve ser calibrado para cada empresa. Para efeito de cálculo, utiliza-se, como exemplo, um fator de aversão ao risco igual a dois ($w = 2$), e plotam-se, no diagrama de risco e retorno, diversas linhas de iso-utilidade até que cruzem os pontos representando tanto as estratégias flexíveis (R1, R2, V1 e V2) quanto a estratégia sem flexibilidade, mostrado na Figura 6.43.

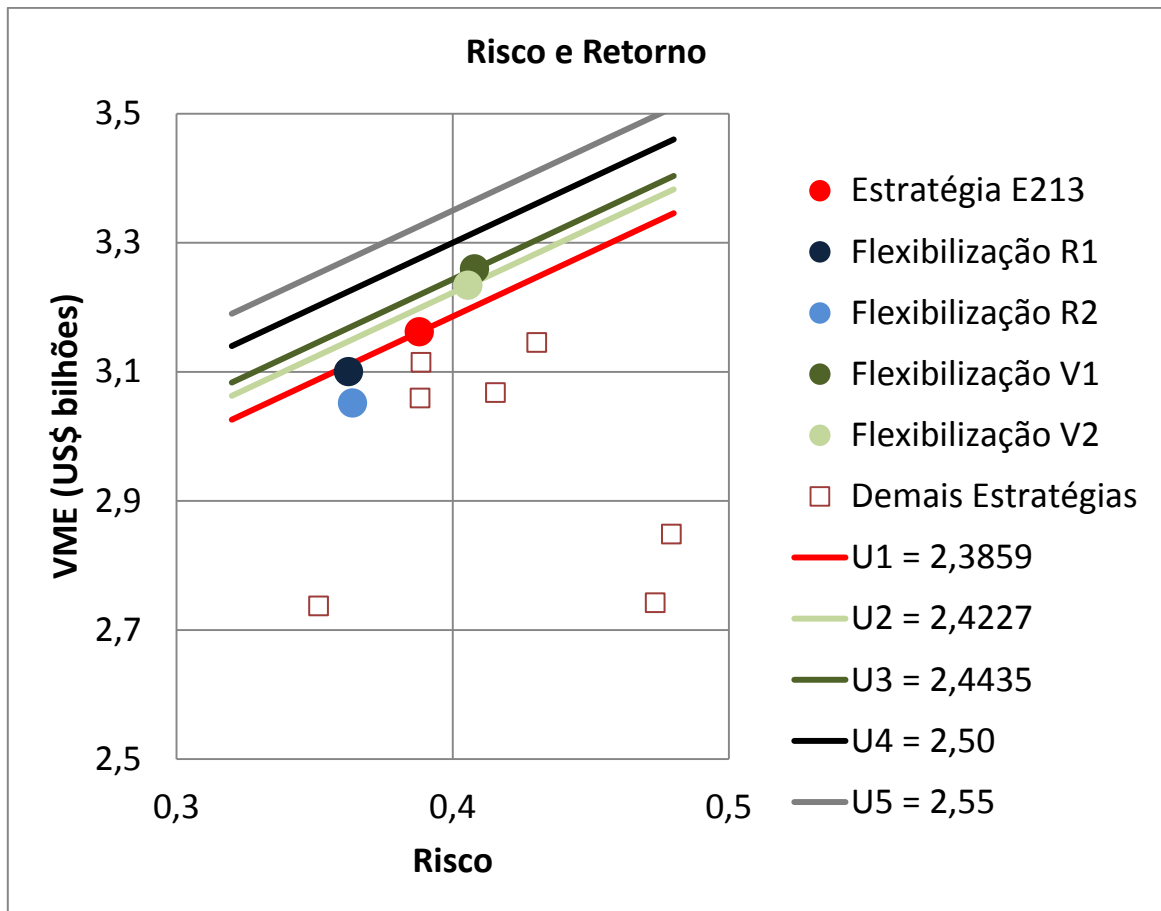


Figura 6.43 – Curvas de iso-utilidade utilizadas para estimativa do VDF.

Verifica-se através da Figura 6.43 que para w igual a dois, somente as estratégias das flexibilizações V1 e V2 apresentam valores de utilidade superiores ao valor de utilidade da estratégia sem flexibilidade (E213), desta forma, somente estas flexibilizações apresentam VDF positivos, que são estimados através da Equação 4.3:

- Flexibilização V1

$$U_{PE} = \text{US\$ } 2,3859 \text{ bilhões}$$

$$U_{PF} = \text{US\$ } 2,4435 \text{ bilhões}$$

$$VDF = U_{PF} - U_{PE} = \text{US\$ } 57,6 \text{ milhões}$$

- Flexibilização V2

$$U_{PF} = US\$ 2,4227 \text{ bilhões}$$

$$VDF = U_{PF} - U_{PE} = US\$ 36,8 \text{ milhões}$$

Os valores de VDF das flexibilizações R1 e R2 são negativos para este fator de aversão ao risco. A Figura 6.44 apresenta uma análise de sensibilidade para este fator.

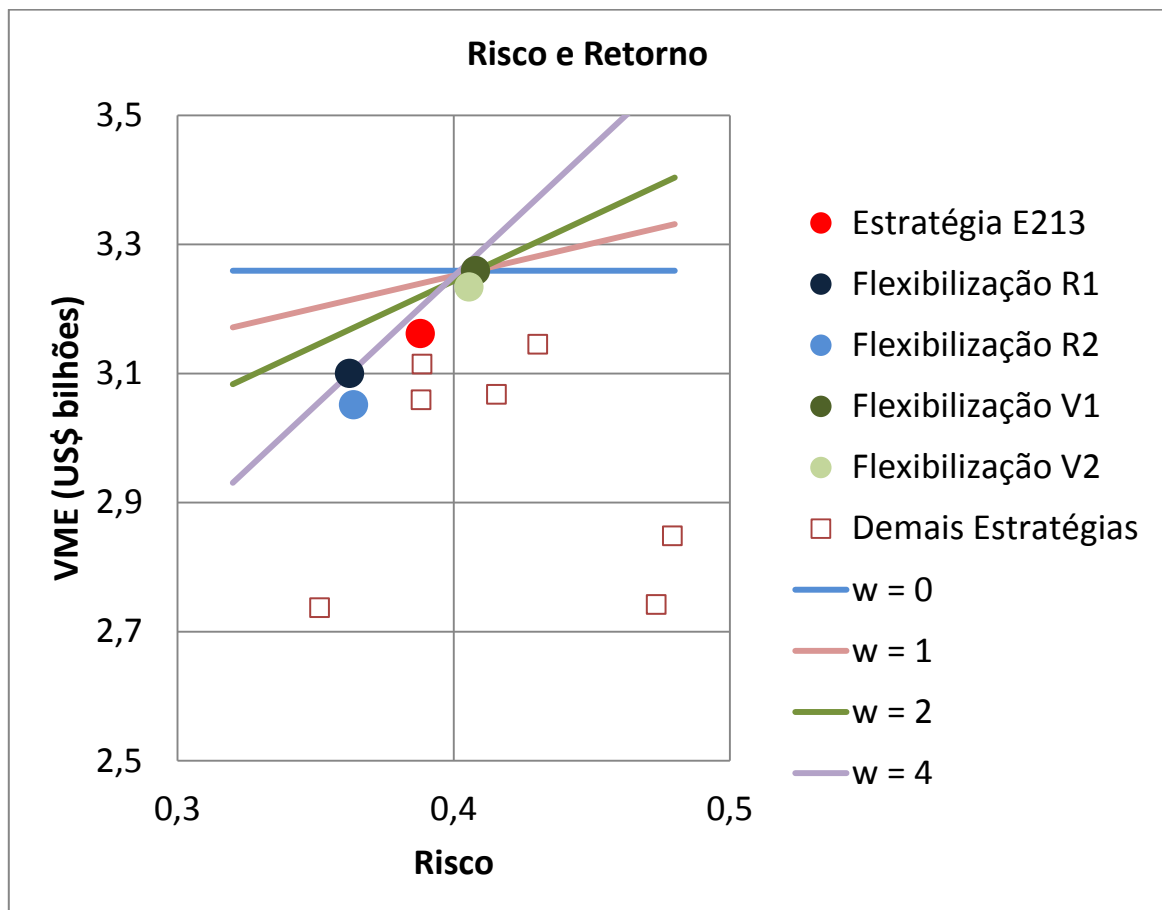


Figura 6.44 – Análise de sensibilidade do fator w no diagrama de risco e retorno.

A Figura 6.44 mostra que para um fator de aversão ao risco igual a quatro, a melhor opção se dá pela flexibilização R1. Para a estimativa do VDF utilizando este valor de w , plotam-se curvas de iso-utilidade até que encontrem os pontos representando as estratégias de produção.

Nota-se ainda que em uma análise de decisão, a opção pela flexibilização torna-se a melhor opção em relação à estratégia estática (sem flexibilidade), tanto do ponto de vista de mitigar o risco, como para aumentar o valor do projeto, ao variar-se o fator w . Porém, para a escolha de qual flexibilidade utilizar, esta decisão é baseada no VDF e, para w igual a dois, opta-se pela flexibilidade V1. Ressalta-se que a decisão pela flexibilidade V1 depende do peso do fator de aversão ao risco, o qual está relacionado com o perfil da empresa, disponibilidade de investimento, objetivo da estratégia e da flexibilização etc. Além disso, é necessário investigar o benefício da somatória de flexibilidades e como esta se compara quando as flexibilizações são analisadas separadamente.

Devido a metodologia apresentar diversas etapas onde se utiliza-se uma metodologia de otimização com diversas fases que podem se repetir, faz-se uma análise em relação as restrições de tempo e recursos humano e computacional: por se tratar de uma nova metodologia onde procura-se aplicar o conceito de VDF sob o ponto de vista probabilístico, verificou-se a necessidade de detalhar cada etapa da metodologia geral, assim como cada fase da metodologia de otimização de forma a garantir que a estratégia de produção sem flexibilidade fosse ótima dentro das opções disponíveis considerando todos os cenários incertos, da maneira que ao analisar a opção por flexibilização e posterior estimativa de benefício, esta se daria através de uma melhor relação de risco e retorno onde a decisão estaria relacionada com o perfil único do tomador de decisão.

Existem, porém, algumas oportunidades de simplificação no caso em que as restrições de tempo e recursos sejam limitantes: (1) Na metodologia de otimização da estratégia de produção, verificou-se que as fases B2, C2 e D2 apresentam ganhos nulos ou muito baixos se comparados com as fases B1, C1 e D1 podendo ser suprimidas, (2) Observando a Figura 6.23, nota-se que a estratégia base E000 é próxima da estratégia sem flexibilidade escolhida (E213), desta forma, caso se acredite que a estratégia base seja ótima, é possível suprimir a Etapa 5 da metodologia, a qual foi consumidora de grande parte dos recursos disponíveis; e (3) a metodologia de otimização não é objeto de estudo deste trabalho, sendo apenas utilizada como ferramenta, da maneira que caso seja desenvolvida uma metodologia seja ela manual, assistida ou automatizada que tenha preferência sobre a metodologia apresentada, esta pode ser substituída sem maiores perdas desde que se garanta que as estratégias finais sejam, de fato, ótimas.

7. CONCLUSÕES

Neste trabalho, uma metodologia de estimativa do valor da flexibilidade foi proposta visando mitigar o risco ou aumentar o valor do projeto. Os resultados obtidos mostraram que as flexibilidades selecionadas alteraram a relação de risco e retorno do projeto, permitindo à empresa adaptar a estratégia de produção para diversos cenários e mostrando que a metodologia foi capaz de estimar o valor destas flexibilidades consideradas. No Item 7.1, são apresentadas as principais conclusões e as sugestões de assuntos que devem ser pesquisados de modo a complementar a metodologia proposta são descritas no Item 7.2.

7.1 Conclusões

As principais conclusões e contribuições do trabalho estão descritas abaixo:

- O processo de seleção de estratégia de produção incorporando flexibilidades aumenta a possibilidade de sucesso, pois permite que a estratégia de produção se adapte a diversos cenários, produzindo com maior eficiência, considerando os objetivos da empresa representados aqui pela função utilidade.
- Foram testados, neste trabalho, dois tipos de flexibilização:
 - As flexibilizações denominadas aqui R1 e R2, visando mitigar o risco, alteraram a estratégia de produção, com menores capacidades de produção (R1) ou injeção (R2) e número de poços, reduzindo assim o investimento inicial e a exposição do capital. Além disso, não atrasam o desenvolvimento do projeto e, apesar de não apresentar VPL muito superior à estratégia E213 para os cenários pessimistas, apresentaram VPL equivalente com investimento muito inferior, elevando o retorno sobre o investimento (ROI) da estratégia.
 - As flexibilizações denominadas V1 e V2 permitiram com investimento inicial menor do que o investimento referente a uma plataforma grande explorar a incerteza dos atributos geológicos caso, durante a fase de produção, os

cenários mais otimistas se confirmassem, o que pôde ser verificado através do deslocamento para a direita da curva de risco a partir de P50 se comparada à estratégia E213.

- Apesar de não utilizado no exemplo deste trabalho, a preparação da plataforma para receber a flexibilidade pode ser utilizada para gerenciar incertezas não consideradas no desenvolvimento do projeto, como incertezas futuras no preço do petróleo. Por isso, o valor estimado com esta metodologia pode aumentar com a incorporação de novas incertezas ao problema.

Da metodologia geral da dissertação:

- A Etapa 2 (análise de sensibilidade) apesar de não influenciar diretamente na definição dos MR ou seleção de possíveis flexibilidades, é importante para verificar os atributos de maior impacto que influenciam a estratégia de produção, os quais as flexibilidades podem tentar minimizar ou explorar.
- A utilização da amostragem pela técnica do hipercubo latino permite uma análise de incerteza completa, contemplando todos os atributos geológicos, gerando curvas de risco completas ao mesmo tempo em que mantém o número de simulações necessárias em um número aceitável.
- A seleção de alguns MR (neste trabalho foram utilizados 10) e otimização de suas estratégias permitem que estratégias muito diferentes entre si fossem obtidas, e ao utilizar uma metodologia assistida, associar características da estratégia de produção a determinados atributos geológicos.
- A seleção da flexibilidade a partir de alguns modelos que foram posteriormente separados em grupos é importante, pois mostra as similaridades dos modelos constituintes de cada grupo, com comportamentos próximos tanto em desempenho do campo, como dos poços e conseqüentemente, as mesmas limitações. A utilização de um número pequeno de MR viabiliza a análise para casos com grande tempo de simulação; por isso, o número ideal de MR depende de fatores como importância do

estudo, precisão requerida, tempo de simulação, tempo disponível para análise, entre outros.

- A verificação das curvas de desempenho dos poços e do campo é importante para verificação das possíveis flexibilidades a serem testadas. Somente a análise dos principais indicadores técnicos não demonstra, neste trabalho, as limitações da estratégia de produção, apresentando, porém, indícios.
- A estimativa do benefício de cada flexibilidade testada somente pelo VDF tradicional pode não captar todos os benefícios que a flexibilidade traz, principalmente quando o objetivo da flexibilidade é minimizar o risco. Assim, introduz-se um conceito de VDF que apresenta um componente do risco e representa melhor o benefício da flexibilização, sendo complementado com uma análise qualitativa.

Da metodologia de otimização da estratégia de produção:

- As fases que mais contribuíram para o aumento das funções-objetivo são: Fase A (retirada de poços) e Fase D (otimização da capacidade de produção).
- A Fase B (otimização da localização de poços) apesar de aumentar o valor da função-objetivo pode possuir custos humano e computacional associados muito altos, pois é necessário identificar cada bloco de simulação que cada poço pode variar e uma vez no simulador, são necessárias muitas simulações até se maximizar a função-objetivo.
- A Fase C (inclusão/exclusão de poços produtores/injetores) aumentou o valor da função-objetivo somente em sua primeira rodada. Porém esta fase é importante para verificação do comportamento dos poços e do campo, dando indícios de possíveis gargalos da estratégia de produção.
- A utilização de uma metodologia assistida apresenta as vantagens de uma metodologia automatizada (teste de todas as regiões do reservatório, retirada sistemática dos piores poços produtores e injetores, aumento no número de modelos simulados), apresentando também as vantagens de uma metodologia manual (observar a evolução do comportamento dos poços e do campo, verificando desde o princípio quais regiões do reservatório mais contribuem para a produção, assim como

quais regiões e quais poços são mais afetados pela incerteza nos atributos geológicos).

7.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Os assuntos que surgiram durante o desenvolvimento desta dissertação e não puderam ser abordados ou incorporados são mencionados e sugeridos para trabalhos futuros:

- A metodologia proposta visa estimar o benefício da flexibilização, porém a seleção das flexibilidades foi realizada observando somente os extremos da curva de risco, ou seja, os modelos mais pessimistas e os modelos mais otimistas. Verifica-se a necessidade de desenvolver uma metodologia para seleção de flexibilidades a serem testadas de forma sistemática a partir da análise e manipulação dos principais indicadores técnico-econômicos, ou seja, observando todos os modelos da curva de risco.
- Foram consideradas, neste trabalho, apenas incertezas geológicas, assim verifica-se a importância de aplicação da metodologia considerando outras incertezas, *e.g.* incertezas econômicas. Além disso, as flexibilidades foram testadas apenas separadamente e, portanto, sugere-se a aplicação da metodologia ao considerar a somatória de incertezas.
- Neste trabalho, a metodologia de seleção da estratégia de produção é realizada em etapas de otimizações isoladas: número de poços, localização dos poços, capacidade da plataforma e cronograma. Além disso, assume-se que o adensamento da malha de simulação e a abertura simultânea dos poços é o melhor critério para classificação dos poços e posterior retirada. Desta forma, sugere-se que a estratégia de otimização seja desenvolvida a partir de outra premissa: a inclusão de um poço de cada vez, já incorporando o cronograma de abertura e a capacidade da plataforma a cada nova inclusão de poço.
- Devido a grande escala de aplicação do conceito de VDF, sugere-se ainda a adaptação e aplicação da metodologia considerando o desenvolvimento de um ou mais campos de petróleo em uma fase onde as incertezas são ainda maiores e que

podem ser analisados a partir de um compartilhamento de estruturas ou de desenvolvimento modular.

BIBLIOGRAFIA

BEGG, S., BRATVOLD, R., CAMPBELL, J., **The Value of Flexibility in Managing Uncertainty in Oil and Gas Investments**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., SPE 77586, September/October, 2002.

BOVOLENTA, H. D., **Valor da Informação Incorporando Flexibilidade Operacional**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 124 p. Dissertação de Mestrado.

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**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., SPE 77582, September/October, 2002.

COSTA, A. P. A., **Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 239p. Tese (Doutorado).

COSTA, A. P. A., SCHIOZER, D. J., **Risk Analysis Applied to the Appraisal Phase of Petroleum Field**. Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, Nov. 2002.

DEMIRMEN, F., **Use of “Value of Information” Concept in Justification and Ranking of Subsurface Appraisal.** SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Denver, Colorado, U.S.A., SPE 36631, October, 1996.

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

DUNN, M. D., **A Method to Estimate the Value of Well Log Information.** SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Washington, U.S.A., SPE 24672, October, 1992.

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

HAYASHI, S. D., LIGERO, E. L., SCHIOZER, D. J. **Decision-Making Process in Development of Offshore Petroleum Fields.** SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, SPE 107737, April, 2007.

LOHRENZ, J., **Net Values of Our Information.** JPT – Journal of Petroleum Technology. Volume 40, Number 4. pp. 499-503. April, 1988.

MARKOWITZ, H., **Portfolio Selection.** The Journal of Finance, Volume 7, Number 1, 1952, 77-91pp.

MARQUES, M. D., **Avaliação da Estratégia de Produção Incorporando Flexibilidade Operacional.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Faculdade de Engenharia

Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. 55p. Campinas, 2011.

MEZZOMO, C. C., **Otimização de Projetos de Desenvolvimento Integrada à Análise de Risco**. Campinas, 2005. 156pp. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP.

NAKAJIMA, L., **Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 128 p. Dissertação (Mestrado).

NEWENDORP, P. D., SCHUYLER, J., **Decision Analysis for Petroleum Exploration**. 2nd Edition. Planning Press, Colorado, U.S.A, 2000, 606 pp.

NOGUEIRA, P. B., **Metodologia de Otimização Probabilística de Estratégias de Produção Baseada em Algoritmos Genéticos**. Campinas, 2008. 124pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP.

PORTELLA, R. C. M., SALOMÃO, M. C., BLAUTH, M., DUARTE, R. L. B., **Uncertainty Quantification to Evaluate the Information in a Deepwater Reservoir**. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, U.S.A., SPE 79707, February, 2003.

RAVAGNANI, A. T. S. G., MAZO, E. O. M, SCHIOZER, D. J., **A Case Study of the Structure of the Process for Production Strategy Selection**. Congresso Ibero-Latino-Americano de Métodos Computacionais em Engenharia - CILAMCE, Novembro, Búzios, Brasil, 2009.

RISSO, F. V. A., RISSO, V. F., SCHIOZER, D. J., **Risk analysis of petroleum fields using**

Latin hypercube, Monte carol and derivative tree techniques. Journal of Petroleum and Gas Exploration Research, Vol. 1, n° 1, 2011, 14-21pp.

ROSE, P. R., **Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures.** AAPG Methods in Exploration Series, n° 12, 2001, 164pp.

SAMPAIO, M. A., BARRETO, C. E. A. G., RAVAGNANI, A. T. F. S. G., SCHIOZER, D. J., **Comparison between Smart and Conventional Wells Optimized under Economic Uncertainty.** Offshore Technology Conference, Rio de Janeiro, Brazil, OTC 22426, October, 2011.

SANTOS, J. A. M., **Estudo da Influência da Estratégia de Produção em Análise de Risco Aplicada ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo.** Campinas, 2002. 124pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP.

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

SAPUTELLI, L., LUJAN, L., GARIBALDI, L., SMYTH, J., UNGREDDA, A., RODRIGUEZ, J., CULLICK, A.S., **How Integrated Field Studies Help Asset Teams Make Optimal Field Development Decisions.** SPE Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting, Bakersfield, California, U.S.A., SPE 110250, March-April, 2008.

SCHIOZER, D. J.; LIGERO, E. L.; SUSLICK, S. B.; COSTA, A. P. A. e SANTOS, J. A. M., **Use of Representative Models in the Integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition.** Journal of Petroleum Science and Engineering, pp131-141, número 1-2, vol. 44,

Outubro, 2004.

SILVA, F. R. C., COSTA, A. P. A., **Utilização de Modelos Representativos na Tomada de Decisão do Desenvolvimento Complementar em Campo Offshore.** Revista Petro&Química, Ed. 315, 2009, pp. 74-79.

SILVA, J. P. Q. G., SCHIOZER, D. J., **Comparison Between Smart and Conventional Wells Considering Uncertainties.** SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, SPE 121279, June, 2009.

XAVIER, A. M., **Análise do Valor da Informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo.** Campinas, 2004. 157pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP.

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

ANEXO I – FIGURAS ADICIONAIS DA ETAPA 5

Resultados da metodologia de otimização da estratégia de produção para os modelos: MR052, MR060, MR069; MR102; MR110; MR126, MR213; MR260 e MR272.

Fase A – Retirada de poços

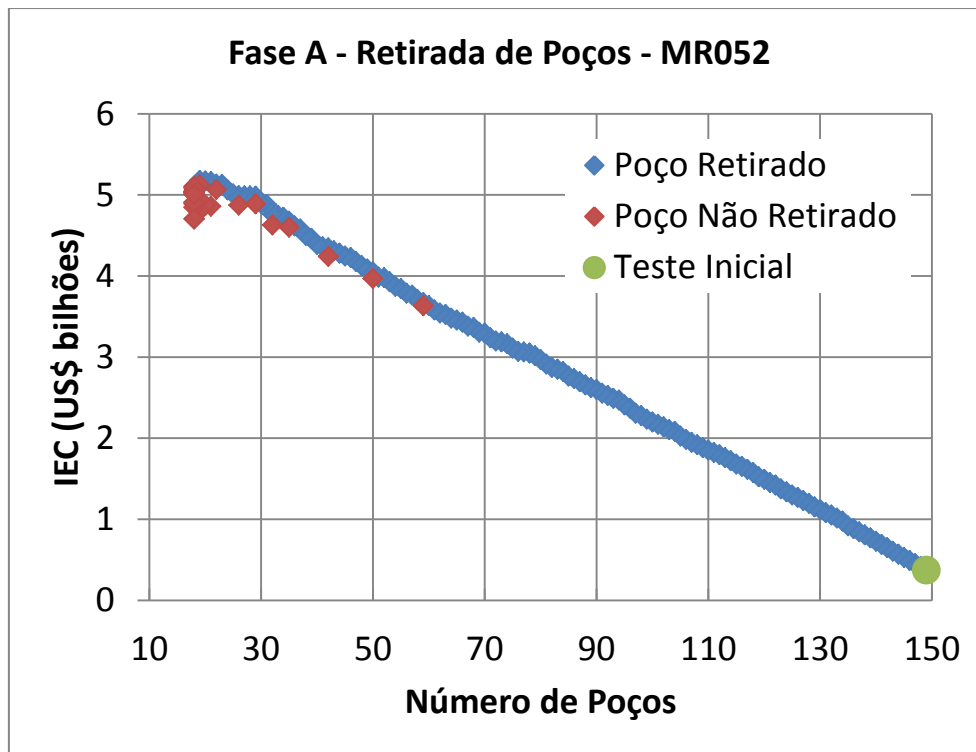


Figura A.1 – Fase A para o MR052.

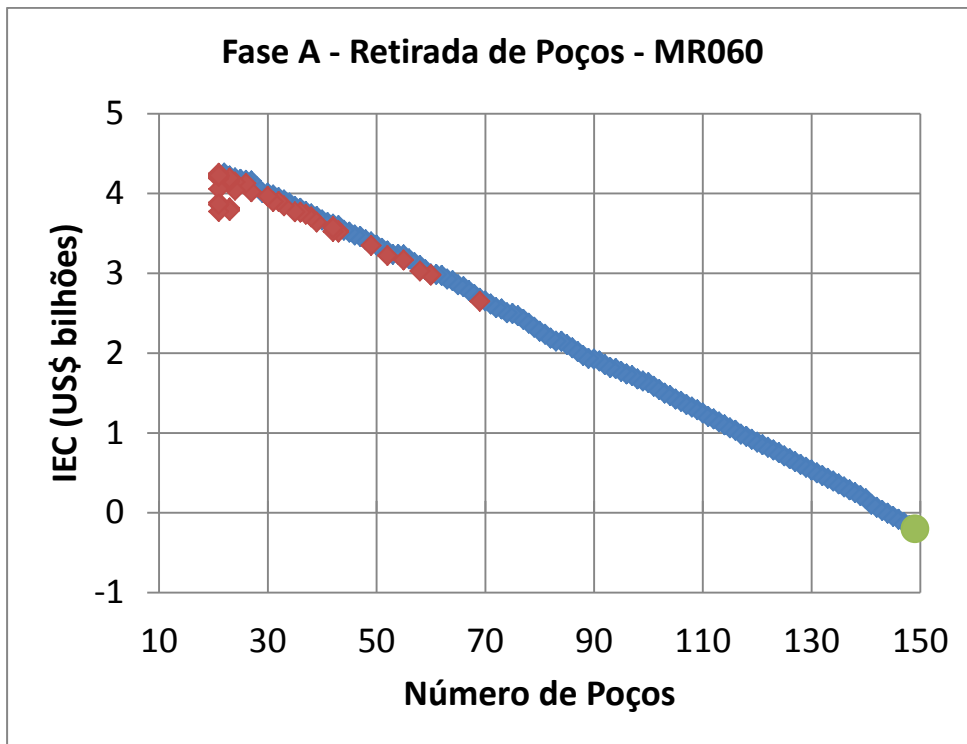


Figura A.2 – Fase A para o MR060.

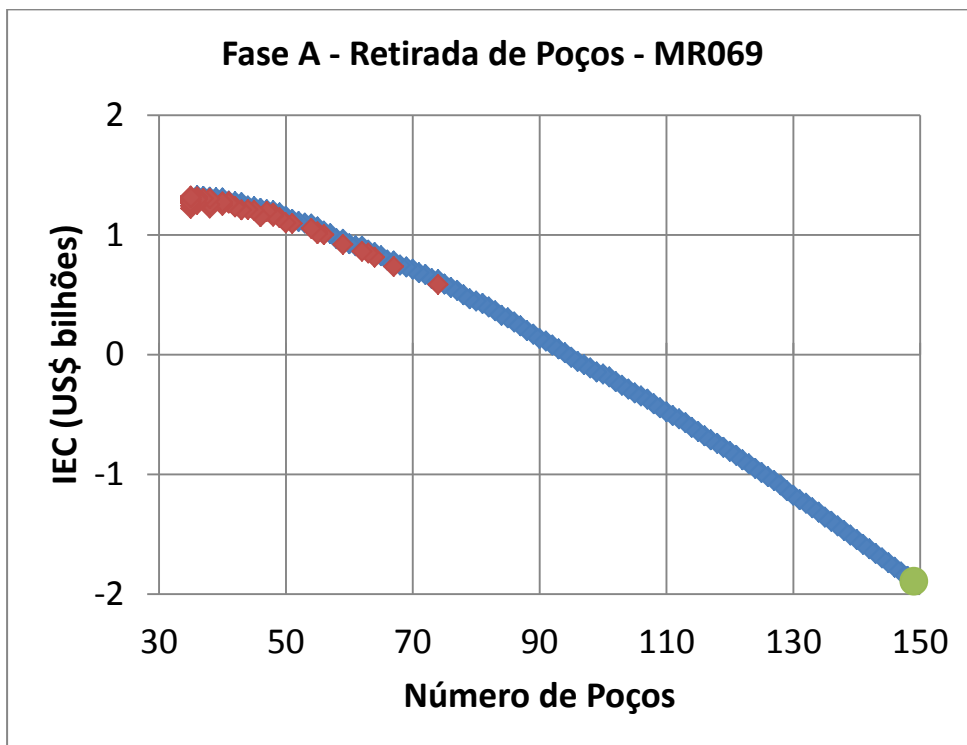


Figura A.3 – Fase A para o MR069.

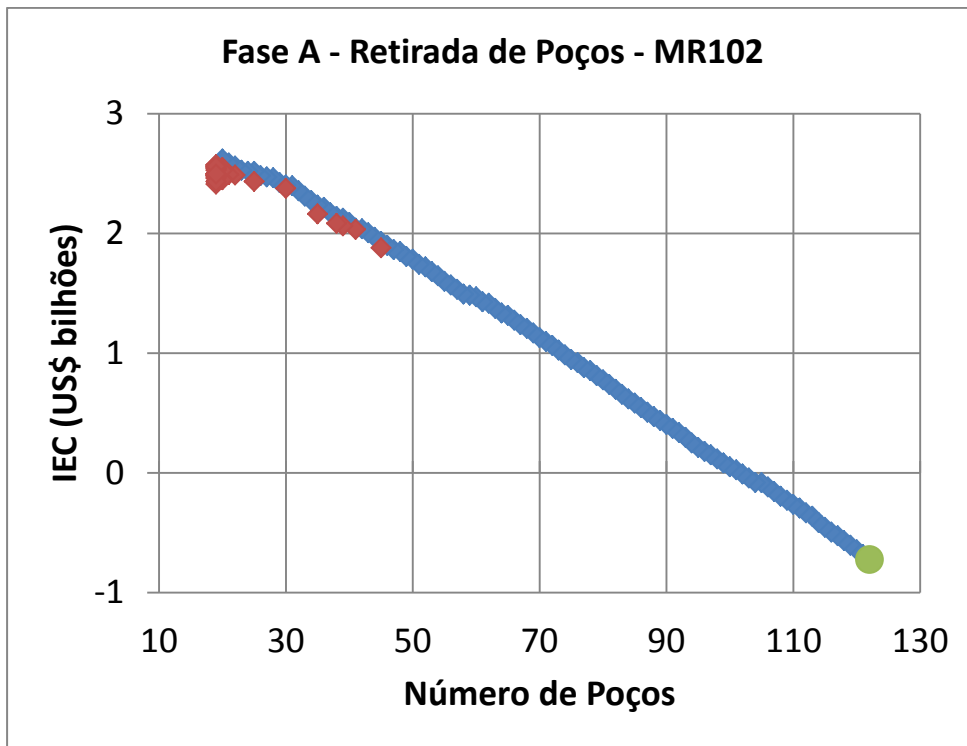


Figura A.4 – Fase A para o MR102.

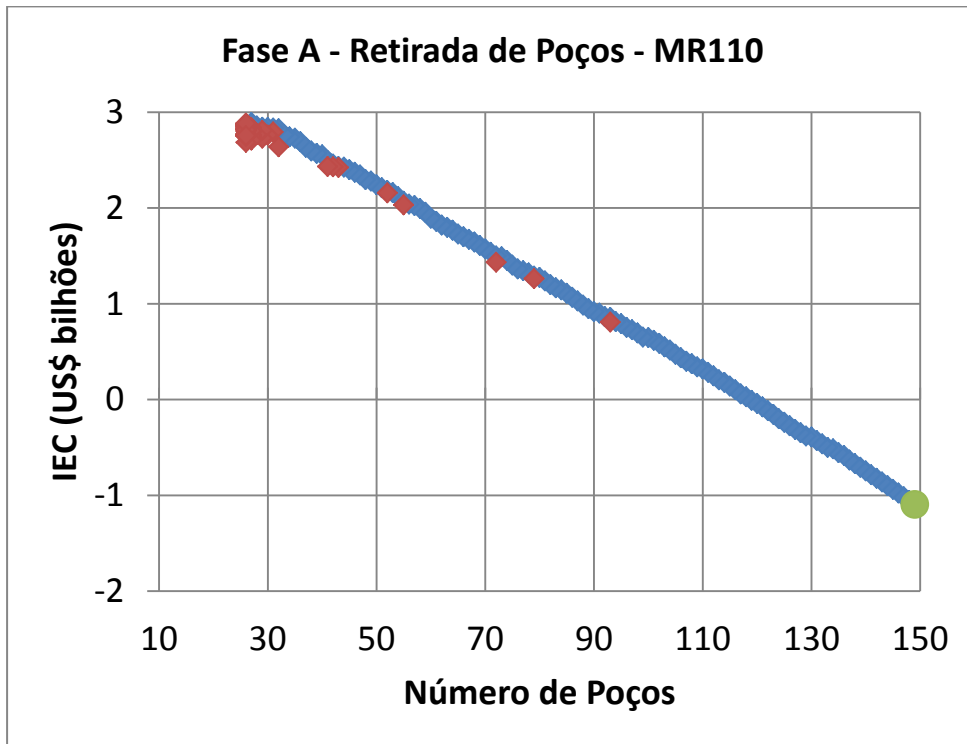


Figura A.5 – Fase A para o MR110.

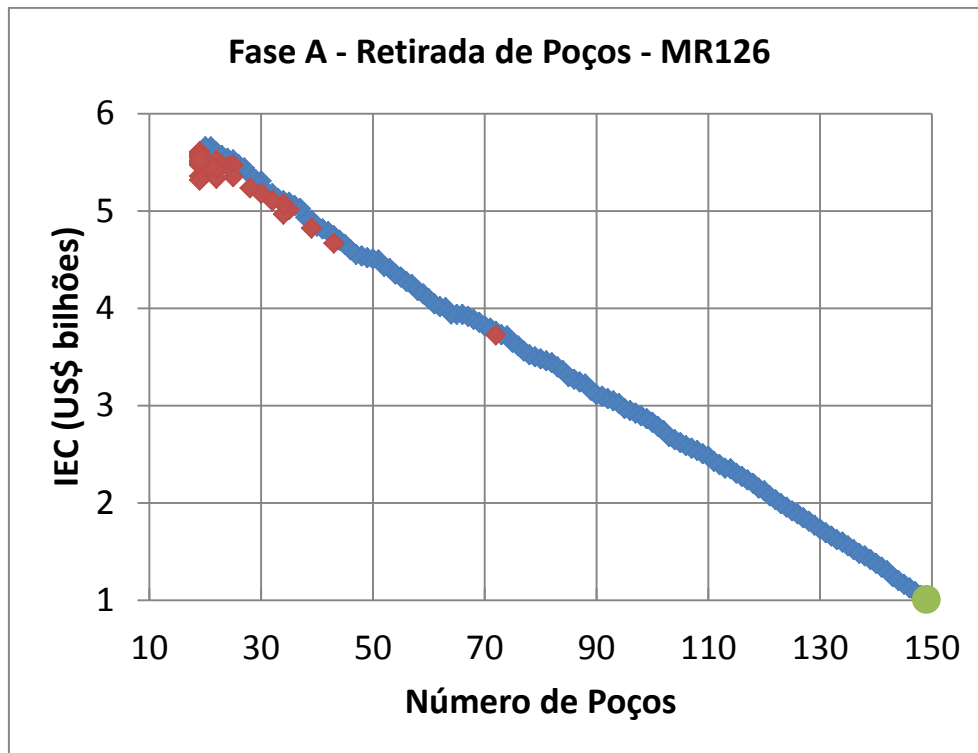


Figura A.6 – Fase A para o MR126.

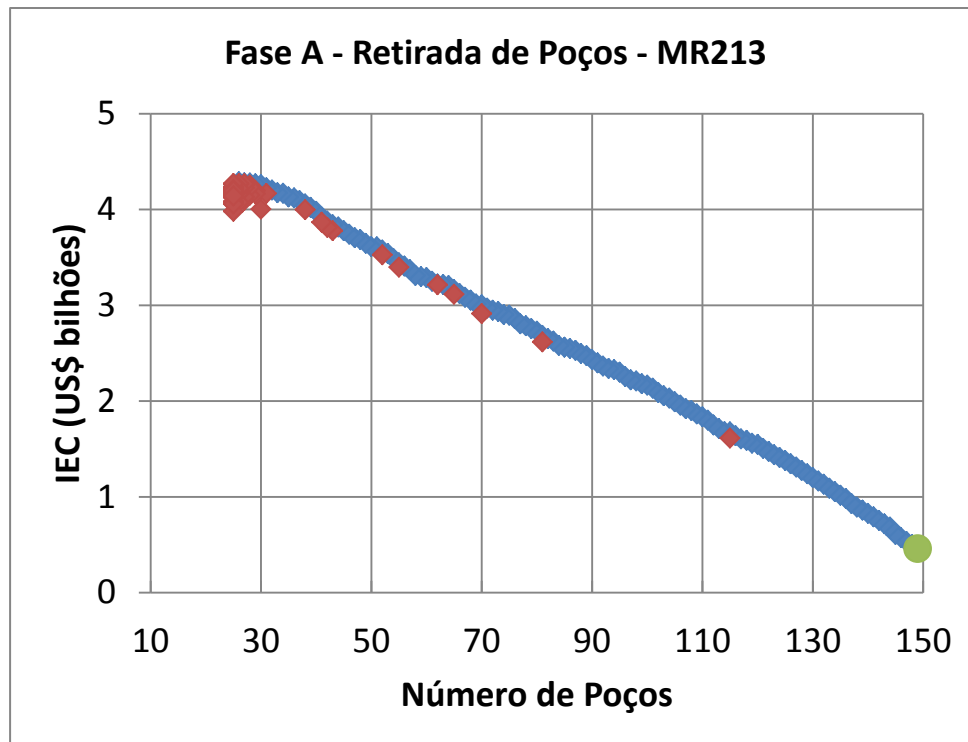


Figura A.7 – Fase A para o MR213.

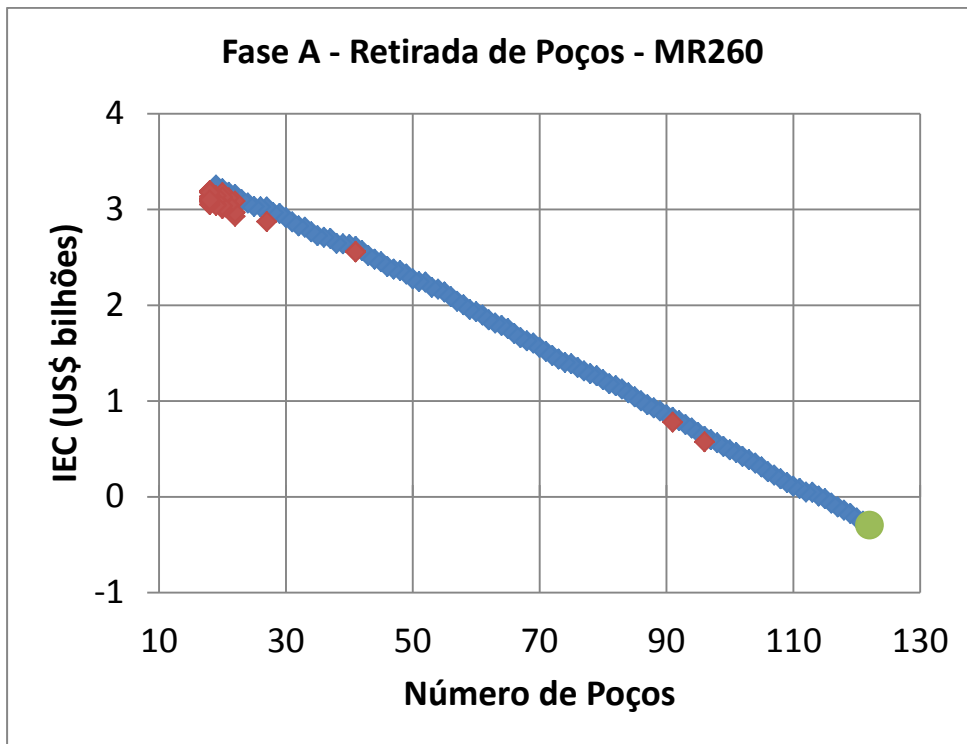


Figura A.8 – Fase A para o MR260.

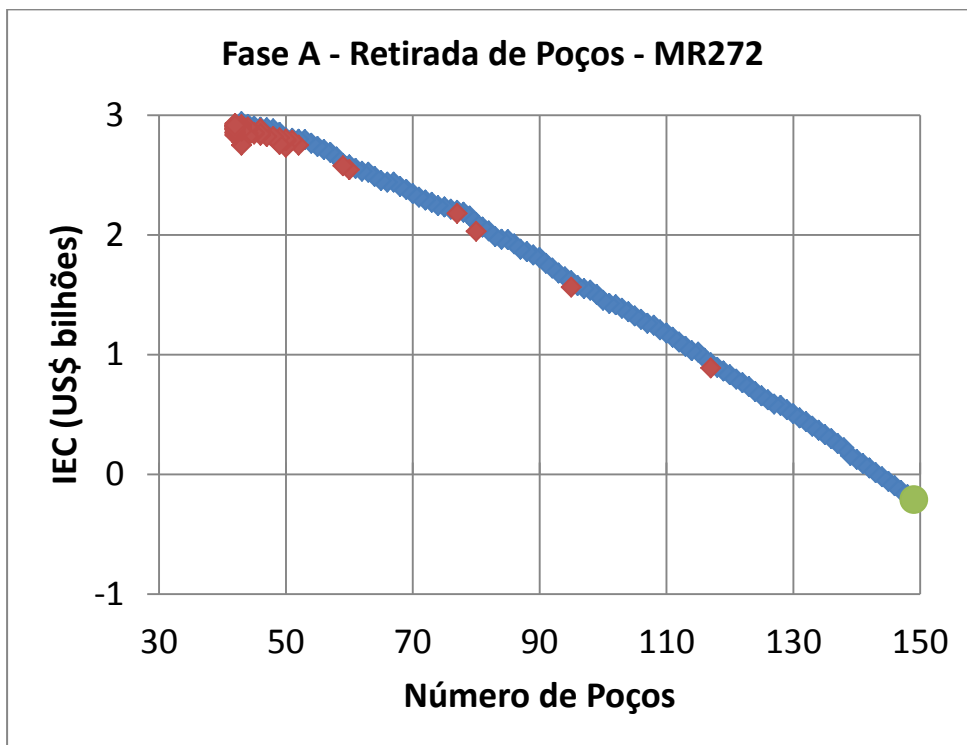


Figura A.9 – Fase A para o MR272.

Fase B1 – Otimização de Localização de Poços

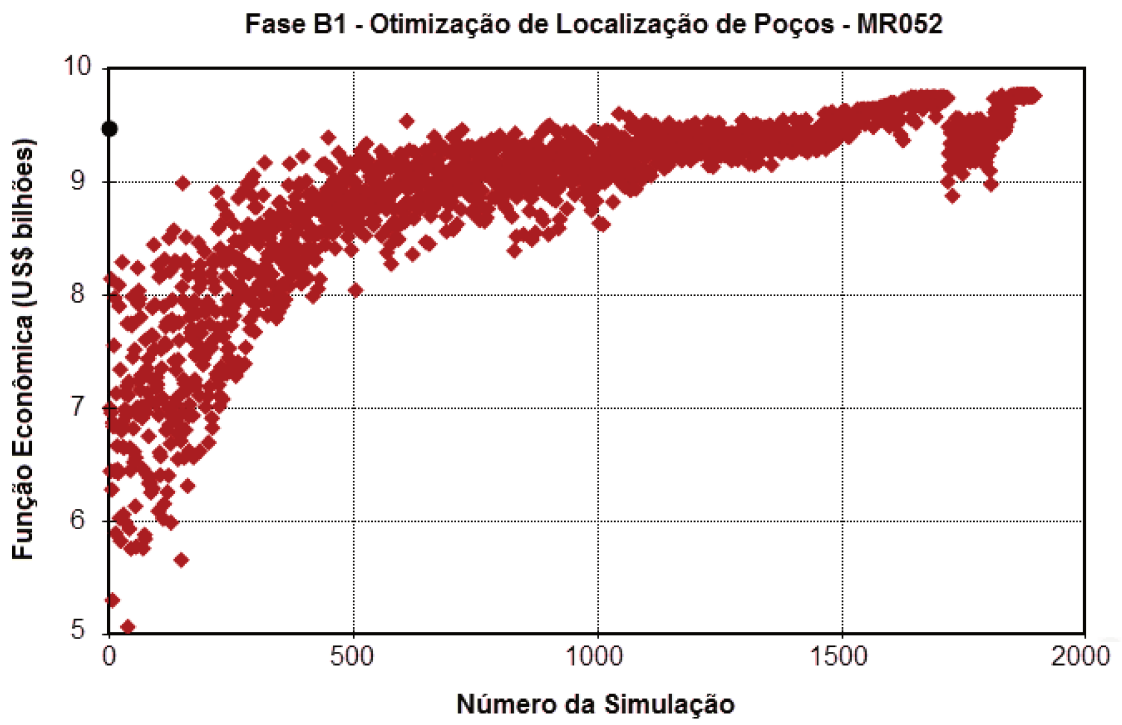


Figura A.10 – Fase B1 para o MR052.

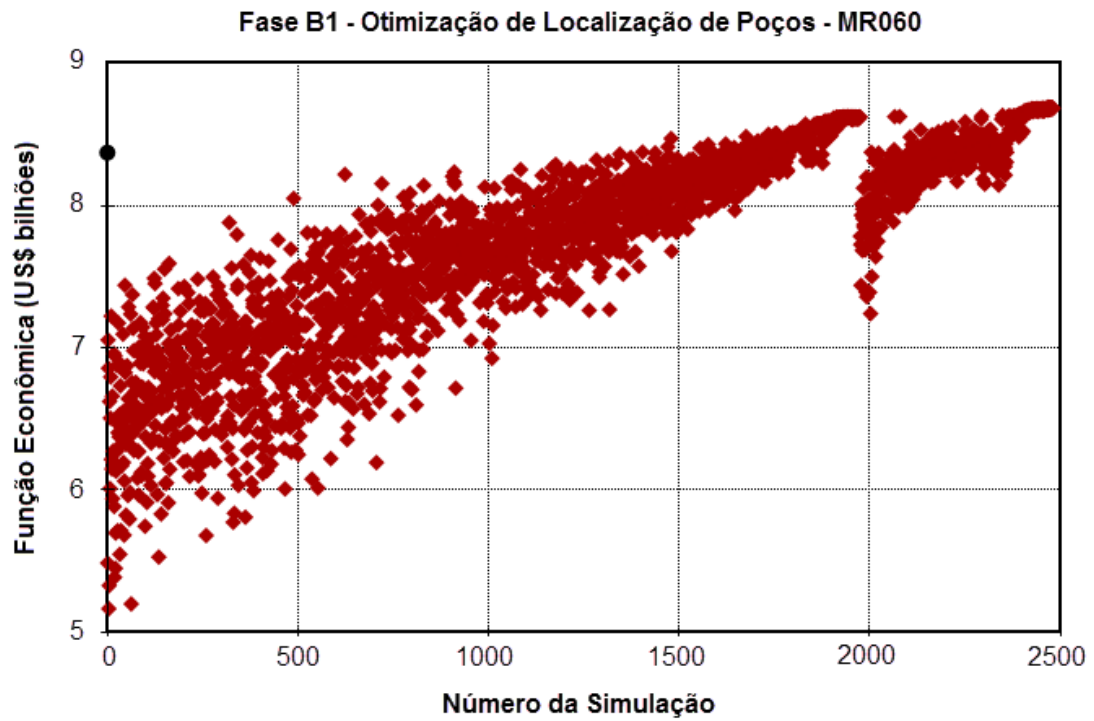


Figura A.11 – Fase B1 para o MR060.

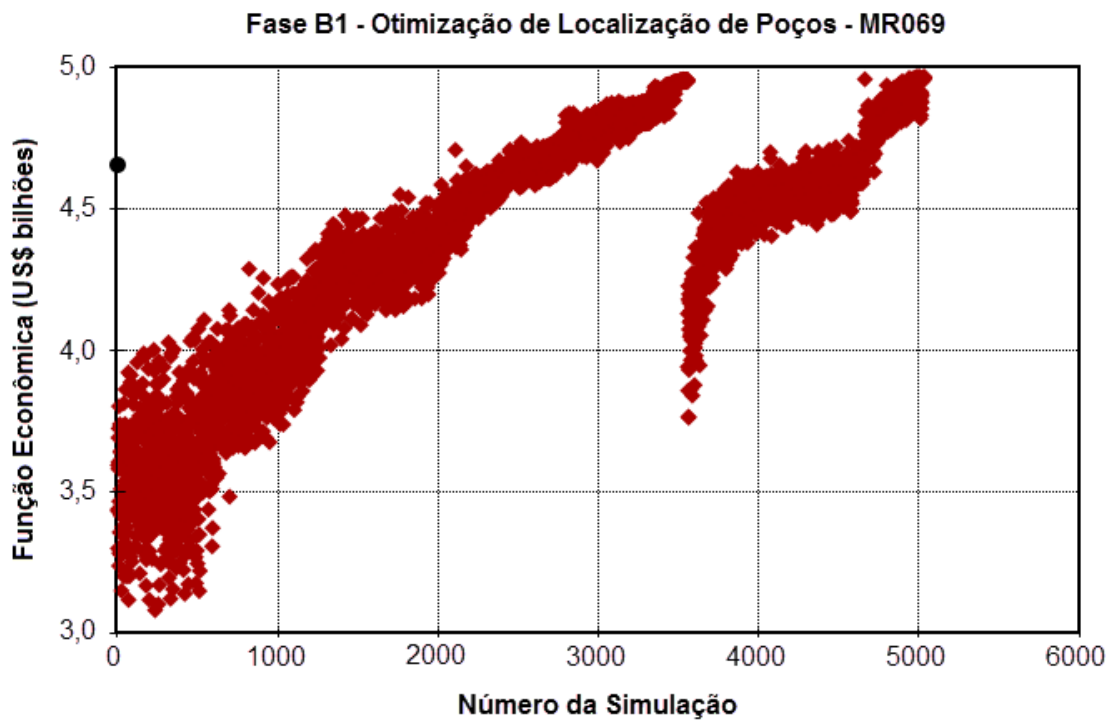


Figura A.12 – Fase B1 para o MR069.

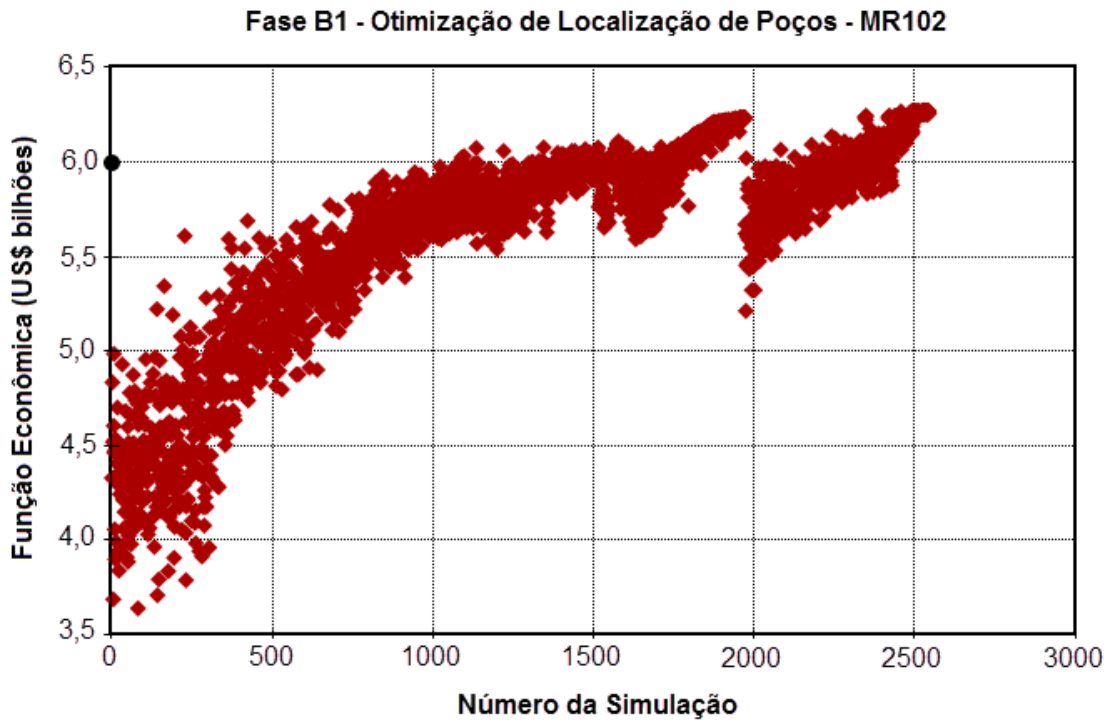


Figura A.13 – Fase B1 para o MR102.

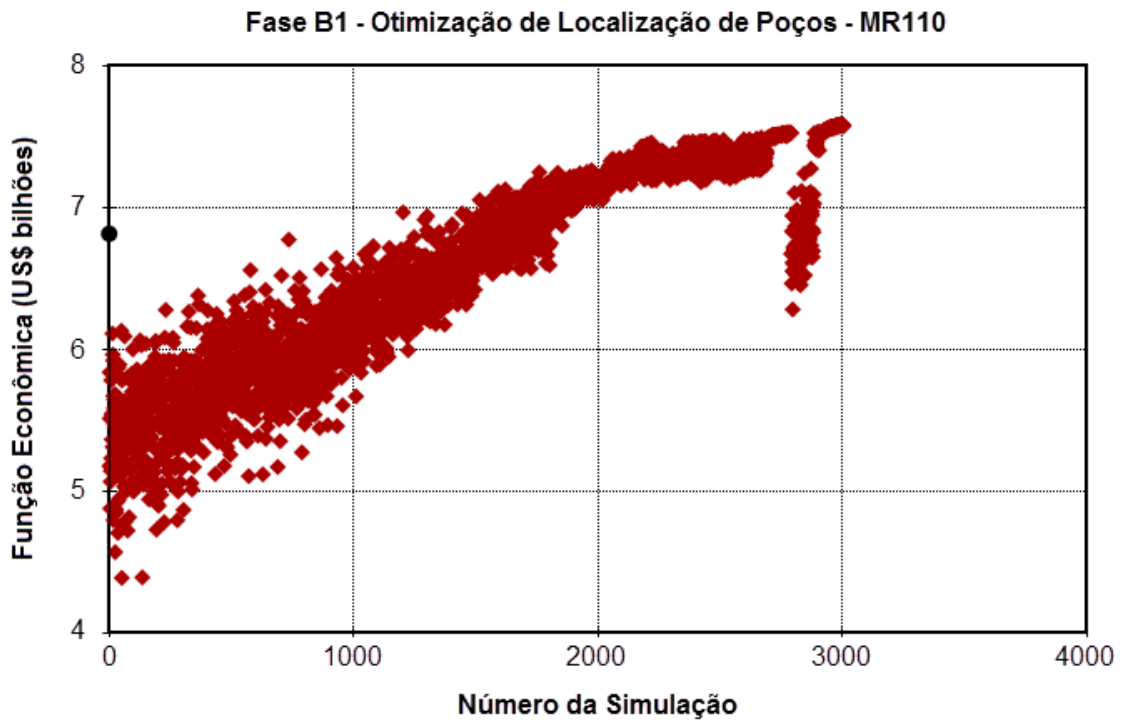


Figura A.14 – Fase B1 para o MR110.

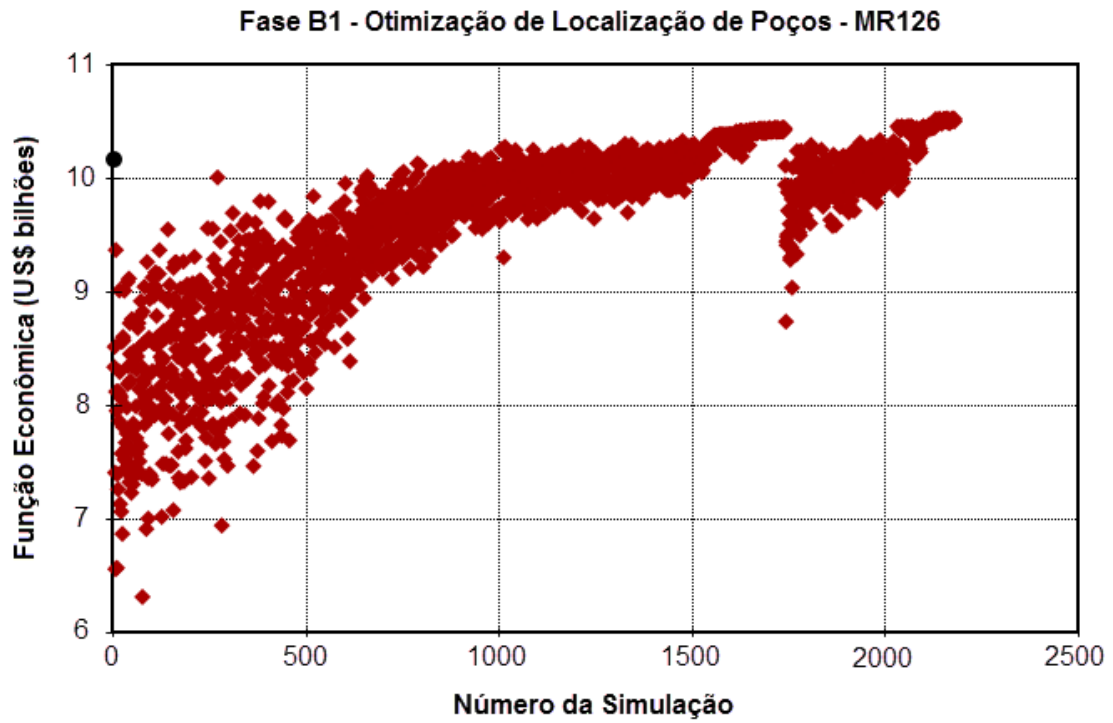


Figura A.15 – Fase B1 para o MR126.

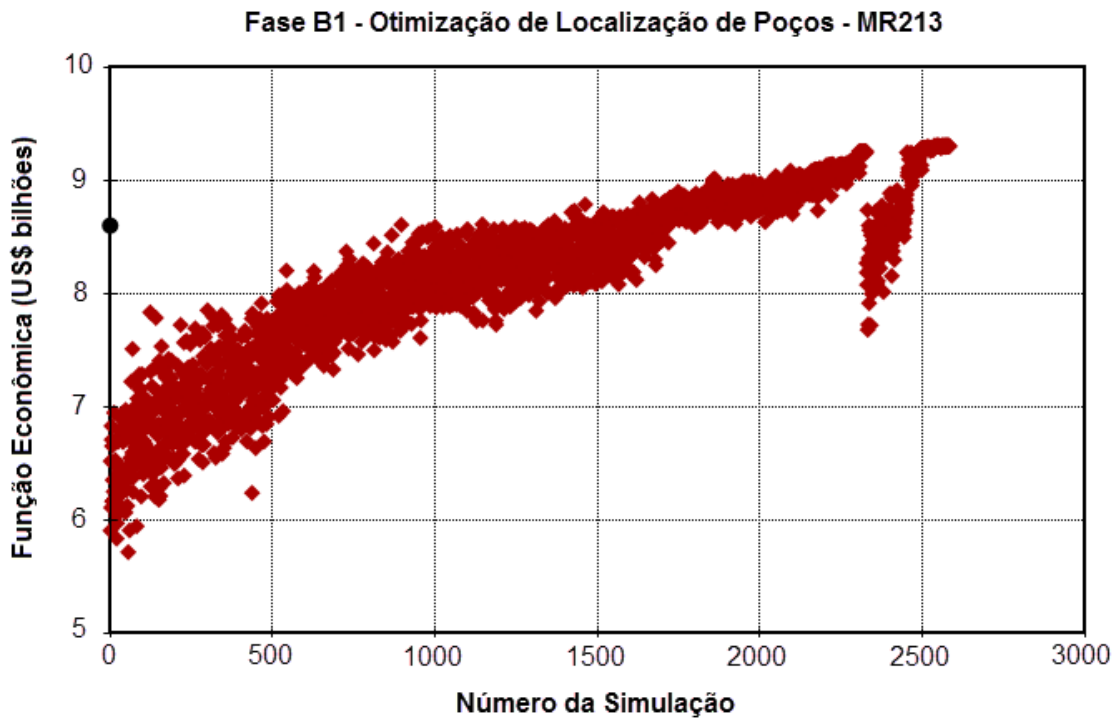


Figura A.16 – Fase B1 para o MR213.

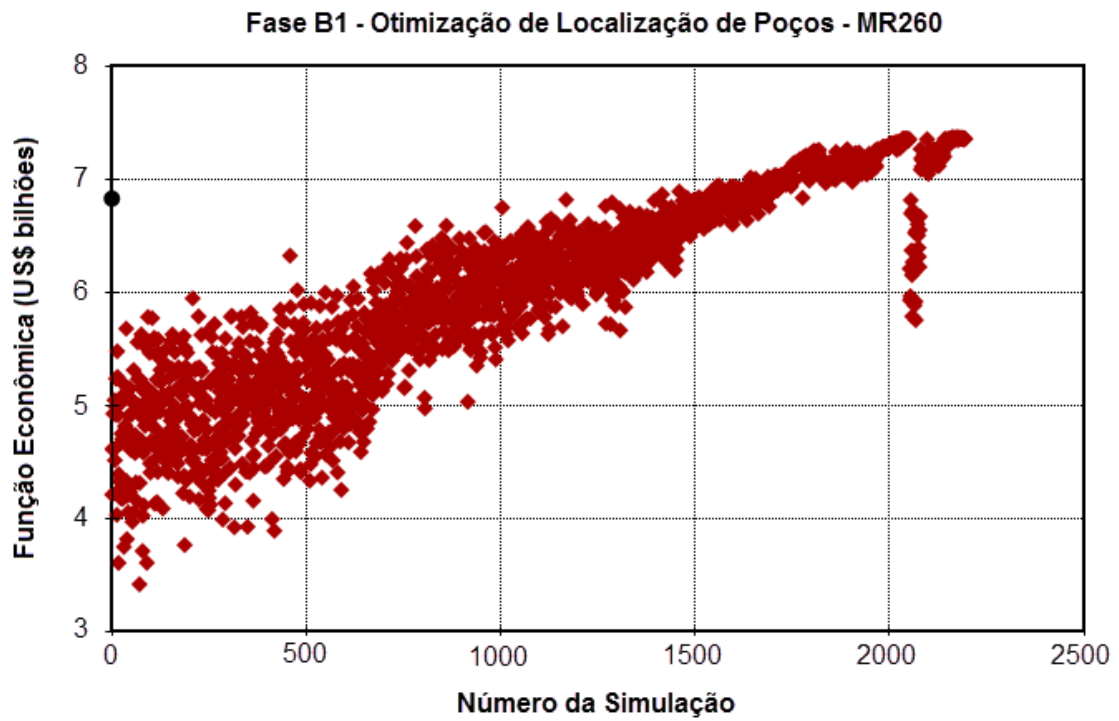


Figura A.17 – Fase B1 para o MR260.

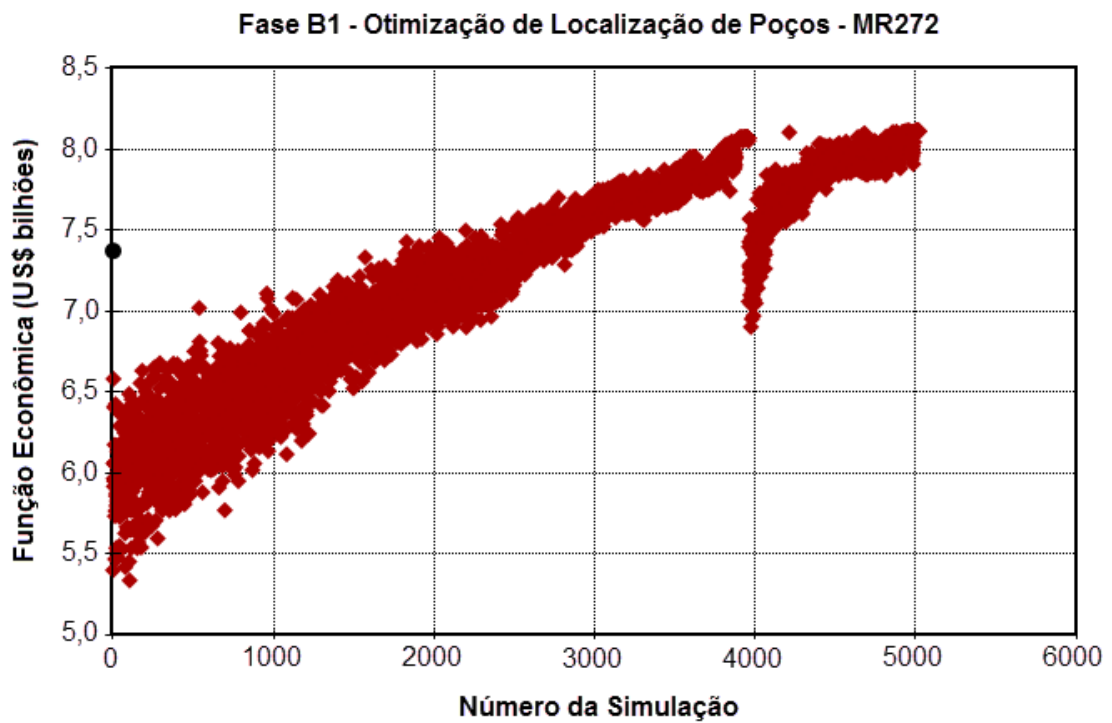


Figura A.18 – Fase B1 para o MR272.

Fase B2 – Otimização de Localização de Poços

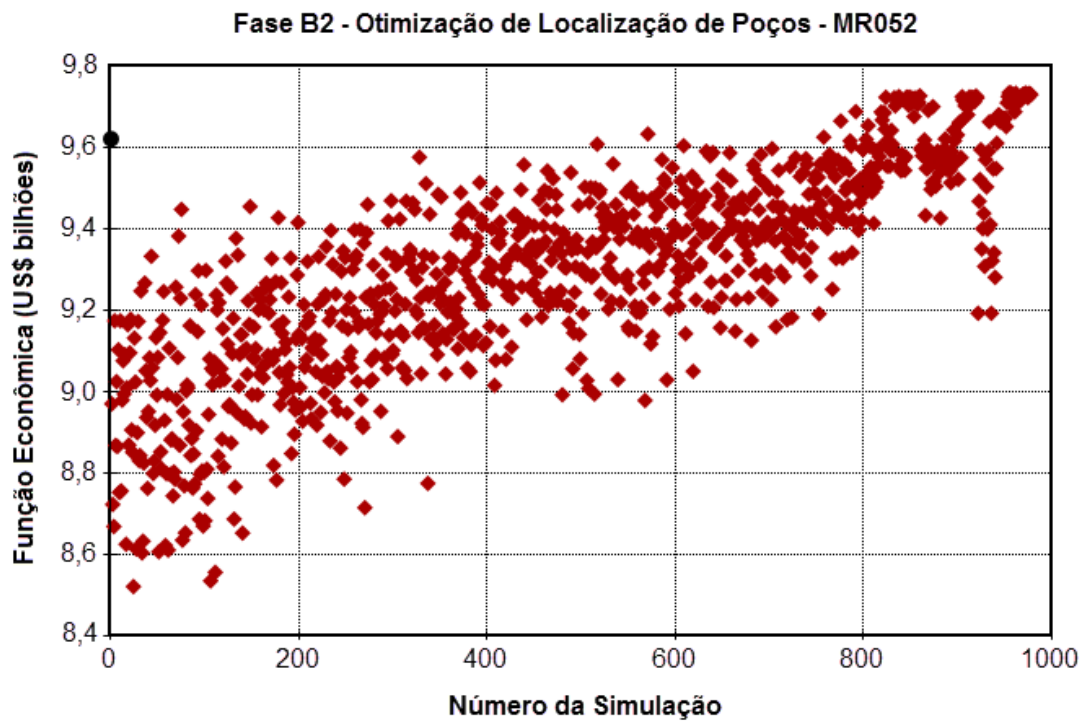


Figura A.19 – Fase B2 para o MR052.

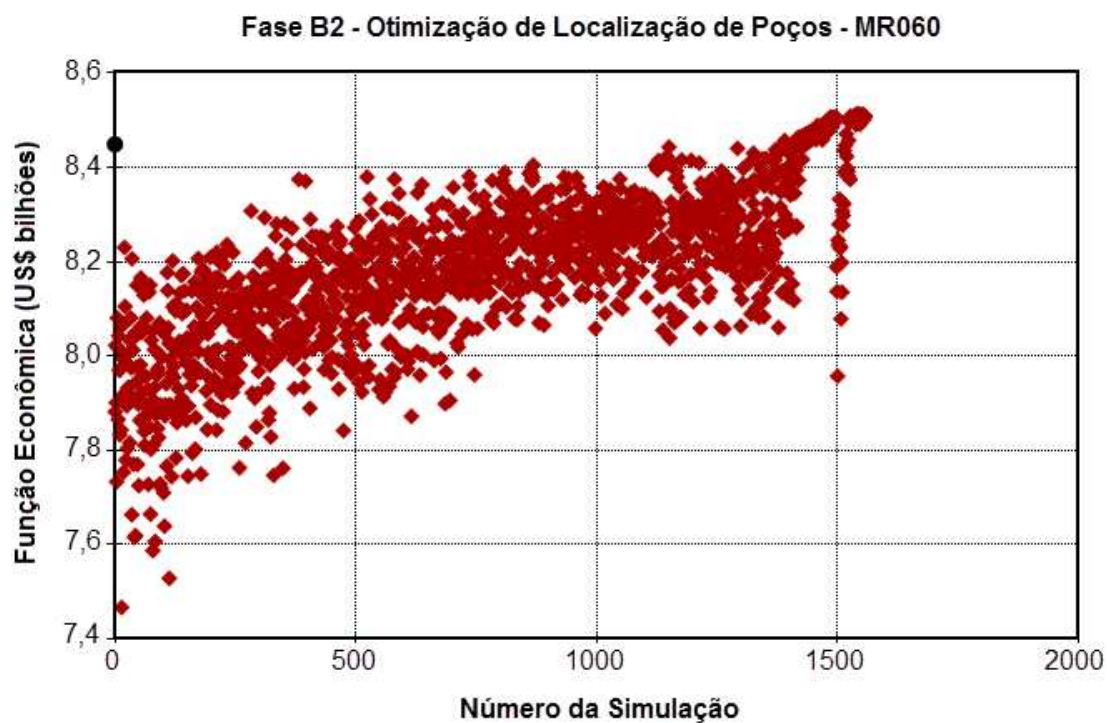


Figura A.20 – Fase B2 para o MR060.

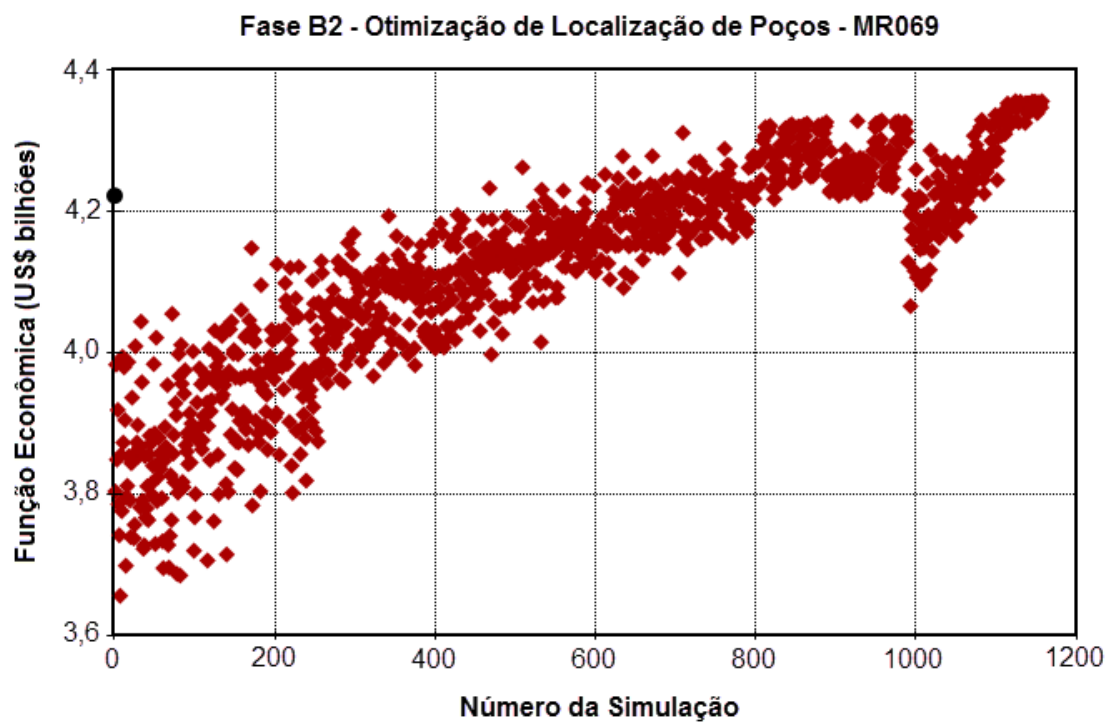


Figura A.21 – Fase B2 para o MR069.

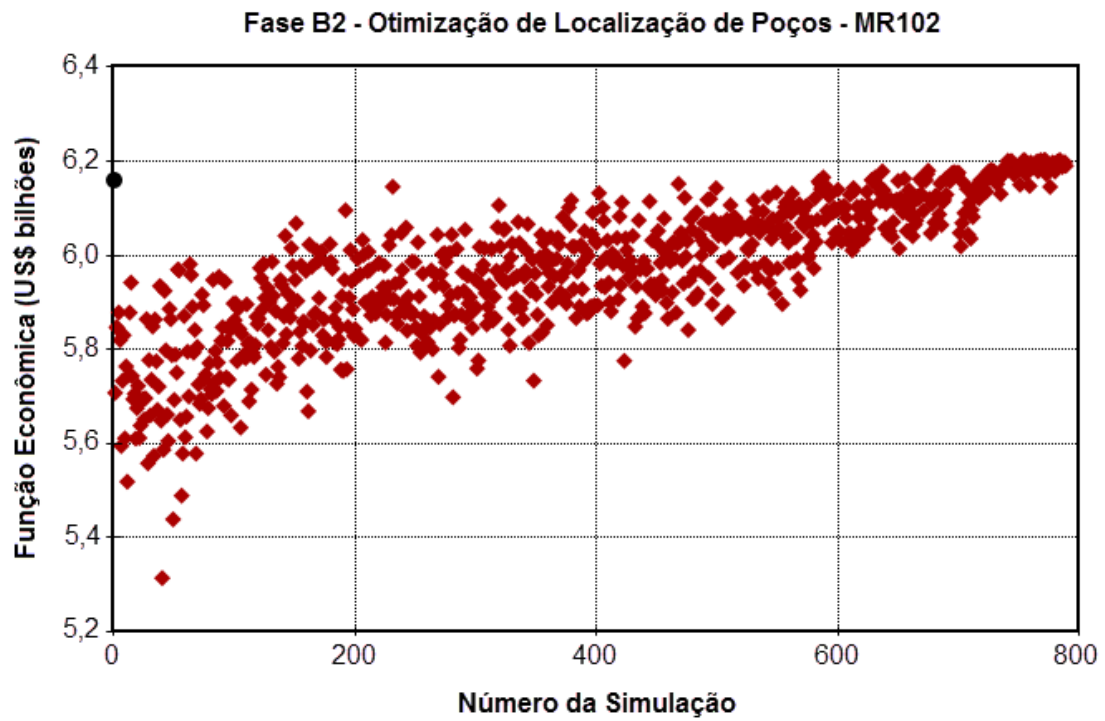


Figura A.22 – Fase B2 para o MR102.

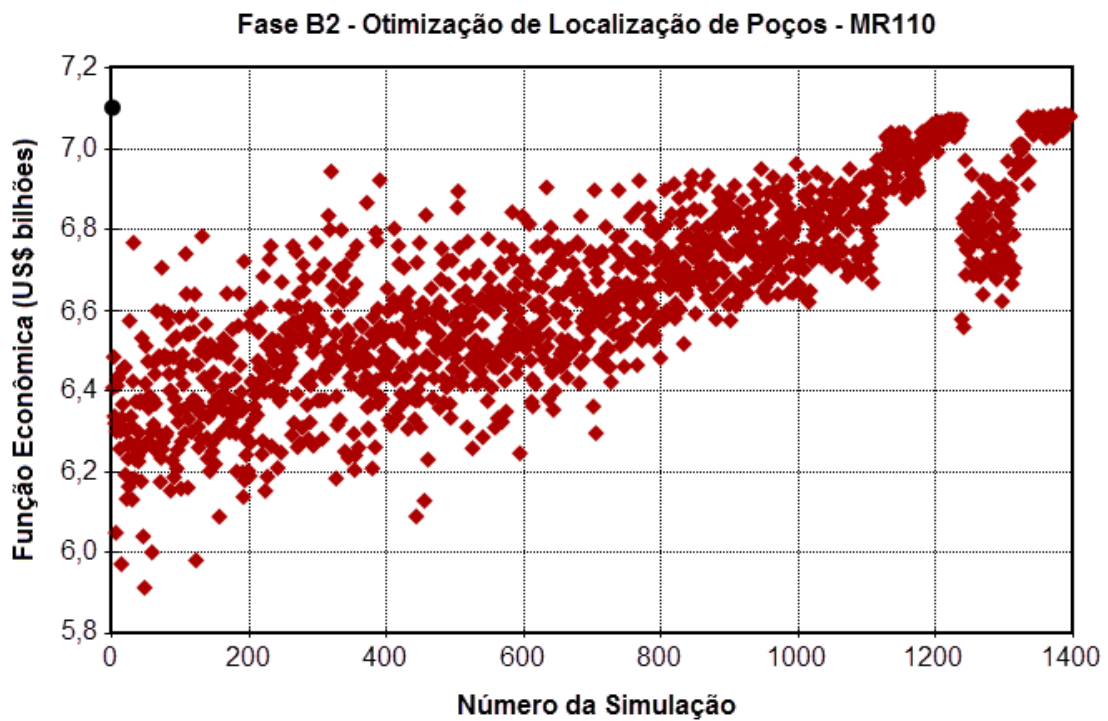


Figura A.23 – Fase B2 para o MR110.

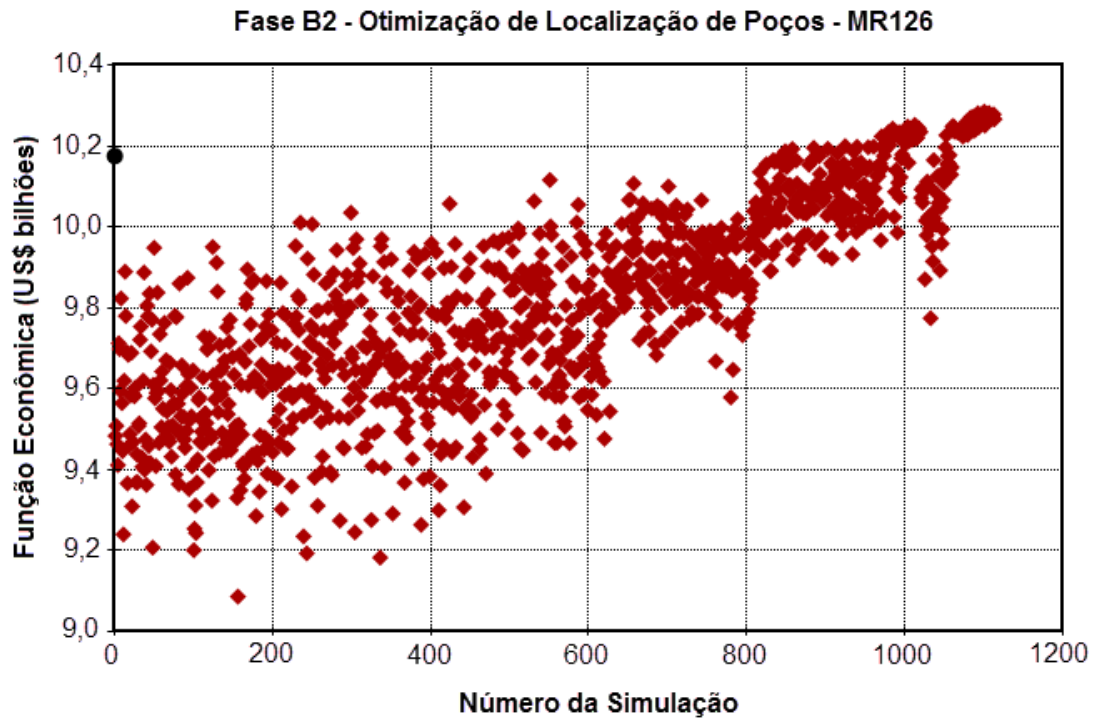


Figura A.24 – Fase B2 para o MR126.

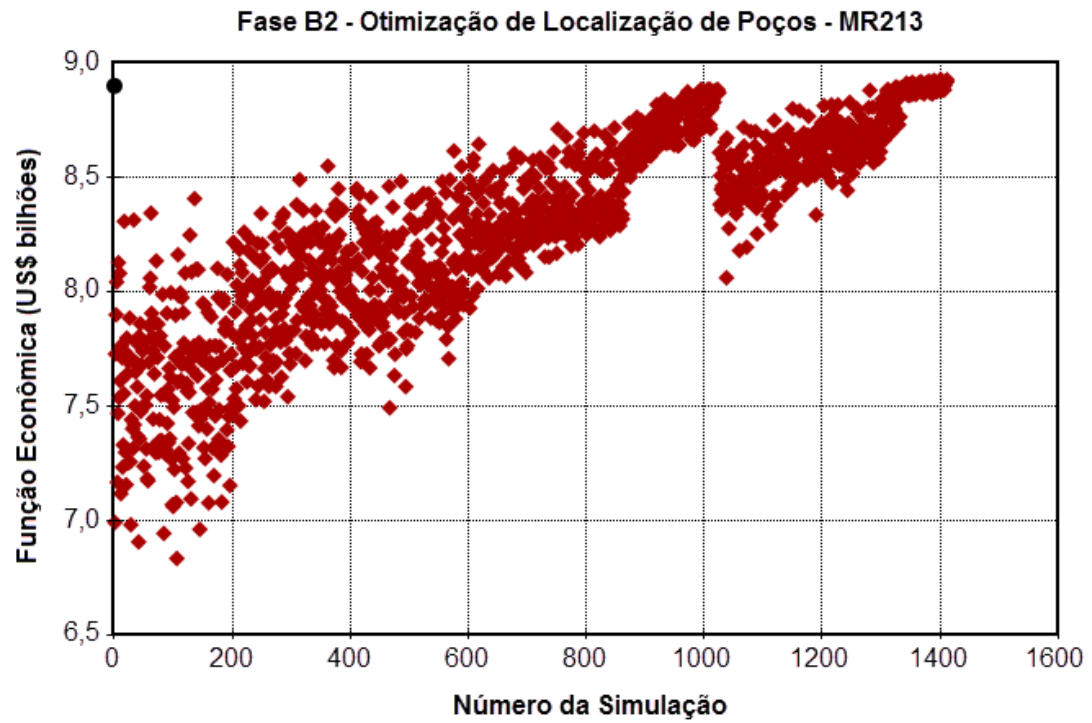


Figura A.25 – Fase B2 para o MR213.

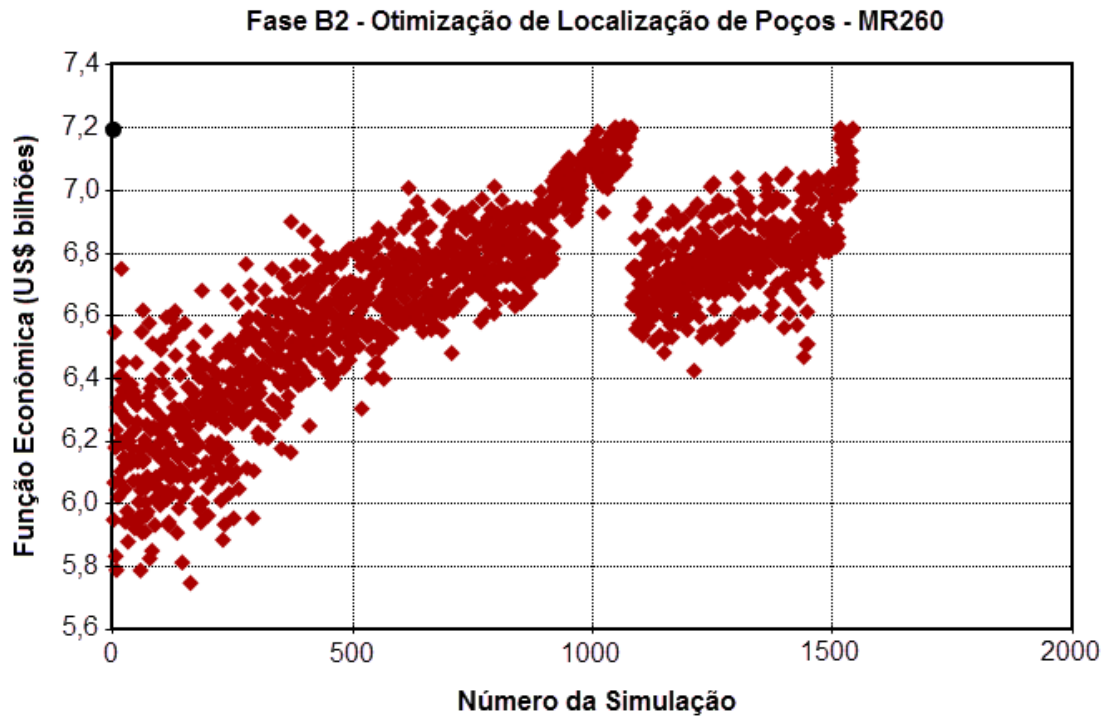


Figura A.26 – Fase B2 para o MR260.

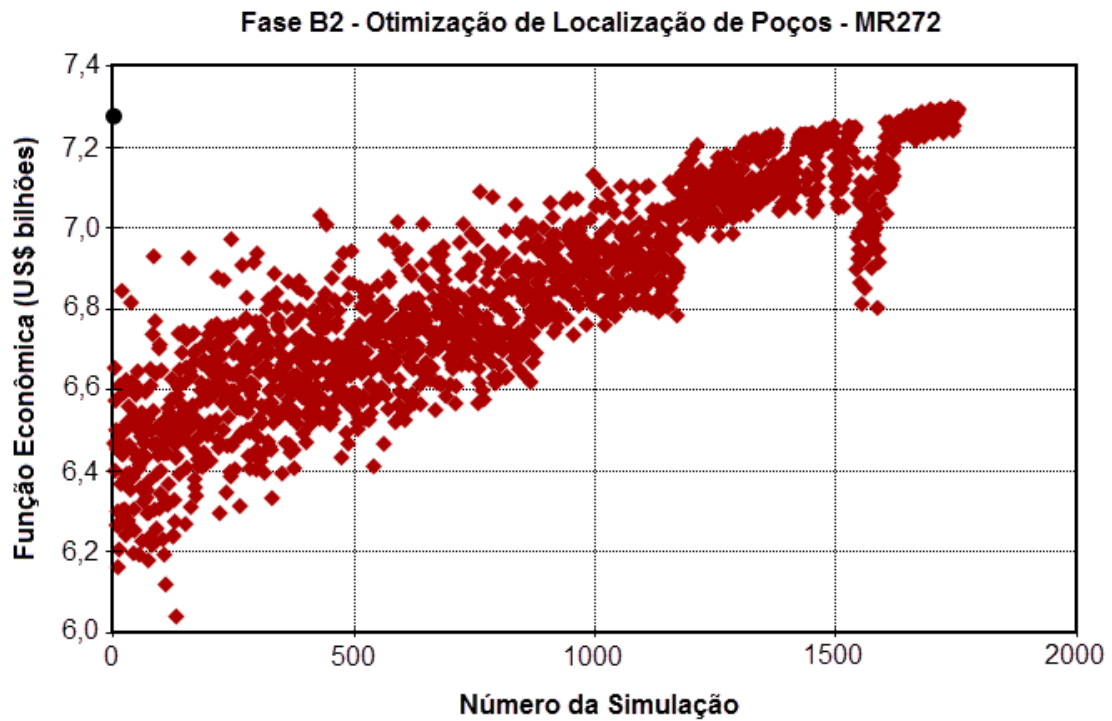


Figura A.27 – Fase B2 para o MR272.