

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**Uso de Metamodelos na Seleção de Estratégias
de Produção e Avaliação Econômica de
Campos de Petróleo**

Autor: **Guilherme Daniel Avansi**
Orientador: **Saul Barisnik Suslick**
Co-orientador: **Denis José Schiozer**

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Uso de Metamodelos na Seleção de Estratégias de Produção e Avaliação Econômica de Campos de Petróleo

Autor: **Guilherme Daniel Avansi**
Orientador: **Saul Barisnik Suslick**
Co-orientador: **Denis José Schiozer**

Curso : Ciências e Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 2008
SP – Brasil

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

Av15u	Avansi, Guilherme Daniel Uso de metamodelos na seleção de estratégias de produção e avaliação econômica de campos de petróleo / Guilherme Daniel Avansi. --Campinas, SP: [s.n.], 2008. Orientadores: Saul Barisnik Suslick, Denis José Schiozer. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. 1. Simulação (Computadores). 2. Otimização matemática. 3. Controle de produção. 4. Planejamento experimental. 5. Engenharia de reservatório de óleo. I. Suslick, Saul Barisnik. II. Schiozer, Denis José. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. IV. Instituto de Geociências. V. Título.
-------	---

Título em Inglês: Use of proxy models in the selection of production strategy and economic evaluation of petroleum fields

Palavras-chave em Inglês: Numerical simulation, Production strategy, Statistical design, Proxy models, Economic evaluation

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Saul Barisnik Suslick, Régis Kruehl Romeu, Célio Maschio

Data da defesa: 28/02/2008

Programa de Pós Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Uso de Metamodelos na Seleção de Estratégias
de Produção e Avaliação Econômica de
Campos de Petróleo**

Autor: **Guilherme Daniel Avansi**
Orientador: **Saul Barisnik Suslick**
Co-orientador: **Denis José Schiozer**

Banca Examinadora:

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

Prof. Dr. Regis Kruehl Romeu
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Prof. Dr. Célio Maschio
Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP

Campinas, 28 de Fevereiro de 2008

Dedicatória:

Este trabalho é dedicado aos meus pais, Waldir e Lourdes, aos meus irmãos, Gisele e Junior, e ao meu cunhado, Fernando, pelo incentivo, paciência, constante amor e apoio em todos os momentos da minha vida.

A Deus por todas as bênçãos e conquistas.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às qual expresso meus agradecimentos:

Aos professores Denis e Saul, pelo estímulo, paciência, orientação, e que me mostraram os caminhos a serem seguidos.

Inicialmente a CAPES e posteriormente a FAPESP pela bolsa de estudos fornecida.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo e Centro de Estudos de Petróleo pela amizade e paciência demonstrada e que contribuíram, direta ou indiretamente, na realização desta dissertação.

Aos meus amigos do Departamento de Engenharia de Petróleo pela amizade, auxílio, pelas horas de descontração e pelas experiências técnicas e de vida que foram compartilhadas durante estes anos.

Ao Grupo UNISIM, ao CEPETRO, ao DEP da UNICAMP e aos estagiários do setor de informática do UNISIM e do DEP, bem como a Srta. Giselle Moreira Palermo, por todo o apoio fornecido quanto aos programas e facilidades computacionais utilizadas durante o período de trabalho.

A Fátima Sueli de Lima Simões, Décio Antonio R. da Silva, Elisabeth Aparecida de Oliveira Viana, Sonia A. G. de Oliveira, Michelle C. Fulaneto e Alice Kiyoka Obata, por todo apoio operacional e acadêmico fornecido durante estes anos.

“A vida só pode ser comprendida olhando-se para trás, mas só pode ser vivida olhando-se para frente.”

(Soren Kierkegaard)

Resumo

AVANSI, Guilherme Daniel. *Uso de Metamodelos na Seleção de Estratégias de Produção e Avaliação Econômica de Campos de Petróleo*: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 137 p. Dissertação (Mestrado)

O processo tradicional de estratégia de produção demanda muitas simulações, devido ao alto número de variáveis e combinações. Devido à impossibilidade de investigar todas as alternativas, processos tradicionais levam a resultados sub-ótimos. Processos automatizados podem resolver em partes esse problema, porém o tempo computacional se eleva devido ao acréscimo do número de simulações geradas no processo.

Dentro desta perspectiva, este trabalho propõe uma metodologia de aplicação de metamodelos no processo de estratégia de produção e na avaliação econômica de campos de petróleo, possibilitando um número maior de alternativas e aumentando as chances de melhores decisões na escolha da estratégia de produção de campos de petróleo, sendo que metamodelos já foram utilizados em outras áreas (análise de risco, ajuste de histórico etc.). Os metamodelos estudados e aplicados envolvem: métodos estatísticos; planejamento estatístico; metodologia de superfície de resposta e teste de consistência.

Os metamodelos utilizados neste trabalho mostraram que podem ser utilizados para seleção de estratégias de produção, trazendo uma opção adicional ao processo além de encontrar soluções que não são observadas pelos métodos tradicionais, e que permitiu mudar a decisão utilizada no processo de avaliação econômica em um amplo espaço de solução.

Palavras Chave

- Simulação Numérica, Estratégia de Produção, Planejamento Estatístico, Metamodelos e Avaliação Econômica.

Abstract

AVANSI, Guilherme Daniel. *Use of proxy models in the selection of production strategy and economic evaluation of petroleum fields*: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 137 p. Dissertação (Mestrado)

The traditional process of production strategy demands many simulations due to the high number of variables and possibilities. Sub-optimal results can be obtained from manual processes; Automatic processes can mitigate this problem but the computational effort increases as a result of the number of simulations generated in the process.

Thus, the objective of this work is an attempt of application of proxy models in the production strategy optimization and in the economic evaluation in petroleum fields, allowing the selection of production strategy evaluating a higher number of alternatives and increasing the chances to find better solutions. Proxies have been used in important applications such as risk analysis, history matching etc. The applied proxy models combine the following components: statistics methods, experimental planning, the response surface methodology and consistency checking.

We have shown that proxy models can be used in a definition of production strategy, bringing an additional option in the process. The advantage is to find solutions that are not investigated by the traditional methods; proxy models create new possibilities to change a decision used in an economic evaluation process in a wider solution space.

Key Words

- Numerical Simulation, Production Strategy, Statistical Design, Proxy Models and Economic Evaluation.

Índice

Dedicatória:	iv
Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	viii
Índice	ix
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xv
Nomenclatura	xvi
Capítulo 1	1
Introdução	1
Motivação.....	4
Objetivo.....	5
Estrutura do Trabalho.....	5
Capítulo 2	7
Revisão Bibliográfica.....	7
2.1. Metamodelos	7
2.2. Estratégia de Produção	14
Capítulo 3	20
Fundamentação Teórica	20
3.1. Simulação Numérica de Reservatórios	20
3.2. Estudo de Sensibilidade	22
3.3. Metamodelos	22
3.4. Estratégia de Produção	35

3.5. Indicadores Técnicos.....	39
3.6. Indicadores Econômicos	41
3.6.1. Valor Presente Líquido (VPL)	41
3.6.2. Retorno sobre Investimento (ROI).....	43
Capítulo 4	45
Metodologia	45
4.1. Modelo Base	46
4.2. Escolha de Metamodelos	47
4.2.1. Seleção de Estratégia de Produção – MM1	47
4.2.2. Construção de Curvas de Produção – MM2	47
4.3. Geração dos Metamodelos	51
4.3.1. Definição dos Parâmetros, da Faixa de Variação e das Funções-Objetivo.....	51
4.3.2. Tipo de Planejamento Estatístico	51
4.3.3. Avaliação do Impacto dos Parâmetros.....	51
4.3.4. Obtenção do Metamodelo para cada Função-Objetivo	52
4.3.5. Validação do Metamodelo (ANOVA)	53
4.4. Validação e Avaliação dos Metamodelos Escolhidos.....	53
4.5. Comparação dos Metamodelos	54
4.6. Otimização para Seleção da Estratégia de Produção	54
Capítulo 5	55
Aplicações.....	55
5.1. Caso Base – Modelo Sintético	55
5.1.1. Propriedade dos Fluidos.....	55
5.1.2. Propriedade Rocha-Fluido	56
5.1.3. Modelo de Simulação do Reservatório Sintético	57
5.2. Definição das Funções-Objetivos Utilizadas	59
5.3. Definição dos Parâmetros e Faixas de Variação	64
5.4. Planejamentos Estatísticos	65
5.4.1. Planejamento Estatístico do Tipo <i>Plackett-Burman</i> (PB).....	65
5.4.2. Planejamento Estatístico do Tipo <i>Box-Behnken</i>	65
5.5. Parâmetros Econômicos	67

Capítulo 6	69
Resultados e Discussões.....	69
6.1. Escolha de Metamodelos	72
6.1.1. Geração dos Metamodelos para a Seleção de Estratégia de Produção	72
6.1.1.1. Obtenção e Validação dos Metamodelos para cada Função-Objetivo	72
6.1.2. Geração dos Metamodelos para as Curvas de Produção.....	77
6.1.2.1. Obtenção e Validação dos Metamodelos para cada Função-Objetivo.....	77
6.1.2.2. Construção das Curvas de Produção de Óleo e Água.....	80
6.2. Comparação dos Metamodelos	87
6.3. Otimização para Seleção da Estratégia de Produção	93
Capítulo 7	101
Conclusões e Recomendações	101
7.1. Conclusões	101
7.2. Recomendações.....	102
Referências Bibliográficas	104
Anexos I	112
Metamodelos gerados para as curvas de produção de óleo	112
Metamodelos gerados para as curvas de produção de água.....	114
Análise de variância para as funções-objetivo de poços.....	117
Correlação do VPL e ROI.....	118
Gráficos das curvas de produção de óleo e água para os casos estudados.....	119

Lista de Figuras

Figura 1.1: Ilustração da substituição do simulador numérico por metamodelos.	3
Figura 2.1: Etapas do processo de seleção e otimização da E.P. (Mezzomo, 2005).	18
Figura 3.1: Contribuição das disciplinas na simulação de reservatórios (Fanchi, 2001).	21
Figura 3.2: Variáveis de entrada e saída em um processo de planejamento estatístico.	23
Figura 3.3: Processo de construção e validação da SR (Rodriguez e Iemma, 2005).	25
Figura 3.4: Planejamento do tipo Box-Behnken para $n=3$, com um ponto central.	29
Figura 3.5: Exemplo do cálculo dos efeitos.	34
Figura 3.6: Perfil típico de produção de campos de petróleo (Schiozer, 2005).	36
Figura 4.1: Metodologia geral do trabalho.	46
Figura 4.2: Modelo da curva de produção de óleo e água.	48
Figura 4.3: Metodologia para aproximação das curvas de produção de óleo e água.	50
Figura 5.1: Curvas de PVT utilizadas na simulação – modelo sintético.	56
Figura 5.2: Curvas de permeabilidades relativas utilizadas nas simulações – modelo sintético.	57
Figura 5.3: Modelo de reservatório 3D: mapa de permeabilidade horizontal.	58
Figura 5.4: Funções-objetivo de campo para as curvas de produção de óleo e água (MM2a).	60
Figura 5.5: Funções-objetivo de campo para as curvas de produção de óleo e água (MM2b).	61
Figura 6.1: Estudo de Sensibilidade dos parâmetros nas funções-objetivo técnico-econômicas.	71
Figura 6.2: Validação cruzada das FO: VPL, ROI, N_p , W_p e VP_i	76
Figura 6.3: Validação cruzada para as FO da curva de produção de óleo.	78
Figura 6.4: Validação cruzada para as FO da curva de produção de água.	79
Figura 6.5: Comparação das curvas de produção de óleo e água – forma a.	81
Figura 6.6: Comparação das curvas de produção de óleo e água – forma b.	81
Figura 6.7: Simulação 4: comparação das curvas de produção de óleo e água.	82

Figura 6.8: Simulação 11: comparação das curvas de produção de óleo e água.....	83
Figura 6.9: Simulação 16: comparação das curvas de produção de óleo e água.....	84
Figura 6.10: Validação cruzada do simulado vs metamodelo.	86
Figura 6.11: Simulação 4 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	88
Figura 6.12: Simulação 4 – VPL ao longo do tempo.	88
Figura 6.13: Simulação 11 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	89
Figura 6.14: Simulação 11 – VPL ao longo do tempo.	90
Figura 6.15: Simulação 16 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	90
Figura 6.16: Simulação 16 – VPL ao longo do tempo.	91
Figura 6.17: Validação cruzada: metamodelo vs simulação, com três preços de óleo.....	92
Figura 6.18: Área varrida durante a fase de otimização para os indicadores VPL e N_p	95
Figura 6.19: Área varrida durante a fase de otimização para os indicadores VPL e W_p	95
Figura 6.20: Área varrida durante a fase de otimização para os indicadores VPL e V_{p_i}	96
Figura 6.21: Área varrida durante a fase de otimização para os indicadores VPL e ROI.....	96
Figura 6.22: Validação cruzada: metamodelo vs simulação até a etapa de otimização.	98
Figura 6.23: Envelope formato pela varredura do espaço de solução.....	99
Figura 6.24: Área varrida durante a fase de otimização para os indicadores VPL e W_p	99
Figura 6.25: Área varrida durante a fase de otimização para os indicadores VPL e W_p	100
Figura I.1: Correlação do VPL e do ROI do campo.....	119
Figura I.2: Simulação 1 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	119
Figura I.3: Simulação 2 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	120
Figura I.4: Simulação 3 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	120
Figura I.5: Simulação 5 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	121
Figura I.6: Simulação 7 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	121
Figura I.7: Simulação 8 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	122
Figura I.8: Simulação 9 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	122
Figura I.9: Simulação 10 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	123
Figura I.10: Simulação 12 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	123
Figura I.11: Simulação 13 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	124
Figura I.12: Simulação 14 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	124
Figura I.13: Simulação 15 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	125

Figura I.14: Simulação 17 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	125
Figura I.15: Simulação 18 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	126
Figura I.16: Simulação 19 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	126
Figura I.17: Simulação 20 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	127
Figura I.18: Simulação 21 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	127
Figura I.19: Simulação 22 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	128
Figura I.20: Simulação 23 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	128
Figura I.21: Simulação 24 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	129
Figura I.22: Simulação 25 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	129
Figura I.23: Simulação 26 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	130
Figura I.24: Simulação 27 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	130
Figura I.25: Simulação 28 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	131
Figura I.26: Simulação 29 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	131
Figura I.27: Simulação 30 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	132
Figura I.28: Simulação 31 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	132
Figura I.29: Simulação 32 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	133
Figura I.30: Simulação 33 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	133
Figura I.31: Simulação 34 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	134
Figura I.32: Simulação 35 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	134
Figura I.33: Simulação 36 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	135
Figura I.34: Simulação 37 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	135
Figura I.35: Simulação 38 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	136
Figura I.36: Simulação 39 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	136
Figura I.37: Simulação 40 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	137
Figura I.38: Simulação 41 – comparação das curvas de produção de óleo e água.....	137

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Matriz do planejamento <i>Plackett-Burman</i> para 12 ensaios – PB 12.	28
Tabela 3.2: Matriz do Planejamento <i>Box-Behnken</i> para 3 fatores.....	30
Tabela 3.3: Tabela da análise de variância – ANOVA (Rodrigues e Iemma, 2005).....	33
Tabela 5.1: Parâmetros críticos do reservatório.	64
Tabela 5.2: Faixa de variação dos parâmetros.....	64
Tabela 5.3: Matriz do planejamento PB para 5 parâmetros.	65
Tabela 5.4: Matriz do planejamento <i>Box-Behnken</i> para 5 parâmetros.	66
Tabela 5.5: Dados referentes aos parâmetros econômicos utilizados.	68
Tabela 6.1: Matriz do planejamento PB para 5 parâmetros discretizados em 3 níveis.	70
Tabela 6.2: Matriz do Planejamento <i>Box-Behnken</i> e as FO geradas pelo metamodelo.	74
Tabela 6.3: Análise de Variância para as FO: VPL, ROI, Np e Wp.	75
Tabela 6.4: Calculo dos indicadores VPL, Np e Wp a partir das curvas de produção.	85
Tabela 6.5: Discretização do parâmetro A1 (número de poços).	94
Tabela 6.6: Discretização do parâmetro A2 (camada de completação de produtores e injetores).	94
Tabela 6.7: Discretização do parâmetro A3 (capacidade de produção de óleo (m^3/d)).	94
Tabela 6.8: Discretização do parâmetro A4 (capacidade de injeção de água(m^3/d)).	94
Tabela 6.9: Discretização do parâmetro A5 (cronograma de entrada de poços).	94
Tabela 6.10: Tabela de otimização dos metamodelos utilizados na estratégia de produção.	97
Tabela I.1: Planejamento <i>Box-Behnken</i> para as FO geradas para curva de produção de óleo. ...	113
Tabela I.2: Planejamento <i>Box-Behnken</i> para as FO geradas para curva de produção de água. ...	116
Tabela I.3: Análise de Variância para as funções-objetivo de poços.	117

Nomenclatura

Letras Latinas

Unidades

C_w	Coeficiente da curva sigmóide	
C_o	Coeficiente do decaimento exponencial	
n	Número de fatores (Parâmetros)	
N_p	Produção acumulada de óleo	m^3
Q	Vazão	m^3/d
r	Taxa de desconto ou atratividade	%
t'	Variável normalizada	
W_{cut}	Corte de água	%
W_p	Produção acumulada de água	m^3
W_i	Injeção de água	m^3/d

Letras Gregas

β	Coeficientes do modelo de regressão
ε	Resíduo
ν	Número de graus de liberdade

Sobrescritos

n	Número de fatores (Parâmetros)
-----	--------------------------------

Subscritos

BT	Tempo de chegada da água (tempo de <i>breakthrough</i>)
f	Final
i	Inicial
max	Máxima
min	Mínima
o	Óleo
p	Patamar
r	Resíduo
R	Regressão
T	Total
w	Água

Abreviaturas

ANOVA	Análise de variância (<i>analysis of variance</i>)	
AGs	Algoritmos genéticos	
Cam	Camada	
Cap	Capacidade	
Cofins	Contribuição para financiamento da seguridade social	%
Cron	Cronograma de abertura dos poços	
EP	Estratégia de produção	
FC	Fluxo de caixa	US\$
FO	Função-objetivo	
GL	Graus de liberdade	
I	Injetor(es)	
Inj	Injetor(es)	
MAX	Máximo	
MIN	Mínimo	

MM	Metamodelos	
P	Produtor(es)	
PB	Planejamento <i>Plackett-Burman</i>	
PIS	Programa de integração social	%
P _R	Pressão do reservatório	Pa
Prod	Produtor(es)	
PVM	Máquina virtual paralela (<i>parallel virtual machine</i>)	
PVT	Análise de comportamento de fases variando a pressão, volume e temperatura	
Q _o	Vazão de óleo no patamar de produção	m ³ /d
QM	Quadrados médios	
RGO	Razão gás-óleo	
ROI	Retorno sobre investimento	%
RSM	Metodologia de superfície de resposta (<i>response surface methodology</i>)	
Sim	Simulação	
SQ	Soma de quadrados	
SR	Superfície de resposta	
STEP	Sistema de otimização de estratégia de produção	
t ₁	Tempo de produção de óleo até o seu estabelecimento	dias
t ₂	Tempo final do patamar de produção	dias
VP	Valor presente	U\$
VPL	Valor presente líquido	U\$
VME	Valor monetário esperado	U\$
VOIS	Volume de óleo <i>in Situ</i>	m ³

Capítulo 1

Introdução

Os reservatórios de petróleo são estruturas complexas que devem ser modeladas para que seja possível a previsão de comportamento e produção, bem como suprir as demandas do processo decisório. Eles são classificados de acordo com algumas propriedades que são atribuídas às rochas reservatórios, tais como: geometria externa, extensão lateral, volume, porosidade e permeabilidade. A qualidade do modelo de reservatório depende das informações disponíveis e quanto maior o número de informações, melhor será a representatividade do modelo.

A complexidade geológica impossibilita muitas vezes a previsão de comportamento através de modelos analíticos fazendo com que seja necessária a utilização da simulação numérica de reservatórios. Embora as tecnologias na área de software e hardware tenham evoluído de forma rápida nos últimos anos, as simulações de reservatórios continuam sendo lentas, devido ao elevado número de blocos, e estão demandando muitas simulações, devido ao elevado número de variáveis e atributos a serem analisados, principalmente para casos mais complexos, na qual esses números tornam-se ainda maior. Além disso, a maioria dos processos ligados à previsão de produção e caracterização de reservatórios demanda centenas e até milhares de simulações.

A simulação numérica vem sendo muito utilizada para o planejamento de uma estratégia de produção de campos em estado inicial, bem como na reestruturação da estratégia de campos em produção. Entretanto, devido ao grande número de possibilidades de estratégias e ao tempo computacional associado à simulação numérica, o processo de escolha de estratégia pode tornar-se moroso, obrigando a incorporação de simplificações no processo de otimização e,

conseqüentemente diminuindo a probabilidade de se encontrar as melhores soluções para o problema.

Em virtude da necessidade de melhorar o desempenho do processo de escolha de estratégia de produção e diminuir o tempo utilizado na previsão de comportamento dos diversos parâmetros, a utilização de metamodelos na seleção de estratégias de produção e avaliação econômica de campos de petróleo está sendo proposta nesta dissertação de mestrado. Metamodelos são modelos rápidos que têm como objetivo substituir o simulador em processos que demandam elevado número de simulações.

Os metamodelos possuem uma ampla utilização, pois podem agilizar processos de otimização. Embora sejam modelos simplificados e com menor confiabilidade nos resultados, eles podem substituir a simulação numérica em diversos procedimentos que não necessitam grande precisão de resultados e que demandam muitas simulações. Na Figura 1.1 pode-se observar a idéia geral da utilização de metamodelos neste trabalho.

O número de simulações e o tempo computacional empregado em um processo tradicional de seleção de estratégia de produção são elevados e podem apresentar resultados sub-ótimos, pois a estratégia de produção selecionada pode não ser a melhor solução para o problema. Para solucionar em parte esses problemas, podem-se utilizar algoritmos automatizados para percorrer todo espaço de solução, porém, estes acarretarão em um esforço computacional elevado. Com isso, surge a necessidade de empregar metamodelos que percorram todo o espaço de solução com um baixo esforço computacional. Ao invés de realizar muitas simulações como em um processo automatizado ou tradicional, utiliza-se um número de simulações pré-determinado para gerar os metamodelos e em seguida aplica-se um teste de consistência ou validação desses metamodelos, sendo que em ambos os casos são utilizados critérios de convergência após a avaliação econômica. Como exemplo de metamodelo pode-se citar a superfície de resposta.

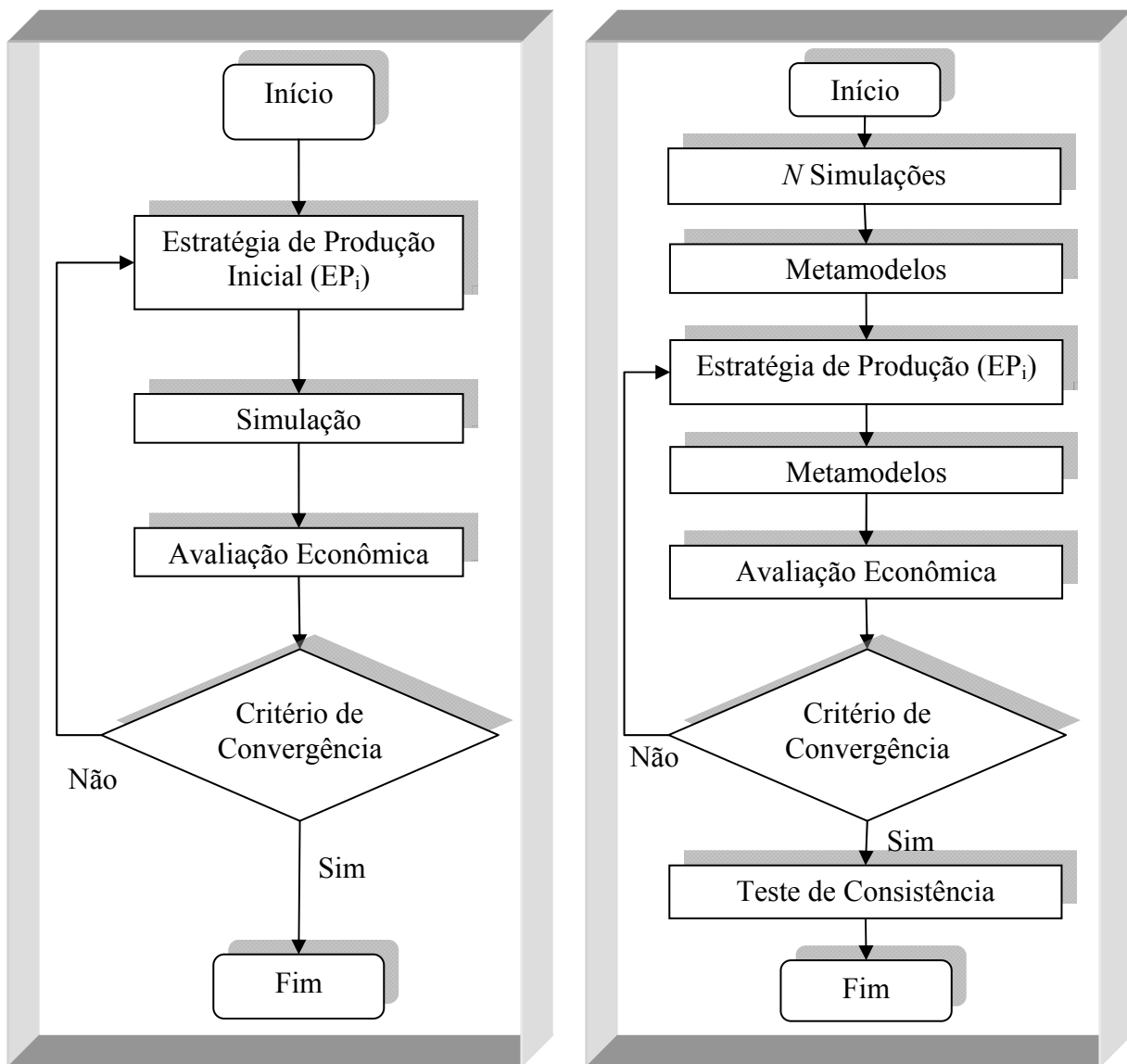


Figura 1.1: Ilustração da substituição do simulador numérico por metamodelos.

Superfícies de resposta são metamodelos gerados por planejamento estatístico (experimental). Essa técnica já vem sendo aplicada com sucesso em outros processos ligados à engenharia de reservatórios tais como a análise de risco (Madeira, 2005) e ajuste de histórico de produção (Risso, 2006), nos quais existe um grande número de parâmetros incertos e que são relacionados de forma complexa. Deste modo, o uso de metamodelos na seleção de estratégia de produção pode apresentar boas perspectivas tanto para o ambiente de pesquisa básica como para área de reservatórios.

A estratégia de produção é uma das principais decisões no processo de escolha, principalmente em campos marítimos na qual a ampliação do sistema de produção é difícil, devido à limitação da capacidade das embarcações e o alto custo envolvido no processo (Xavier, 2004). Além dessas restrições, têm-se os cenários de incertezas envolvidos, tais como: geológicas, tecnológicas, econômicas, entre outras (Schiozer *et al.*, 2004). A otimização da estratégia é realizada com o intuito de se obter o maior fator de recuperação possível do reservatório de petróleo e/ou a maximização do seu aproveitamento econômico, pois ambos dependem das características físicas do reservatório e do contexto macro e microeconômico atual.

Uma empresa inserida no setor petrolífero deve ter a visão clara de suas restrições financeiras a curto, médio e longo prazo de investimentos, atuando isolada ou associada a outras empresas. Além disso, a empresa deve ter o conhecimento das limitações econômicas dos projetos para saber o momento certo de continuar ou não investindo nesses projetos. Dentre os indicadores técnico-econômicos mais utilizados na análise pela indústria petrolífera está a produção acumulada de óleo (N_p), a produção acumulada de água (W_p), o retorno sobre investimento (ROI^1) e o valor presente líquido (VPL).

Uma pergunta importante é se metamodelos, que representam de forma rápida os modelos numéricos, podem ser aplicados na seleção de estratégias, tendo em vista o sucesso nas aplicações em outras áreas. As aplicações até o momento ficaram limitadas a variações nos atributos do reservatório; no caso específico do processo de otimização ligado à seleção de estratégia de produção, sendo que os parâmetros estão associados às características do sistema de produção do campo. Por isso, torna-se necessário verificar com determinado grau de certeza se o procedimento de criação de metamodelos funciona e é útil para esses casos.

Motivação

Com o crescente aumento de competição no segmento de exploração e produção de petróleo no Brasil e em diversas regiões do mundo, tornam-se necessárias novas formas de avaliação dos resultados técnicos que possibilitem uma maior rapidez na tomada de decisão e

¹ A abreviação de ROI utilizada é referente a notação em inglês de “Return of Investment”.

custos mais reduzidos. Esses resultados são importantes para o desenvolvimento e exploração das jazidas petrolíferas pela crescente demanda por decisões rápidas da indústria. E nesse contexto, os metamodelos e a seleção de estratégias associados às restrições econômicas são ferramentas importantes para a avaliação e desenvolvimento de campos de petróleo em menor espaço de tempo.

A escolha de uma estratégia de produção adequada demanda um tempo elevado na análise através de ferramentas tradicionais de simulação numérica, sendo de fundamental importância a utilização de modelos rápidos na indústria de petróleo, principalmente em campos marítimos de óleos pesados por possuírem elevados investimentos e baixo fator de recuperação.

Metamodelos já foram usados em outras áreas, mas não foram ainda testados para as aplicações previstas nesta dissertação, tendo em vista o tempo de simulação e a complexidade dos modelos numéricos de simulação. A necessidade de testes iniciais para validação do procedimento também vem da baixa quantidade de trabalhos publicados nesta área.

Se metamodelos puderem ser aplicados no processo de estratégia de produção, a expectativa é de que seja possível melhorar o processo de otimização ligado ao problema, possibilitando avaliar um número maior de alternativas e aumentando as chances de melhores decisões na escolha do esquema de produção de campos de petróleo.

Objetivo

O objetivo principal desse trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia para geração e aplicação de metamodelos para seleção de estratégias de produção e avaliação econômica de campos de petróleo, visando acelerar e viabilizar o processo, mantendo a confiabilidade dos estudos e nos resultados.

Estrutura do Trabalho

Para a realização do trabalho, foram definidos os seguintes capítulos:

- O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica, mostrando os principais trabalhos na área de metamodelos e estratégia de produção
- O Capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica, que inclui conceitos básicos utilizados no presente trabalho, tais como simulação numérica de reservatórios, metamodelos, estratégia de produção e indicadores técnicos e econômicos utilizados na avaliação econômica de campos de petróleo.
- No Capítulo 4, com base nos conceitos estudados, é apresentada a metodologia proposta para seleção de uma estratégia de produção e avaliação econômica.
- No Capítulo 5 é apresentado o modelo de reservatório sintético utilizado para estudo. Esse modelo é utilizado na aplicação e validação da metodologia proposta no Capítulo 4.
- Os resultados obtidos estão no Capítulo 6, juntamente com as discussões.
- As conclusões e recomendações para trabalhos futuros estão no Capítulo 7.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica é dividida em dois tópicos principais. O primeiro aborda os metamodelos, que estão associados à metodologia do planejamento estatístico e análise da superfície de resposta. O segundo aborda os diferentes métodos utilizados para a definição de uma estratégia de produção.

2.1. Metamodelos

O planejamento estatístico foi introduzido inicialmente na agricultura em meados de 1930. Nos anos seguintes, iniciaram-se suas aplicações no segmento industrial, sendo impulsionada pelo desenvolvimento da metodologia de superfície de resposta (*Response Surface Methodology* – RSM) por Box e Wilson (1951). Durante os anos subsequentes, o planejamento estatístico tornou-se uma técnica em crescimento nos processos químicos, biológicos, industriais e nos trabalhos de pesquisa e desenvolvimento, ficando em destaque após a Segunda Guerra Mundial, quando foi aplicado na indústria para o planejamento de produtos e desenvolvimento de novos processos nos Estados Unidos e Europa Ocidental (Montgomery, 2005). Naquela época, Box percebeu que a aplicação do planejamento estatístico em processos com muitas variáveis não estava ainda em grande expansão, devido à falta de recursos computacionais e programas estatísticos para auxiliarem nos procedimentos.

Com isso, o interesse de pesquisadores para testarem planejamentos em outras áreas industriais, tais como a indústria petrolífera, começou a aparecer com a crescente utilização do planejamento de experimentos em indústrias automobilísticas, espaciais, eletrônicas,

semicondutores entre outras. Na indústria de petróleo, o planejamento estatístico foi introduzido no início da década de noventa por Damsleth *et al.* (1991), apresentando conceitos básicos de planejamento estatístico e utilizando-o na associação com a simulação de reservatórios de petróleo para estimar incertezas em previsões de produção na definição de estratégias ótimas na drenagem para o desenvolvimento de um campo no Mar do Norte. Através do planejamento estatístico, encontrou-se a superfície de resposta para a produção acumulada de óleo e que os valores gerados pelo método de Monte Carlo foram substituídos nesta superfície, de modo que uma completa distribuição de probabilidade da função objetivo fosse obtida. Ele ainda mostrou que era possível obter a sensibilidade básica comum com um número mínimo de simulações e informações adicionais sobre os efeitos possíveis resultantes das poucas simulações. Essa redução nas simulações foi de 30% a 40% com um erro aceitável que a metodologia envolvia.

Eide *et al.* (1994) utilizaram planejamento estatístico e a metodologia de superfície de resposta para realizar o ajuste de histórico automático, para melhorar os atributos geológicos e petrofísicos estimados em um campo de óleo. A superfície de resposta dá uma indicativa da visão geral no comportamento da resposta na região de interesse, procurando encontrar partes que estão próximas aos dados de histórico. O processo é iterativo, tendo como etapas: execução do planejamento de experimentos, seleção dos experimentos, geração da superfície de resposta, otimização, execução de um novo planejamento refinado, simulação dos modelos, e assim por diante. Um ou vários desses processos podem ser automatizados, com a ajuda do planejamento de experimentos, reduzindo o esforço computacional e o processo manual de tentativa e erro, e aumentando a confiabilidade na seleção dos atributos.

Tyler *et al.* (1996) desenvolveram um método para integrar as incertezas geológicas com a estratégia de produção na fase de avaliação. O planejamento estatístico foi utilizado para reduzir o número de simulações de modo a preservar a representatividade estatística.

Dejean e Blanc (1999) utilizaram o planejamento estatístico e a metodologia de superfície de resposta para a construção de um modelo de regressão simplificado para analisar a influência dos atributos incertos na produção de óleo em um período de 10 anos. Nesse trabalho, o planejamento estatístico também possibilitou, em uma estratégia de produção, a determinação da

localização ótima de dois poços produtores. Os autores contribuíram com a criação de uma nova ferramenta para quantificar as incertezas do reservatório durante a previsão de produção, condicionada às variáveis incertas que modelavam o reservatório; e uma redução do custo computacional, mas com um aumento na complexidade, pela necessidade de utilização de programas próprios para engenheiros de reservatórios.

Narayanan *et al.* (1999) utilizaram a metodologia de superfície de resposta para gerar as pseudofunções para a descrição de diferentes reservatórios sem a necessidade de simular uma malha fina e de grande extensão, que é utilizada quando se necessita fazer uma transferência de escala de modelos geológicos. Os autores concluíram que o processo de inclusão das pseudofunções ao processo e dependência geológica permitiu que a resposta de recuperação de óleo fosse dada em uma forma mais simples, ocorrendo assim, uma redução no esforço computacional.

Van Elk *et al.* (2000) utilizaram o planejamento estatístico para analisar o impacto que os fatores incertos tinham na produção acumulada de óleo; e a metodologia de superfície de resposta foi utilizada para ajustar um polinômio à função-objetivo, na qual esse polinômio foi obtido a partir da regressão linear múltipla das simulações de fluxo.

Venkataraman (2000) descreveu a aplicação do método de planejamento estatístico para quantificar as incertezas no reservatório. O problema era considerado complexo, pois a influência que as variáveis tinham no desempenho do reservatório era freqüentemente não-linear. Logo, o estudo foi dividido em etapas e o método de planejamento estatístico foi incorporado para quantificar as incertezas no perfil de produção.

Corre *et al.* (2000) utilizaram planejamento estatístico integrado à metodologia de superfície de resposta para avaliar a integração das incertezas geofísicas, geológicas e de reservatório. Primeiramente os atributos foram quantificados quanto às suas incertezas, tendo como variável de resposta a produção acumulada de óleo, fator de recuperação etc. A etapa seguinte foi a definição do número de simulações, a partir da seleção dos atributos que mais

influenciavam, para a escolha do tipo de planejamento que seria utilizado. Finalmente, a determinação da superfície de resposta a partir dos atributos incertos que mais influenciavam.

Manceau *et al.* (2001) mostraram que a implementação do planejamento estatístico foi realizada com sucesso, permitindo quantificar os riscos associados as principais incertezas do reservatório durante todo o processo de estudo de engenharia de reservatórios (estudo de sensibilidade, ajuste de histórico, previsão e otimização de produção). O planejamento de experimentos foi utilizado nas seguintes etapas: estudo de sensibilidade, para verificar a influência dos fatores incertos na produção acumulada de óleo; otimização de estratégia de produção, para encontrar a localização otimizada dos poços; e integração do planejamento estatístico com a metodologia de superfície de resposta, permitindo lidar com as incertezas da engenharia de reservatórios. Os tipos de planejamento utilizados foram o *fatorial fracionário* (primeira ordem) e o *composto central* (segundo ordem), para o estudo da sensibilidade dos fatores na função-objetivo e para gerar a superfície de resposta, respectivamente. Segundo os autores, a técnica de planejamento estatístico foi um método adequado para ser aplicado para a redução do número de simulações do reservatório quando se tem muita incerteza, enquanto a metodologia de superfície de resposta permitiu substituir as simulações de fluxo por um modelo analítico para a realização da previsão de produção, ocorrendo assim, uma redução no esforço computacional.

Portella *et al.* (2003) utilizou o planejamento estatístico na análise de incertezas, através do estudo de sensibilidade dos fatores e na obtenção da superfície de resposta, utilizando o método de Monte Carlo para gerar a curva de risco, com o objetivo de reduzir as incertezas e otimizar a exploração do campo. Os tipos de planejamento utilizados foram o *fatorial completo* do tipo 2^n (dois níveis para n fatores sem efeitos interativos) para o estudo da sensibilidade e 3^k (três níveis para n fatores com efeitos interativos) para a construção da superfície de resposta. Os autores citaram a existência de outros tipos de planejamento, mas como eles estavam trabalhando com poucos fatores, eles optaram por realizar o estudo com o planejamento estatístico citado, mas para um número maior de fatores, recomendou-se a utilização do planejamento *fatorial fracionário* ou do tipo *Plackett-Burman* para o estudo da sensibilidade; e a mesma razão para a utilização do planejamento *fatorial completo* para a construção da superfície de resposta,

existindo os planejamentos do tipo *Box-Behnken* e o *composto central*, que utilizam um número menor de simulações.

Peng e Gupta (2003) estudaram o uso de planejamento estatístico e métodos de análise que incluem as seguintes questões: (1) como selecionar o planejamento apropriado; (2) como determinar o número de ensaios experimentais; (3) como a resposta experimental pode ser modelada com métodos estatísticos. Nos estudos realizados, ele percebeu que essa metodologia poderia reduzir o número de modelos, e que ela tem sido utilizada na indústria de petróleo e tem se mostrado uma eficiente ferramenta para estimar reservas, na previsão de produção e na recuperação final do campo.

De acordo com White e Royer (2003), o planejamento estatístico seleciona modelos relevantes, e os modelos de superfície de resposta facilitam a simulação de Monte Carlo, análise de incertezas, otimização, estimação de fatores, transferência de escala e desempenho da previsão. Nesse trabalho, a superfície de resposta representou o comportamento do reservatório e facilitou o estudo de sensibilidade, a estimação de parâmetros e a otimização.

Narahara *et al.* (2004) utilizaram o planejamento estatístico do tipo *Plackett-Burman* para identificar e escolher as variáveis que mais influenciavam na produção acumulada de óleo. A partir das variáveis escolhidas, foi realizada uma regressão multilinear, encontrando a superfície de resposta para a produção acumulada de óleo (Np). O objetivo do estudo foi a determinação do número ótimo de poços, que foi introduzido como uma variável incerta e sendo escolhido o número ótimo pela análise do Np.

Cheong e Gupta (2005) utilizaram o planejamento estatístico para minimizar o número de modelos geológicos 3D que deveriam ser construídos para identificar o volume em vários modelos determinísticos. Isso é importante principalmente durante a exploração, na qual os dados não são suficientes para construir o modelo de simulação 3D. Os tipos de planejamento utilizados no processo foram o *fatorial fracionário* e *Plackett-Burman* para estudo da sensibilidade dos fatores; e o *composto central* para a construção de uma equação para o cálculo do volume de óleo

in situ (VOIS), e conseqüentemente, para análise da curva de risco com os modelos pessimista, provável e otimista.

Alessio *et al.* (2005) utilizaram o planejamento estatístico no ajuste de histórico. As principais etapas utilizadas no processo de planejamento foram: seleção dos parâmetros chaves; redução das dimensões através da criação de parâmetros híbridos; e previsão do domínio do ajuste através da combinação dos níveis (discretização) dos parâmetros. Essa metodologia foi aplicada com sucesso no campo de gás F6, localizado na Luconia Central (Malásia). Nesse processo, o ajuste de histórico multi-parâmetros foi realizado de forma rápida e eficiente com o conhecimento de alguns conceitos básicos de planejamento estatístico e regressão múltipla.

Madeira (2005) utilizou a técnica de planejamento estatístico e a metodologia de superfície de resposta para análise de incerteza e risco. Em seu trabalho foi feita a comparação de duas técnicas de escolha de atributos críticos, análise de sensibilidade e planejamento estatístico. Este foi utilizado na seleção dos fatores que mais influenciavam na resposta selecionada, e também na construção da superfície de resposta para representar a função-objetivo escolhida, na tentativa de substituir o simulador de fluxo para a previsão de comportamento. O autor concluiu que houve uma redução do esforço computacional e um aumento da confiabilidade na seleção dos atributos; e a superfície de resposta que foi obtida através do planejamento estatístico pode apresentar erros ao substituir o simulador na previsão das variáveis de resposta (VPL e Np) para um modelo específico, apresentando diferenças entre os valores das funções-objetivo obtidas com o simulador e com a superfície de resposta, mesmo tendo apresentado bons resultados na obtenção da curva de risco.

Reis (2006) propôs três metodologias baseadas no planejamento estatístico e na superfície de resposta para o estudo da análise de risco. No primeiro método, uma superfície de resposta foi construída para o modelo das variáveis de decisão e uma segunda superfície para representar a função-objetivo dos dados dinâmicos. Na segunda metodologia, a função-objetivo foi utilizada para filtrar a seleção dos modelos de análise de risco. O terceiro método foi semelhante ao segundo, mas foram utilizadas redes neurais para se obter as superfícies de respostas. Essas

metodologias foram aplicadas em dois diferentes reservatórios da Bacia de Campos, apresentando uma redução significativa no esforço computacional.

Risso (2007) propôs em seu trabalho uma metodologia para aumentar a confiabilidade do modelo numérico através da incorporação de mapas de saturação no processo de ajuste de histórico do campo, combinando estas informações com os dados de produção de óleo, água, gás, injeção e pressão. A utilização de mapas no processo de ajuste aumenta o número de parâmetros a serem analisados, e conseqüentemente, o número de simulações necessárias, além de dificultar a análise do processo. Com isso, ele utilizou o planejamento estatístico e a metodologia de superfície de resposta para tentar minimizar esse problema, permitindo também estudar um número maior de variáveis e regiões críticas simultaneamente, possibilitando assim, otimizar as várias respostas concomitantemente, e evitando-se o processo manual de tentativa e erro. O autor concluiu que a utilização de planejamento estatístico e da metodologia de superfície de resposta permitiu quantificar o impacto que as alterações apresentavam nas variáveis de resposta, identificar as faixas ótimas de cada atributo, além do processo tornar-se eficaz para o processo de ajuste, mostrando o caminho que deve ser seguido, permitindo assim uma análise melhor dos resultados obtidos.

Risso *et al.* (2007) utilizaram planejamento estatístico para quantificar as incertezas do reservatório na previsão de produção e para reduzir o número de simulações para obter a curva de risco. E posteriormente, é feita uma comparação dos resultados utilizando: Árvore de Derivação por simulação de fluxo, técnica de Monte Carlo e a metodologia de superfície de resposta. Com esse trabalho, os autores puderam concluir: (i) o método de superfície de resposta é uma boa alternativa para estimar o risco, desde que utilizado a metodologia de forma correta; (ii) pôde substituir eficientemente o simulador para elaborar as curvas de risco; (iii) permitiu uma redução de 83% no número de simulações, mantendo a precisão nas curvas de risco.

De acordo com os trabalhos estudados, pode-se resumir que os metamodelos foram utilizados para:

- Auxiliar na simulação de Monte Carlo;
- Quantificação de incertezas;

- Otimização;
- Estimar fatores, reservas e a recuperação final do campo;
- Previsão de Produção;
- Transferência de escala;
- Análise de incerteza e risco;
- Ajuste de histórico.

E neste trabalho, os metamodelos foram empregados para:

- Avaliar o efeito ou impacto que os fatores têm nas variáveis de resposta;
- Simplificar o modelo de fluxo, diminuindo o tempo computacional e operacional através da combinação de planejamento experimental para a geração do metamodelo, melhorando todo o processo envolvido na seleção de estratégia de produção. A partir disso, deu-se a otimização da estratégia de produção de acordo com os objetivos de uma empresa de petróleo, por exemplo;
- Construção das curvas de produção de óleo e de água, a partir de um modelo analítico em função dos parâmetros da estratégia de produção em estudo.

Na pesquisa realizada foram encontrados poucos trabalhos na literatura com aplicações previstas nesta dissertação, demonstrando a grande importância da utilização e validação dessa técnica neste trabalho.

2.2. Estratégia de Produção

A definição de uma estratégia de produção é uma das principais decisões no processo de escolha, tendo como objetivo a maximização do fator de recuperação do campo e/ou a otimização dos resultados obtidos (funções-objetivo). No início do desenvolvimento de um reservatório, quando poucas informações estão disponíveis, o modelo geológico possui um elevado grau de incerteza. Desse modo, a escolha da estratégia de produção é um processo iterativo, com um alto número de possibilidades e de tempo associado a cada simulação, visto que o modelo geológico utilizado na simulação de reservatórios é constantemente melhorado na medida em que novas informações são adquiridas através da perfuração de novos poços. Dentre os parâmetros mais

alterados em busca da otimização, pode-se destacar o número e posicionamento de poços produtores e injetores e os parâmetros do sistema de produção.

Pedroso Jr. (1999) citou a localização de poços como um dos principais fatores responsáveis para uma estratégia de produção eficiente. Em seu trabalho, o autor partiu de um modelo geológico de reservatório e desenvolveu uma metodologia para obter o número ideal de poços a serem perfurados e suas respectivas localizações. A metodologia proposta se aplicou no desenvolvimento de campos produtores de hidrocarbonetos em estágio inicial de produção. Como esse processo demanda muito tempo computacional, utilizou-se um recurso de computação paralela com o objetivo de resolver esse problema.

Güyagüler *et al.* (2000) observaram que o processo de determinação da localização de um novo poço é um processo muito complexo que depende das propriedades de fluido e de reservatório, especificações de superfície e de poço e critérios econômicos. A otimização direta, ou manual, usando o simulador como uma função de avaliação, embora precisa, é em muitos casos impraticável, em vista do número de simulações requeridas. Com isso, eles utilizaram algoritmos genéticos, combinados com métodos auxiliares, para tornar mais rápido o processo de posicionamento dos poços em projetos que utilizavam injeção. Nesse trabalho foi observada uma redução significativa no número de simulações e, conseqüentemente, no tempo computacional, com relação aos métodos tradicionais.

Conforme observado, alguns autores têm procurado aplicar algoritmos de otimização ao estudo de reservatórios; contudo, estes algoritmos geram um número elevado de simulações (frequentemente da ordem de milhares). Por este motivo esta abordagem é viável apenas para modelos teóricos simples, pois casos reais demandariam muito tempo e esforço computacional.

Corrie e Inemaka (2001) apresentaram um método analítico para estimar o número de poços de modo a maximizar o retorno econômico. Os autores determinaram analiticamente o número ideal de poços, com algumas simplificações no modelo econômico, calculando o máximo retorno econômico, que expressa VPL do projeto sobre sua vida útil em função do número de poços em desenvolvimento. Tradicionalmente, essa determinação é feita graficamente, plotando o

retorno financeiro em função do número de poços. Esse processo é útil para campos em estágio inicial de pesquisa, na qual se deseja obter analiticamente um valor ótimo do número de poços com o máximo retorno financeiro, simplificando um processo manual de tentativa e erro.

Estando em uma região intermediária ao processo automático e analítico, Hazlett e Babu (2003) apresentaram um modelo semi-analítico na qual a locação dos poços era feita buscando a maximização da produtividade dos poços. Assim, esse processo reduziu o tempo computacional utilizado, e que anteriormente era feito pelo método tradicional, ou seja, manualmente.

Tendo em vista que as estratégias de produção estão ligadas a uma série de incertezas, Cullick *et al.* (2003) apresentaram um método que fornecia alternativas para as diferentes condições de incertezas e Özdogan e Horne (2004) apresentaram um método que considerava o ajuste de histórico durante o processo de otimização e conseqüentemente reduzia o grau de incerteza envolvida. Segundo os autores, as metodologias de otimização de estratégias que envolvem processos automatizados mostraram que o custo computacional é excessivo para esse tipo de procedimento, e inviável para aplicação em casos reais e complexos, principalmente quando incertezas estão envolvidas. Existem casos que não se consideram todos os parâmetros envolvidos no processo de otimização com o objetivo de não elevar demasiadamente o tempo utilizado nas simulações. Por esses motivos, tal método não é empregado freqüentemente.

Mesmo demandando um maior tempo, o método de otimização mais utilizado é aquele que realiza modificações sucessivas dos parâmetros envolvidos pelo engenheiro de reservatórios, visando maximizar ou minimizar a função-objetivo desejada. Visando facilitar e tornar mais rápido o processo de definição da estratégia de produção por esse método, foram introduzidos alguns conceitos e metodologias. Moreno e Schiozer (2002) introduziram o conceito de vizinhança de poços com o objetivo de possibilitar alterações simultâneas nos poços e dessa maneira reduzir o número de simulações, embora esse número continuasse elevado. Mezzomo e Schiozer (2002) propuseram uma metodologia para definir a melhor estratégia inicial de produção, sendo um processo manual, de tentativa e erro, com a análise da função objetivo escolhida. E Nakajima (2003) desenvolveu uma metodologia para auxiliar no processo de otimização de poços horizontais no desenvolvimento de campos de petróleo, utilizando

simulação numérica de reservatórios. O processo de otimização é muito subjetivo, principalmente se realizado manualmente, dificultando assim a análise do problema e da tomada de decisão, além de ser um processo que envolve muitas simulações. O autor citou como uma das soluções para esse problema a automatização do processo, que permitiria a redução da subjetividade e do tempo computacional.

Considerando estes diferentes aspectos, o processo de elaboração de um plano de desenvolvimento pode ser melhorado com a concepção de uma nova abordagem para a definição de parâmetros integrada de forma eficiente à análise dos riscos considerados (técnicos, operacionais, geológicos e econômicos) e que forneça o embasamento para tomada de decisões. Desta forma, Mezzomo (2005) desenvolveu uma nova abordagem, combinando algoritmos manuais e automatizados para definição de parâmetros, associados aos procedimentos para análise de risco e as ferramentas para análise de decisão na elaboração de projetos para a exploração de campos de petróleo. Esse procedimento envolveu limitações técnicas, restrições financeiras e o uso de recursos computacionais que existiam para análise de um maior número de alternativas, mas evitando um custo computacional excessivo.

Neste trabalho a autora descreveu uma metodologia aplicada a campos em estágio inicial de desenvolvimento que inclui um processo de otimização robusto usando previsões geradas pelos simuladores a fim de avaliar uma função-objetivo. A metodologia pode ser visualizada na Figura 2.1, na qual se aplica desde a vida inicial do campo, quando se tem poucas informações e o nível de incerteza é alto, e evolui com o desenvolvimento do campo até a definição de uma estratégia eficiente.

Túpac Valdivia (2005) tinha como objetivo investigar o problema de otimização de alternativas para o desenvolvimento de campos petrolíferos. Em seu trabalho foi proposto a implementação e avaliação de um sistema inteligente de otimização que empregava o uso de algoritmos genéticos (AGs) para a busca de uma alternativa de desenvolvimento ótima; utilização de ambiente de computação paralela para a simulação de reservatório e cálculo do VPL das alternativas; um módulo de inferência baseado em modelos inteligentes para aproximar a função de produção de óleo; e um módulo de caracterização baseado em mapas de qualidade para obter

informações do campo petrolífero a serem aproveitadas durante a otimização. Esse trabalho teve como principal contribuição a concepção e implementação de um sistema baseado em técnicas inteligentes para otimizar alternativas de desenvolvimento para um processo iterativo, obtida tanto pelo aproveitamento do poder computacional de um ambiente de computação paralela, como pelo uso de aproximações das curvas de produção. Os resultados desta mostraram-se satisfatórios, porém o modelo utilizado pelo autor para a aproximação da função de produção é muito simplificado, apresentando pouca representatividade de um campo com características mais próximas da realidade. O sistema inteligente utilizado no trabalho ofereceu uma ferramenta de suporte à decisão que automatizou a busca de alternativas de desenvolvimento e aproveitou informações vindas do conhecimento do engenheiro de reservatório. Porém, acarretou em um número elevado de simulações, demandando muito tempo e esforço computacional, sendo solucionado pela computação paralela.

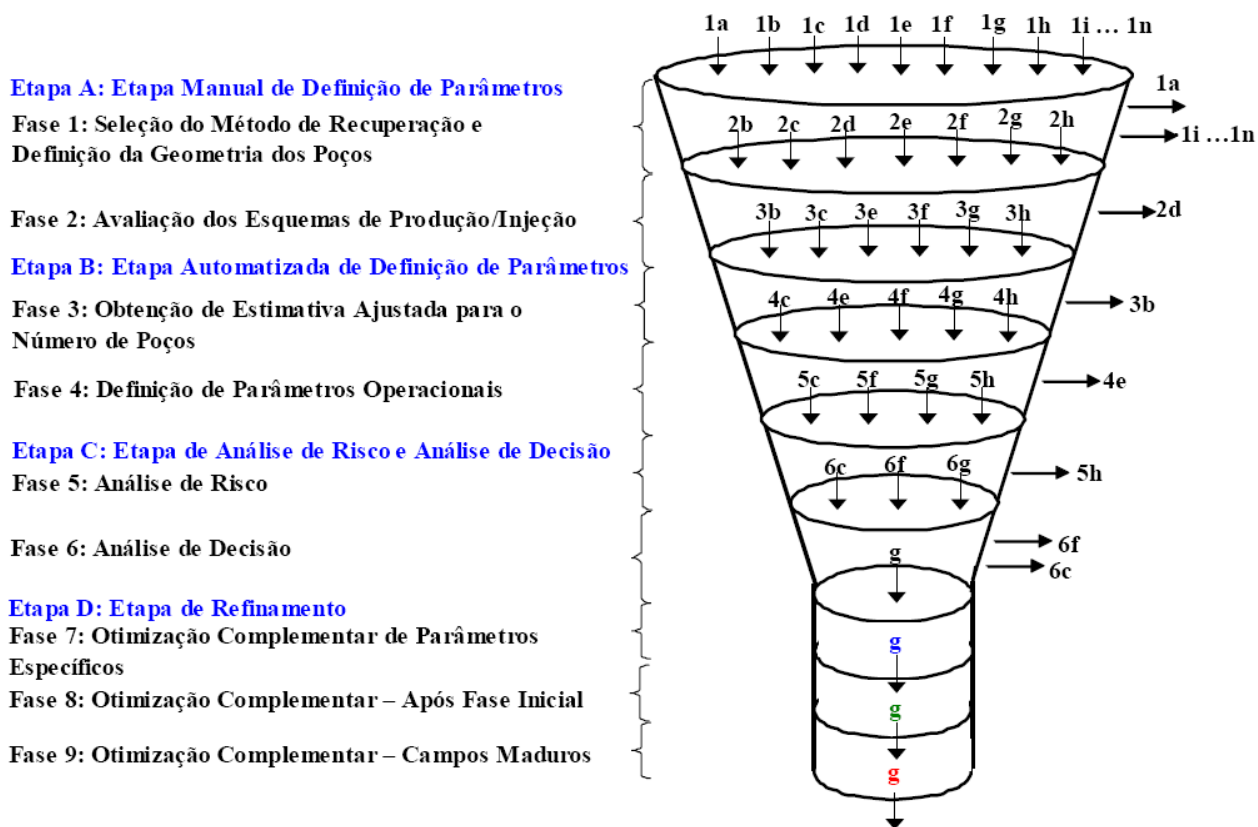


Figura 2.1: Etapas do processo de seleção e otimização da E.P. (Mezzomo, 2005).

A dificuldade de generalização do processo de otimização de uma estratégia de produção com poucas rodadas de simulação é crescente, pois o processo pode-se tornar inviável devido ao excesso de esforço computacional. Uma metodologia para a resolução desse problema constitui um dos objetivos propostos nesta dissertação.

Capítulo 3

Fundamentação Teórica

Nesse capítulo foram expostos conceitos básicos em simulação numérica de reservatórios, estratégia de produção, metamodelos e indicadores técnico-econômicos utilizados na seleção de estratégia de produção e na avaliação econômica de campos de petróleo.

3.1. Simulação Numérica de Reservatórios

Em decorrência da necessidade de se obter uma previsão acurada da produção de petróleo aliada às diferentes condições de operação, estudaram-se diferentes métodos com o objetivo de aumentar a recuperação de óleo e maximizar os indicadores técnico-econômicos utilizados na análise econômica.

Dentre esses métodos, encontram-se os métodos tradicionais de análise de reservatórios, que utilizavam modelos de simulação muito simples que não levavam em consideração mudanças espaciais e temporais. Os estudos de modelos numéricos, que utilizavam computadores de alta velocidade para resolverem equações matemáticas que descrevem o comportamento físico dos processos no reservatório, possibilitaram a definição de modelos de simulação para a obtenção de uma solução numérica que auxiliava nas tarefas de modelar o fluxo no meio poroso e também na descrição dos reservatórios e previsão de produção.

Simuladores de reservatórios são programas computacionais que resolvem equações de fluxo de massa e calor em meios porosos, estando sujeitas a determinadas condições iniciais e de contorno. Esses programas têm a função de auxiliar na descrição, na modelagem dos fluxos e na

previsão de comportamento de um reservatório, prevendo o desempenho e definindo meios de aumentar, de forma mais econômica possível, sua recuperação. Com a interpretação dos dados resultantes da simulação é possível descrever um plano de desenvolvimento que otimize uma variável de resposta técnica e/ou econômica e, para avaliar e monitorar o campo em desenvolvimento com maior confiabilidade.

A formulação básica da simulação de reservatórios de petróleo é feita através das equações diferenciais parciais obtidas pela aplicação de princípios básicos da física. O número e o tipo de equações que serão resolvidas dependerão das características geológicas dos reservatórios, das características dos fluidos, do processo de recuperação do óleo, da capacidade computacional utilizada no processo e do capital e tempo disponível para a simulação. A Figura 3.1 ilustra a contribuição de outras áreas no processo de preparação dos dados de entrada do simulador. Essas informações são integradas durante o processo de modelagem do reservatório, e o conceito de reservatório é quantificado no simulador.

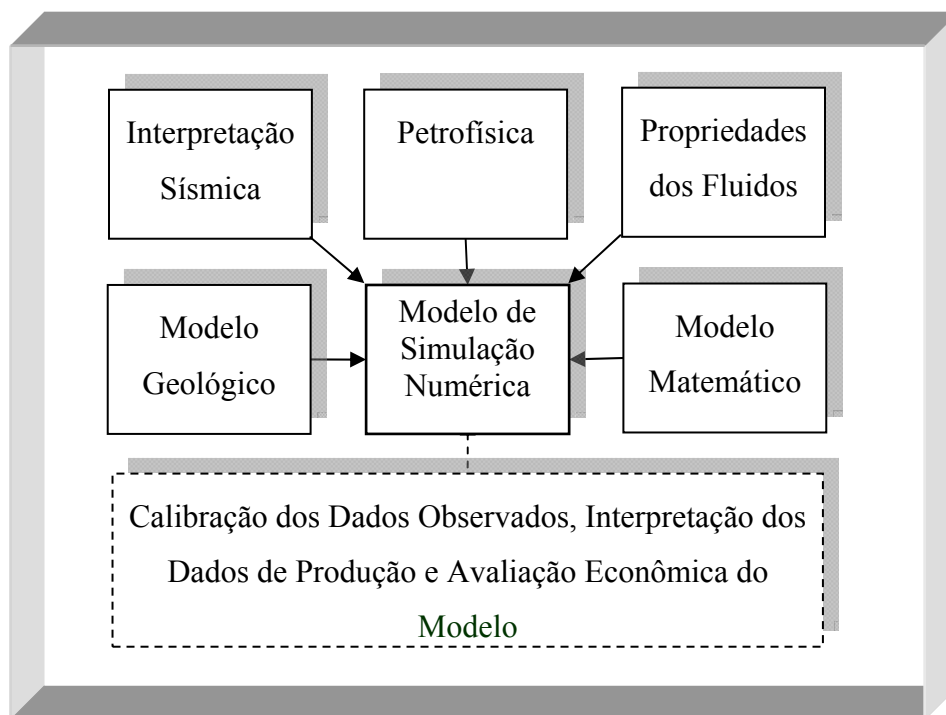


Figura 3.1: Contribuição das disciplinas na simulação de reservatórios (Fanchi, 2001).

A simulação é útil para a realização de estudos de sensibilidade, planejamento de estratégias de desenvolvimento; aquisição de dados adicionais; estratégias de produção na definição do método de recuperação; avaliação de esquemas de produção e injeção, estimativa do número aproximado de poços; e para a otimização.

3.2. Estudo de Sensibilidade

Esse estudo é um processo que tem por finalidade a redução do número de atributos² incertos através da seleção crítica e pela observação da influência de suas modificações na resposta de simulação. Com os resultados obtidos pelo simulador numérico são definidos os parâmetros que serão considerados na estimativa das respostas previamente escolhidas. Para o caso dos parâmetros discretos, podem ser eliminados os níveis que apresentam pouco impacto na resposta.

A identificação dos parâmetros críticos permite um direcionamento maior na redução do número de parâmetros que não interferem no modelo estudado, em vista da análise da resposta adotada. Um ponto importante a ser destacado é a diminuição do número e o tempo aplicado nesse estudo. Machado (1997) criou uma seqüência de procedimentos e também trabalhou com técnicas de paralelização através do pacote PVM (*parallel virtual machine*) para medir a sensibilidade automaticamente e quantificar a influência da modificação dos atributos no processo de ajuste de histórico, em vista do grande tempo computacional empregado nessa análise.

3.3. Metamodelos

Estudos baseados na seleção de estratégia de produção necessitam muito tempo computacional, sendo feitas alterações nos parâmetros operacionais em busca da melhor estratégia para o campo. Esse processo manual é muito difícil, em decorrência do tempo gasto e da falta de seleção dos parâmetros baseada em uma metodologia científica. Em virtude disso, é

² A definição de *atributo* é instituída às variáveis geológicas. Será utilizada a denominação *parâmetro* quando ocorrer a imposição desse “atributo” à condições de operação.

proposto neste trabalho o uso de metamodelos para a seleção de estratégias de produção e para avaliação econômica nos campos de petróleo. Os metamodelos a serem estudados e aplicados envolvem: os métodos estatísticos para redução do número de variáveis incertas; planejamento estatístico para avaliar os efeitos ou impactos nos fatores, nos quais existem respostas e a metodologia de superfície de resposta para a construção de um modelo analítico que poderá substituir o simulador de fluxo.

Box *et al.* (1978), Myers e Montgomery (2002), Montgomery (2005), Barros *et al.* (2001) e Rodriguez e Iemma (2005) descreveram os procedimentos que devem ser seguidos para a realização de planejamentos estatísticos e para obtenção da superfície de resposta.

Para que os procedimentos executados resultem em um processo de otimização, é necessária a realização de experimentos utilizando o planejamento estatístico adequado. Um experimento pode ser definido como um teste ou uma série de testes nos quais são feitas mudanças nas variáveis de entrada do processo de modo que se possa observar e identificar as razões das mudanças que são observadas nas variáveis de saída (ou resposta). Em síntese, as variáveis de entrada correspondem às causas enquanto as de resposta correspondem às conseqüências desse processo.

Um sistema que envolve o planejamento de experimentos pode ser considerado como uma função, a princípio desconhecida, que faz a união dos fatores (variáveis de entrada) às respostas (variáveis de saída), como mostra a Figura 3.2. Na estratégia de produção, as variáveis de entrada ou fatores são os parâmetros operacionais do campo e de poços e as respostas são os indicadores técnico-econômicos do campo e poços e o processo ou sistema são as simulações de reservatório de petróleo.



Figura 3.2: Variáveis de entrada e saída em um processo de planejamento estatístico.

O trabalho estatístico mais importante não é a análise dos dados, mas sim como os dados são obtidos a partir do planejamento estatístico. Para a geração com qualidade desse planejamento pode-se citar a integração de três atributos: interação entre o conhecimento do processo, a estatística e o bom senso no momento da definição do planejamento mais adequado para análise dos resultados.

As etapas da metodologia utilizada em um processo de planejamento estatístico para se atingir a(s) resposta(s) desejada(s) podem ser observadas na Figura 3.3. Em seguida, são definidos conceitos fundamentais de planejamento estatístico; e também, as etapas da metodologia.

Parâmetros: são os fatores alterados no experimento. Neste caso, os parâmetros estão associados às condições operacionais do campo, tais como: número de poços, camada de completação e cronograma de entrada dos poços produtores e injetores, patamar de injeção e produção etc.

Níveis dos parâmetros: as condições de operação dos fatores são condicionadas geralmente por (-1) nível pessimista, (0) nível provável ou base e (+1) nível otimista.

Funções-objetivo (FO), Variáveis de resposta ou indicadores: são as variáveis dependentes dos parâmetros e que sofrem os efeitos decorridos das mudanças nos fatores que regulam o processo durante o experimento, além de que podem existir várias respostas a serem analisadas. Os indicadores podem ser técnico-econômicos de campo e poços.

Efeito principal: é a diferença média observada em uma determinada variável de resposta quando se muda de um nível para outro.

Efeito de interação: é causado pela interação entre os fatores, em que um depende do nível do outro. O efeito de interação pode ser de segunda, terceira ou de ordem superior, de acordo com o número de fatores que são considerados no processo.

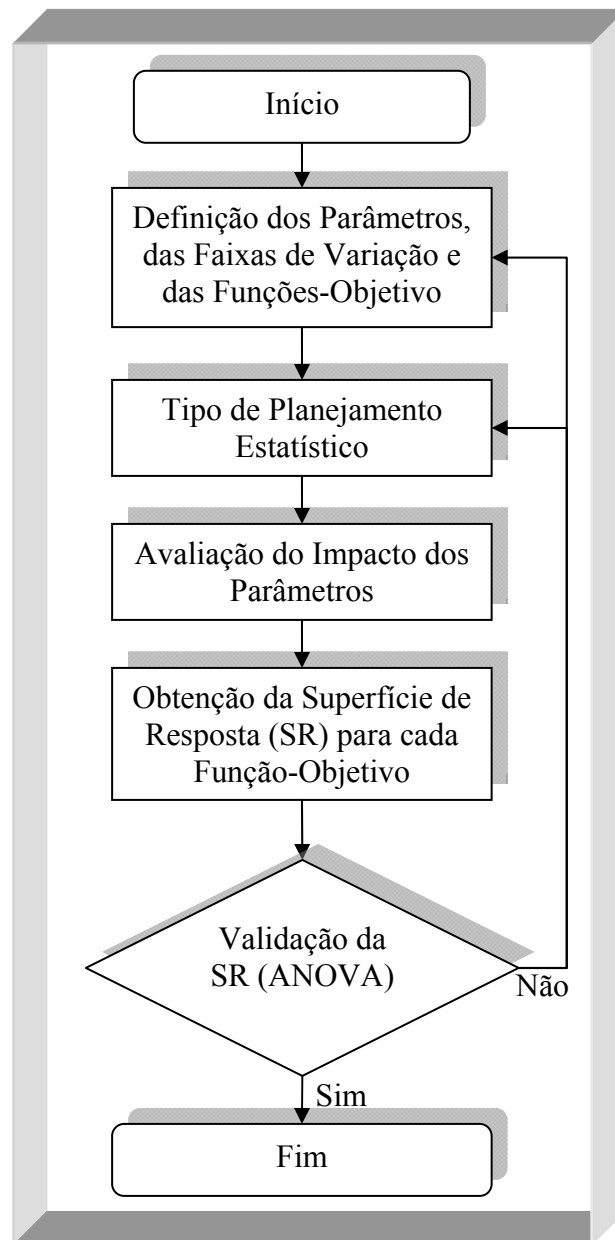


Figura 3.3: Processo de construção e validação da SR (Rodriguez e Iemma, 2005).

O primeiro passo consiste em definir quais são os fatores, as faixas de variação e as variáveis de resposta que se deseja estudar, e dependendo do problema pode haver mais de uma resposta de interesse. Em seguida, é preciso definir claramente quais são os objetivos a serem alcançados com os experimentos, porque isso determinará o tipo de planejamento que será

utilizado. Planejamentos fatoriais são de grande importância quando se deseja fazer um estudo preliminar para determinar se os fatores têm influência ou não nas variáveis de resposta.

Os planejamentos fatoriais 2^n são muito importantes para a triagem dos fatores, quando se deseja saber o impacto que eles têm sobre as variáveis de resposta, e são extremamente econômicos, uma vez que podem ser usados para estudar diversos fatores simultaneamente. Esses planejamentos são meramente um passo intermediário de orientação e encaminhamento para o planejamento final.

Nesses planejamentos do tipo 2^n , à medida que o número de n fatores aumenta, o número de informações obtidas pelo experimento também aumenta. No entanto, para que estas informações possam ser produzidas, será necessário realizar um grande número de ensaios, o que poderá aumentar o custo do experimento, a ponto de inviabilizá-lo. Nestes casos podem ser utilizados os planejamentos fatoriais 2^n fracionários. Estes experimentos envolvem apenas uma parte do conjunto completo dos 2^n ensaios e são capazes de fornecer informações sobre os efeitos principais e as interações que envolvem um pequeno número de fatores e esta é a grande vantagem deste tipo de planejamento em relação à análise de sensibilidade tradicional (variação de um parâmetro por vez), ou seja, a análise de sensibilidade não leva em conta a interação entre os atributos. Portanto, utilizando planejamento estatístico para a realização do estudo de sensibilidade pode-se avaliar o efeito da combinação de fatores, na escolha dos fatores críticos.

Para executar um planejamento fatorial é necessário, em primeiro lugar, especificar os níveis em que cada fator será estudado, isto é, os valores dos fatores que serão empregados nos experimentos; e para estudar o efeito de qualquer fator sobre a resposta é preciso fazê-lo variar e observar o resultado dessa variação. Isso é possível por dois motivos: primeiro porque os efeitos de interação de ordem alta aumentam consideravelmente com o número de fatores e como esses efeitos em geral não são significativos, não há necessidade de fazer todos os ensaios de um planejamento completo só para determiná-los. Em segundo lugar, quando o número de variáveis aumenta, crescem as chances de uma ou mais variáveis não afetarem significativamente a resposta, seja por meio de efeitos principais, seja por meio de efeitos de interação. Mais uma vez, se os efeitos dessas variáveis não precisam ser determinados, não é necessário fazer todos os

ensaios do fatorial completo. Porém, em muitas situações o pesquisador não conhece todas as variáveis que afetam significativamente a resposta. Para não excluir, de forma arbitrária, fatores potencialmente importantes, é conveniente incluir nessa etapa de estudo o maior número possível de variáveis. É possível fazer isso sem aumentar o número de ensaios, usando-se planejamentos fracionários ao invés de fatoriais completos. Por exemplo, em um sistema onde se deseja avaliar 7 variáveis em apenas 2 níveis tem-se um fatorial 2^7 que representa 128 ensaios a serem realizados, somente para avaliar os efeitos das variáveis e das interações e não a otimização final do processo. Sabe-se que esta quantidade de ensaios muitas vezes inviabiliza qualquer estudo. Nesse caso, poderia se optar por um planejamento fatorial fracionário do tipo 2^{7-2} ou 2^{7-3} , ou seja, 32 ou 16 ensaios respectivamente. O planejamento é reduzido a 1/4 ou 1/8 sendo possível avaliar a importância das variáveis mais importantes nas respostas. Os planejamentos fatoriais fracionários são muito úteis nas etapas prévias de um desenvolvimento de processo, por exemplo, para identificação das variáveis mais relevantes que devem entrar em um planejamento completo em uma etapa posterior. Assim, este procedimento é muito interessante em termos qualitativos, mas não se deve otimizar o processo a partir de um planejamento fracionário. Isto porque os efeitos principais, na verdade “contrastes”, estão “confundidos” com interações de 2ª ou 3ª ordem ou superiores conforme o tipo de resolução do fracionário.

A partir de 8 variáveis, a utilização do planejamento fracionário começa a dificultar a análise dos “contrastes” das variáveis. Uma alternativa muito interessante e que reduz drasticamente o número de ensaios a serem realizados são os planejamentos fatoriais propostos por Plackett e Burman em 1946, sendo uma etapa preliminar à otimização de processos. As frações propostas permitem estimar os efeitos principais (contrastes) com variância mínima. Nos planejamentos de *Plackett-Burman* (PB) as colunas são todas ortogonais. Essa simetria permite que os efeitos principais de cada variável sejam determinados individualmente, admitindo-se que os efeitos de interação sejam desprezíveis. Em algumas vezes, esse planejamento é chamado de não geométrico, pela sua não representatividade por cubos. Os planejamentos propostos por PB com maior potencial de uso são para 12, 20, 24, 28 e 36 ensaios, existindo, porém para sistemas superiores a 100 variáveis. Eles podem ser usados para qualquer número de fatores ou variáveis de entrada, porém é conveniente utilizar um planejamento que fique com o número de ensaios maior do que o número de variáveis, para se ter graus de liberdade que possibilitem estimar o

erro padrão e assim definir as variáveis estatisticamente significativas. Recomenda-se que o número de fatores reais não ultrapasse $n - 4$. As colunas do planejamento PB que não são relacionadas com as variáveis são chamadas de variáveis inertes, utilizadas para determinar o erro padrão. A Tabela 3.1 mostra o planejamento fracionário do tipo Plackett & Burman correspondente a $n = 12$ (PB 12). Com esse planejamento, pode-se estudar no máximo oito fatores, e lembrando-se que para tornar possível a execução, ao menos aproximada, da inferência estatística, é usual que sejam feitos alguns ensaios com o ponto central do espaço experimental.

Tabela 3.1: Matriz do planejamento *Plackett-Burman* para 12 ensaios – PB 12.

Simulações	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8	x_9	x_{10}	x_{11}	Função-Objetivo
1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	FO ₁
2	1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	FO ₂
3	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	1	FO ₃
4	1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	FO ₄
5	1	1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	FO ₅
6	1	1	1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	FO ₆
7	-1	1	1	1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	FO ₇
8	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	-1	1	-1	FO ₈
9	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	-1	1	FO ₉
10	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	-1	FO ₁₀
11	-1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	FO ₁₁
12	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	FO ₁₂
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	FO ₁₃

O planejamento PB, que é muito utilizado nos estágios iniciais de experimentação, foi utilizado nesse trabalho para avaliar o impacto nas variáveis de resposta de forma mais superficial e com um mínimo de tempo e custo utilizado no processo. A vantagem desse planejamento em relação ao fatorial fracionário é a redução do número de simulação (ensaios) utilizado no processo.

Os planejamentos fatoriais introduzidos por Box na década de 1950, permitem a otimização de processos através da análise de superfície de resposta. Desde então, a superfície de resposta tem sido utilizada com grande sucesso na modelagem de diversos processos cuja variável de resposta é influenciada por vários fatores incertos.

Em 1960, Box e Behnken introduziram um planejamento muito eficiente com 3 níveis para gerar a superfície de resposta de segunda ordem. Essa metodologia é muito interessante e criativa

para a construção do planejamento, estando baseada na construção incompleta da matriz do planejamento utilizando os pontos médios das arestas e o centro do hiperespaço, não tendo nenhum planejamento fatorial completo ou fracionário encaixado. Esse tipo de planejamento é uma opção eficiente e importante na alternativa para o planejamento fatorial completo. Uma importante característica do planejamento do tipo Box-Behnken é a forma com que a matriz de planejamentos é montada, demonstrando um caráter esférico entre os fatores de cada experimentação. A Tabela 3.2 e a Figura 3.4 mostram o Planejamento Box-Behnken correspondente a $n = 3$ e pode-se observar que todos os pontos estão na aresta do cubo com exceção do ponto central.

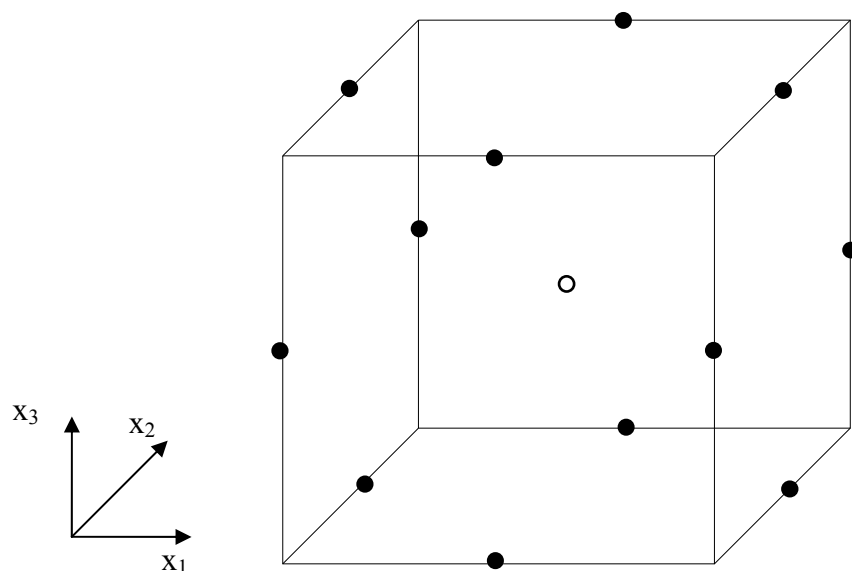


Figura 3.4: Planejamento do tipo Box-Behnken para $n=3$, com um ponto central.

Os pontos fatoriais (principais) fornecem as informações lineares e de interações para um modelo de primeira ordem. Os pontos centrais fornecem informações sobre a existência de curvatura no sistema. Se o sistema possuir curvatura, os pontos axiais permitirão a estimativa dos termos quadráticos na análise de superfície de resposta.

Tabela 3.2: Matriz do Planejamento *Box-Behnken* para 3 fatores.

Simulações	x_1	x_2	x_3	Função-Objetivo
1	-1	-1	0	FO ₁
2	-1	1	0	FO ₂
3	1	-1	0	FO ₃
4	1	1	0	FO ₄
5	-1	0	-1	FO ₅
6	-1	0	1	FO ₆
7	1	0	-1	FO ₇
8	1	0	1	FO ₈
9	0	-1	-1	FO ₉
10	0	-1	1	FO ₁₀
11	0	1	-1	FO ₁₁
12	0	1	1	FO ₁₂
13	0	0	0	FO ₁₃

O planejamento do tipo *Box-Behnken*, que foi utilizado neste trabalho, requer um número menor de experimentos para a construção da superfície de resposta e incorpora termos quadráticos aos modelos de regressão em relação ao fatorial completo. A redução torna-se evidente quando o número de fatores aumenta. Em relação aos planejamentos com dois níveis, o planejamento *Box-Behnken* requer um número um pouco maior de experimentos, mas permite a construção de modelos mais versáteis e precisos.

Com a etapa de planejamentos finalizada e integrada a metodologia de superfície de resposta, é possível obter os efeitos principais e de interação das variáveis sobre as respostas, determinar quais são os efeitos mais significativos, e também ajustar um modelo de 1ª ordem (Equação 3.1) para correlacionar os fatores e as respostas. Em casos que se deseja explorar outras condições experimentais não previstas pelo planejamento fatorial ou se o modelo anteriormente ajustado não estiver bem correlacionado com os dados experimentais, pode-se completar o processo refazendo os experimentos considerando pontos axiais para um modelo de 2ª ordem, como mostrado na Equação 3.2.

$$F\hat{O} = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_3 x_3 + \dots + \beta_k x_k + \varepsilon \quad 3.1$$

$$F\hat{O} = \beta_0 + \sum_{i=1}^k \beta_i x_i + \sum_{i=1}^k \beta_{ii} x_i^2 + \sum_{i < j=2}^k \beta_{ij} x_i x_j + \varepsilon \quad 3.2$$

onde: $F\hat{O}$ é a função-objetivo, variável de resposta ou indicador;

β 's são os parâmetros desconhecidos do modelo de regressão;

x 's são os fatores ou variáveis de entrada;

ε é o resíduo.

Para estimar os coeficientes β 's do polinômio utiliza-se o método dos mínimos quadrados. Este método pode ser resolvido escrevendo-se as equações acima na forma matricial (Equação 3.3),

$$F\hat{O} = \beta \cdot x + \varepsilon \quad 3.3$$

e resultando na Equação 3.4.

$$F\hat{O} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} \quad x = \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & x_{12} & \cdot & \cdot & x_{1k} \\ 1 & x_{21} & x_{22} & \cdot & \cdot & x_{2k} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ 1 & x_{n1} & x_{n2} & \cdot & \cdot & x_{nk} \end{bmatrix} \quad \beta = \begin{bmatrix} \beta_0 \\ \beta_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \beta_k \end{bmatrix} \quad \varepsilon = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \varepsilon_n \end{bmatrix} \quad 3.4$$

A diferença entre o valor obtido a partir dos dados de saída do simulador (FO) e o valor calculado para o metamodelo ($F\hat{O}$) é denominado resíduo, ou seja, $\varepsilon = FO - F\hat{O}$. Então, para se ter um melhor ajuste, a somatória dos resíduos ao quadrado ($\sum \varepsilon_i^2$) deve ser o mínimo possível, ou seja, suas derivadas em relação aos β 's devem ser nulas. Portanto, podem-se estimar os coeficientes da superfície de resposta utilizando a Equação 3.5.

$$\beta = (x^t \cdot x)^{-1} \cdot x^t \cdot FO \quad 3.5$$

Os cálculos dos resíduos são de fundamental importância para avaliar a qualidade do ajuste dos modelos. Os resíduos devem ser o mínimo possível, para que as previsões coincidam com os valores esperados levando-se em conta um erro admitido em todo o processo envolvido.

Para verificar a qualidade dos ajustes obtidos com os dados experimentais através da regressão multilinear ou não linear é feita uma análise estatística utilizando como parâmetros o coeficiente de correlação e o valor estimado para o teste F. O coeficiente de correlação é um parâmetro estatístico que compara a variância dos pontos experimentais do modelo proposto, com a variância da própria população de pontos experimentais, ou seja, quando esse coeficiente é um (1), diz-se que a correlação é perfeita entre os pontos, e quando é zero (0), não existe correlação. Os valores decimais são quantitativamente difíceis de serem analisados, mas qualitativamente, quanto mais próximo o coeficiente de correlação estiver da unidade, melhor será o ajuste do modelo nos pontos experimentais.

No teste F, o valor estimado a partir dos dados experimentais é comparado com o valor tabelado para uma distribuição de referência, possibilitando verificar a relevância estatística dos fatores experimentais no valor da resposta. Logo, um fator é considerado significativo para uma variável de resposta escolhida se a distribuição do F estimado for maior que o F tabelado, mostrando que a equação é estatisticamente significativa e os dados experimentais é representado pelo modelo.

Por meio dessa técnica é possível avaliar a qualidade do ajuste e medir os efeitos principais e as interações dos fatores nas variáveis de resposta escolhidas. Essas análises reunidas em uma tabela são chamadas de Análise de Variância (ou simplesmente ANOVA, um acrônimo de *Analysis of Variance*).

O número de graus de liberdade para a soma quadrática total é $v_T = (n - 1)$, sendo destinado para o cálculo da média. O número de graus de liberdade da soma quadrática residual é dado pela diferença entre o número de observações (n) e o número de parâmetros estimados (p), $v_r = (n - p)$, e para a regressão é dado por $v_R = (p - 1)$. As médias quadráticas (MQ) são dadas pela divisão das somas quadráticas pelos respectivos números de graus de liberdade, sendo úteis em testes para interpretação estatística e para o cálculo de intervalos de confiança. Na Tabela 3.3 segue um resumo para o cálculo da ANOVA e na Figura 3.5 pode ser visto um exemplo dessa análise.

Tabela 3.3: Tabela da análise de variância – ANOVA (Rodrigues e Iemma, 2005).

Fontes de Variação	Graus de Liberdade GL	Soma de Quadrados SQ	Quadrados Médios QM	F Calculado F_{Calc}
Regressão	$v_R = p - 1$	$\sum(\hat{y}_i - \bar{y})^2$	$MQ_R = \frac{SQ_R}{p - 1}$	$\frac{MQ_R}{MQ_r}$
Resíduo	$v_r = n - p$	$\sum(y_i - \hat{y}_i)^2$	$MQ_r = \frac{SQ_r}{n - p}$	
Total	$v_T = n - 1$	$\sum(y_i - \bar{y})^2$		

O tamanho do efeito, visualizado na Figura 3.5, é definido pelo tamanho das barras, quanto maior for o valor, maior será o efeito. Para que os efeitos sejam considerados estatisticamente significativos devem ser maiores que o nível de significância (p) adotado no planejamento. Por exemplo, se for definido que o nível de confiança é 95%, somente serão considerados como estatisticamente significativos os parâmetros que tenham efeito maior que o valor calculado para $p = 0,05$, definido no gráfico pela linha tracejada.

A direção do efeito ocasionado pela alteração é definida pelo sinal (pode ser negativo ou positivo). Por exemplo, quando se altera o parâmetro de -1 (pessimista) para +1 (otimista) e o sinal do efeito é positivo, significa que ao passar de -1 para +1 a função-objetivo aumentou e vice-versa.

No exemplo da Figura 3.5, os parâmetros estatisticamente significativos, a 95% de confiança, são A1 e A2 (valores acima da linha do $p = 0,05$). Pode-se observar que os parâmetros A1 e A2 apresentaram efeito positivo, ou seja, a FO aumentou com os valores otimistas (+1). Supondo que o objetivo seja minimizar a FO, no próximo planejamento as faixas dos parâmetros poderão ser alteradas em direção aos valores pessimistas (-1). O tamanho da alteração da faixa será definido pelo tamanho da barra, ou seja, quanto maior a barra, maior o deslocamento da faixa do parâmetro. E se o parâmetro A1 apresentasse efeito negativo, o procedimento seria o inverso, ou seja, para minimizar a FO, a faixa do atributo deveria ser deslocada em direção ao valor otimista (+1).

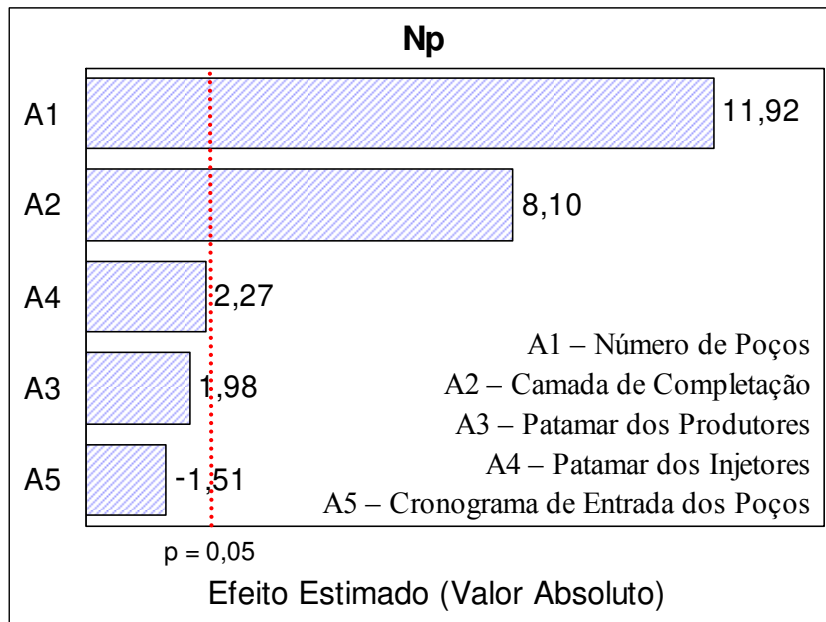


Figura 3.5: Exemplo do cálculo dos efeitos.

Realizado a análise de variância, é comum verificar o comportamento dos dados do modelo gerado pela regressão a qual relaciona a variável de resposta do experimento aos fatores e às interações que a análise de variância indicou como significativos.

Com a obtenção do metamodelo e a validação deste através da análise de variância (ANOVA), é necessário fazer uma validação do simulado *versus* predito pelo metamodelo, obtendo resultados estatísticos para o metamodelo, e comparando os dados simulados com os dados preditos pelo metamodelo (aproximação do simulador). Com esses metamodelos validados estatisticamente e graficamente, ter-se-á uma boa representatividade do metamodelo na substituição do simulador de fluxo dentro da faixa estudada. Além disso, essa validação fornece um modelo ajustado para que se possa utilizá-lo posteriormente. Se o metamodelo não for validado, existe a possibilidade de redefinição dos parâmetros e das faixas de variação ou alterar o tipo de planejamento estatístico escolhido. Após algumas alterações, e se novamente não for validado, conclui-se que o metamodelo não poderá substituir o simulador de fluxo. Em resumo, essa etapa tem como objetivos:

- Validar as conclusões obtidas estatisticamente através da ANOVA e da validação cruzada;

- Fornecer um modelo ajustado a ser utilizado posteriormente em uma fase de otimização da variável de resposta.

Deste modo, o planejamento do tipo *Box-Behnken* associado à metodologia de superfície de resposta é uma aproximação de um processo considerando os fatores incertos na região de interesse. Essa metodologia possui ferramentas para identificar os fatores que têm influência na variável de resposta e para a construção do modelo de regressão para essa variável. Uma das principais vantagens dessa metodologia é o custo negligenciável para estimar novos valores de respostas comparados com o tempo consumido na simulação numérica. É interessante salientar que o planejamento estatístico, aliado à metodologia de superfície de resposta, é uma ferramenta fundamentada na teoria estatística, na qual fornece informações seguras sobre o processo, minimizando o empirismo que envolve técnicas de tentativa e erro (Box *et al.*, 1978), como é o caso da seleção de estratégia de produção. Muitos planejamentos de experimentos são válidos, dependendo dos objetivos (estudo da influência que cada fator tem na variável de resposta, análise de risco, ajuste de histórico etc.) e de uma velocidade computacional aceitável.

3.4. Estratégia de Produção

A definição de uma estratégia de produção é uma tarefa de grande importância na indústria de petróleo, pois ela está diretamente ligada ao fator de recuperação dos reservatórios e na análise econômica para a definição da atratividade de cada projeto. Essa tarefa torna-se muito difícil de ser aplicada em decorrência das infinitas alternativas de definição; e em vista das diversas incertezas existentes, que são decorrentes da quantidade muito limitada de dados disponíveis para as variáveis de reservatório envolvidas e também pelo seu alto grau de desconhecimento. Essas dificuldades aumentam, principalmente em campos de óleo pesado, onde o seu fator de recuperação é muito baixo.

A complexidade do problema exige ferramentas de auxílio à decisão em frente às diversas opções, trabalhando assim, com a eliminação das alternativas menos atrativas, e fixando uma análise mais profunda em um número limitado de estratégias. Após a escolha de algumas estratégias, o projeto deve ser detalhado para a melhor alternativa e deve ficar sob contínua

revisão, podendo mudar com novas informações devido à aquisição de dados, ajuste de histórico ou mudanças no ambiente externo.

Com a perfuração de novos poços, a produção aumenta, atingindo um pico ou patamar de produção. Uma típica curva de produção de um campo de petróleo pode ser observada na Figura 3.6. Após certo tempo de produção, a produção começa a decair devido à diminuição de pressão do reservatório. Esse processo depende fortemente de uma série de características do reservatório, dos fluidos, do número e tipo de poços, intervalo de completação, cronograma de entrada dos poços, inclusão de sistema de injeção de água ou gás, fatores econômicos, entre outros. É interessante salientar que inicialmente a abordagem utilizada para a definição desses parâmetros era totalmente manual. Os engenheiros buscavam as informações disponíveis sobre estrutura, geometria do reservatório e distribuição de espessuras utilizando ferramentas viáveis para obtenção de previsões de comportamento do reservatório.

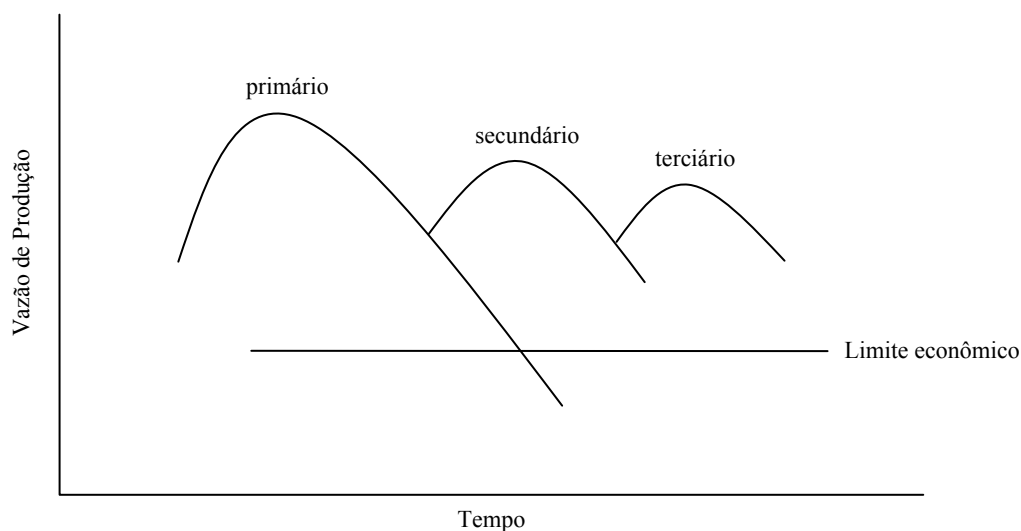


Figura 3.6: Perfil típico de produção de campos de petróleo (Schiozer, 2005).

Em um processo típico, a produção diminuiria até o limite econômico, sendo interrompida nesse ponto. Dependendo de vários outros fatores, pode-se seguir uma série de ciclos de recuperação suplementar, dependendo principalmente da viabilidade econômica de cada ciclo, e que estes são interrompidos quando o limite econômico é atingido ou quando se torna viável o início de outro ciclo.

O processo da definição de uma estratégia de produção é dividido em 3 etapas. A primeira consiste no estudo teórico com o objetivo de fornecer a melhor alternativa de produção sob o ponto de vista de estratégia geral de produção, número e tipo de poços aproximado para dimensionar as facilidades de produção, escolha do esquema de injeção (relação do número de poços produtores e injetores) etc. Nessa etapa, é interessante fazer um estudo de sensibilidade para avaliar a influência dos vários parâmetros econômicos e de reservatórios na solução.

A segunda etapa envolve um estudo mais aprofundado da alternativa escolhida. Através de técnicas de simulação de reservatórios, podem-se fazer estudos comparativos mais detalhados para escolher a localização dos poços, as características detalhadas de cada poço, escolher a vazão de produção ótima etc. Além disso, pode-se levar em consideração as particularidades de cada reservatório, principalmente as heterogeneidades, que apresentam uma grande influência no refinamento da solução obtida.

A perfuração de poços, realizada nessa etapa, não se dá simultaneamente, e à medida que novos poços são perfurados, novas informações são adquiridas, e conseqüentemente, a estratégia de produção pode ser redefinida em alguns casos. Condições externas podem provocar alterações na escolha do esquema de produção, tais como: o preço do óleo, descoberta de uma nova tecnologia e a mudança de uma lei, alterando assim, o número e a localização de poços produtores e injetores.

A última etapa compreende o estudo de aplicação de técnicas especiais de recuperação, incluindo sistemas de elevação artificial, injeção de água, gás, polímeros, combustão *in situ*, vapor, WAG (injeção alternada de água e gás, ou do acrônimo *water-alternating-gas injection*) etc.

A combinação dos mecanismos de produção (expansão de fluidos, gás em solução, capa de gás, influxo de água, segregação gravitacional, ou combinação deles) com a geometria externa e interna compõem os principais componentes da decisão de uma estratégia de produção primária. O esquema de produção é função das características particulares de cada campo, pois a produção

primária utiliza a energia natural do reservatório. Alguns fundamentos básicos podem servir como regras gerais, tais como:

- O número ideal de poços é estimado com base no volume de óleo *in situ*, no fator de recuperação de cada mecanismo de recuperação e em dados econômicos. A distribuição dos fluidos no reservatório é analisada para se estimar uma localização inicial para cada poço. Além do número ideal de poços, uma escolha importante a ser feita no processo de seleção de estratégia de produção é o tipo de poço a ser utilizado. Prado (2003) apresentou um trabalho que comparava poços horizontais e verticais com diversos cenários geológicos e econômicos;
- Os poços produtores devem ser perfurados distantes do aquífero e da capa de gás, para evitar a formação de “cones”, isto é, quando a água ou o gás invadem a região de produção por terem maior mobilidade, diminuindo e inviabilizando muito o processo de produção de óleo;
- O controle da pressão é muito importante para um bom fator de recuperação do reservatório, e principalmente em casos com mecanismo de gás em solução; e a queda de pressão em certo momento dever ser compensada por mecanismo de elevação artificial;
- A melhor localização dos poços e com detalhamento só pode ser estudada através de simuladores numéricos de reservatórios;
- Em alguns casos, pode ser interessante o adensamento de poços, na qual poços são perfurados para produzir em áreas não drenadas, sendo de fundamental importância o uso do simulador nesse procedimento.

Dentre os métodos de recuperação, foi destacada a injeção de água, que é um dos métodos mais utilizados devido aos baixos custos e benefícios advindos desse processo. Muitas vezes, o esquema de produção já é previsto com injeção de água, pois em muitos reservatórios a manutenção da pressão é essencial para que a pressão não caia muito rapidamente.

Nesses casos, dependendo da capacidade de produzir e injetar os fluidos (produtividade e injetividade) pode-se fazer um estudo da relação ideal entre poços produtores e injetores para maximizar a drenagem de maneira econômica, pois a escolha dos poços produtores/injetores (padrão geométrico da malha) deve também ser estudada de modo a otimizar a recuperação. Os

esquemas mais conhecidos são “linha direta” (*direct line drive*), “linha esconsa” (*staggered line drive*), malha de 4, 5, 7 ou 9 pontos (*four, five, seven ou nine-spot*).

Esse método pode não ser adequado para alguns casos. Entre os reservatórios mais comuns para os quais não é indicado o uso de injeção de água estão os heterogêneos e os que apresentam pouca continuidade, pois o efeito da injeção de água pode não chegar ao produtor, ou pode ocorrer o processo inverso, na qual a água escoar por fraturas ou caminhos preferenciais causando uma produção de água elevada desde o início da injeção.

Em algumas situações, podem-se converter poços produtores em injetores, evitando assim, os custos elevados de perfuração e o fechamento de poços pela produção de água elevada.

Com todos os fatores descritos, a escolha da estratégia de produção torna-se muito difícil de ser realizada e os simuladores numéricos de reservatório são essenciais para poder estudar todas as alternativas incorporando todas as informações, porém são necessárias muitas simulações para a definição de uma estratégia de produção ótima, acarretando em tempo e custos computacionais elevados. Desse modo, a escolha da estratégia de produção é um processo iterativo, visto que o modelo geológico utilizado na simulação de reservatórios é constantemente melhorado à medida que novas informações são adquiridas através da perfuração de poços novos. Alguns autores propuseram processos automatizados para a otimização das estratégias de produção, sendo difícil de ser generalizada devido às particularidades dos parâmetros a serem alterados. Essa dificuldade é crescente devido ao objetivo de se realizar o processo de otimização com poucas simulações e evitando inviabilizar o processo devido ao excesso de esforço computacional.

3.5. Indicadores Técnicos

Ao longo de todo processo de seleção de uma estratégia de produção e avaliação econômica de campos de petróleo, os indicadores técnicos devem ser observados e monitorados, dos quais se pode destacar:

- **Produção acumulada de óleo (N_p):** para a Agência Nacional de Petróleo (ANP) produção significa conjunto de operações coordenadas de extração de óleo ou gás natural

de uma jazida e de preparo de sua movimentação, ou ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção. Logo, produção acumulada refere-se ao montante dessa produção acumulada em um determinado tempo;

- **Produção acumulada de água (W_p):** como afirma Thomas (2001), além dos hidrocarbonetos, é bastante comum a produção de água. A quantidade de água acumulada produzida vai depender das condições em que ela se apresenta no meio poroso. A água produzida, que originará o montante acumulado, também pode ter origem em áreas de acumulação, chamadas de aquíferos, que podem estar adjacentes às formações portadoras de hidrocarbonetos, ou pode ocorrer devido à água injetada em projetos que visam aumentar a recuperação de óleo;
- **Injeção de água (W_i):** a injeção de água tem como objetivo o deslocamento do óleo existente no reservatório em direção aos poços produtores (Rosa *et al.*, 2006). Esse método é conhecido como “recuperação secundária” e é empregado quando a pressão do poço torna-se insuficiente para expulsar naturalmente o petróleo. Além da injeção da água existem outros tipos de fluidos que podem ser injetados, tais como polímeros, espumas, tensoativos etc.;
- **Razão gás-óleo (RGO):** na afirmação de Dake (1978), razão gás-óleo representa a razão do volume de gás nas condições padrão dissolvido por volume de óleo também nas condições padrão;
- **Corte de água (W_{cut}):** este indicador representa a produção de água relativa à produção total e deve ser minimizada para melhor desempenho do reservatório, uma vez que a produção excessiva de água é prejudicial à de óleo;
- **Pressão do reservatório (F_p):** o reservatório sofre interferência das leis da física. As duas variáveis que influenciam a mistura de líquidos e gases ali contidos são a pressão e a temperatura, que determinam se um componente ou uma mistura se encontra nas fases líquida, gasosa ou em ambas, ou seja, um percentual na fase líquida e outra na fase gasosa;
- **Vazão de óleo ou de água (Q_o ou Q_w):** este indicador representa o volume (de óleo ou água) por unidade de tempo que se escoar através dos poços, ou seja, é a rapidez com a qual o volume escoar.

3.6. Indicadores Econômicos

O gerenciamento de um reservatório requer que o campo e os projetos associados sejam avaliados ao longo de toda a sua vida. Uma análise econômica fornece os resultados que serão considerados na escolha entre as possibilidades de investimento. A exploração de um campo produtor pode ser realizada de diversas maneiras. Conseqüentemente, existem diferentes formas de alocação de capital. Cada uma das alternativas requer determinados recursos que são limitados e proporciona diferentes possibilidades. Deste modo, elas devem ser comparadas para que a gerência possa escolher a mais adequada.

Kuhnen (1996) afirmou que o estudo da melhor alternativa financeira para um projeto é a utilização de um conjunto de técnicas que permite a comparação com os resultados em uma tomada de decisão referente a uma alternativa diferente da forma científica adotada.

Nem sempre as alternativas de investimento com maior rentabilidade podem ser implantadas, pois os recursos disponíveis são limitados e escassos. Para a tomada de decisão é necessário a realização de estudos econômicos em conjunto com uma análise detalhada dos recursos disponíveis.

Os indicadores apresentados a seguir, constando vantagens e desvantagens, foram utilizados em conjunto com outros indicadores. Esses indicadores servem para comparar, analisar e classificar o comportamento de campos, estratégias de produção ou grupos de poços nas alternativas de investimentos.

3.6.1. Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL é um indicador muito utilizado na análise, classificação e seleção de projetos de campos de petróleo. O cálculo do VPL é realizado transportando-se para a data inicial todos os custos e receitas provenientes do projeto, com a aplicação de uma taxa mínima de atratividade.

Esse indicador em questão representa a somatória das entradas e saídas líquidas atualizadas do fluxo de caixa em uma referida data, geralmente aquela em que foram realizados os investimentos iniciais. A taxa de desconto mede o custo de capital que pode ser avaliado por diversas técnicas (Weston, 2000). É importante destacar que diversos autores, como Stermole (1984), utilizaram a denominação para o VPL como método, enquanto outros autores preferem o uso como indicador de medidas de rentabilidade. Neste trabalho optou-se pela utilização do termo indicador.

Conforme Vieira Sobrinho (2000), o VPL é uma técnica de análise de fluxos de caixa que consiste em calcular o valor presente de uma série de pagamentos (ou recebimentos) iguais ou diferentes a uma taxa conhecida, e deduzir deste o valor do fluxo inicial (valor do empréstimo, financiamento ou investimento).

Puccini (2000) expôs que o valor presente de fluxo de caixa é o valor monetário (VP) do ponto zero da escala de tempo, que é equivalente à soma de suas parcelas futuras, descontadas para o ponto zero com uma determinada taxa.

A formulação para o cálculo do VPL é dada pela equação seguinte:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC}{(1+r)^t} \quad 3.6$$

onde: VPL = valor presente líquido;

r = taxa de desconto ou de atratividade;

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

t = período considerado.

Vantagens da utilização do VPL:

- Cálculo simplificado;
- Valor expresso em unidades monetárias, podendo assim ser facilmente comparado com o investimento realizado;

- Valor obtido como resposta serve para hierarquizar projetos.

Desvantagem da utilização do VPL:

- Não demonstra o quanto do capital empregado é exposto ao risco envolvido na atividade, e o que poderia dar como indício de risco seria a taxa de atratividade exigida pelo investidor;
- Na comparação de projetos diferentes com períodos de produção distintos, a opção com menor tempo de produção leva vantagem, pois o tempo influencia muito na realização do cálculo.

3.6.2. Retorno sobre Investimento (ROI)

O ROI representa o montante que cada unidade monetária do projeto oferece de retorno líquido para o investidor, sendo necessário investir para concretizar o empreendimento. Segundo Newendorp e Schuyler (2000), o principal problema dessa técnica como indicador econômico é não considerar o lucro total no investimento do projeto. Sendo assim, essa técnica é uma medida que não reflete o lucro total, ou seja, o rendimento ou retorno líquido. Tanto o lucro líquido quanto o investimento estão atualizados para a mesma data focal. O lucro líquido considerado é o VPL e o investimento também deve ser calculado para a mesma data focal. A taxa de desconto aplicada é a de atratividade, com isso esse indicador leva em conta a influência do tempo.

Esse indicador representa também a velocidade de desmobilização do capital empregado na operação de produção, pois quanto maior o valor obtido, menor será o tempo de recuperação do investimento realizado. O ROI é muito útil quando a empresa está em um cenário de grandes incertezas em relação à estabilidade das regras de operação de um país, como por exemplo, aspectos regulatórios, regime fiscal, político entre outros.

A análise, seleção e classificação de um projeto levarão em conta a alternativa com o maior ROI, significando maior retorno por unidade monetária de lucro realizado, ou seja, este indicador representa o número de unidades monetárias obtidas para cada unidade monetária investida.

A fórmula de cálculo do ROI é dada por:

$$ROI = \frac{VPL}{VP_i} \quad 3.7$$

onde: ROI = retorno sobre investimento;

VPL = valor presente líquido;

VP_i = valor presente de investimento.

Vantagens da utilização do ROI:

- Cálculo simplificado;
- Fácil comparação de projetos diferentes;
- Pode ser aplicado como ponto de equilíbrio;
- Demonstra a liquidez do projeto em análise.

Desvantagens da utilização do ROI:

- Não pode ser empregado isoladamente na decisão, mas como complementar a outros indicadores;
- Apesar da possibilidade de comparação com outros projetos, as alternativas com maior investimento e tempo de produção resultam em desmobilização mais longa do capital, o que pode confundir o tomador de decisão no momento de comparação com outros projetos.

A utilização do indicador econômico adequado é muito importante. A escolha de uma proposta, como já citado, depende de diversos fatores, como por exemplo, o nível de investimento, caixa disponível, aversão ao risco etc. Para cada alternativa, os indicadores econômicos podem ser combinados para fornecerem o melhor embasamento para a tomada de decisão. Um estudo detalhado dos diversos indicadores econômicos e seus impactos na escolha das estratégias de produção podem ser encontrados no trabalho de Neves (2004).

Capítulo 4

Metodologia

Nesse capítulo, faz-se a descrição da metodologia utilizada na seleção de estratégia de produção e na aproximação das curvas de produção de óleo e água utilizando modelos rápidos, ou metamodelos, e nesse caso a superfície de resposta, para substituir o simulador numérico de reservatórios de petróleo nos processos que demandam muitas simulações.

A metodologia proposta foi dividida em quatro etapas, na qual correspondem:

- **Primeira etapa:** definição de um modelo base;
- **Segunda etapa:** escolha, geração, validação e avaliação de metamodelos para os indicadores técnico-econômicos de campo para seleção de estratégia de produção e para construção das curvas de produção de óleo e água;
- **Terceira etapa:** comparação dos metamodelos gerados diretamente para os indicadores definidos, com os indicadores gerados indiretamente a partir da construção das curvas de produção utilizando metamodelos;
- **Quarta etapa:** otimização para seleção da estratégia de produção do campo.

A Figura 4.1 representa o fluxograma geral do trabalho. Na sequência, explica-se o procedimento adotado na metodologia.

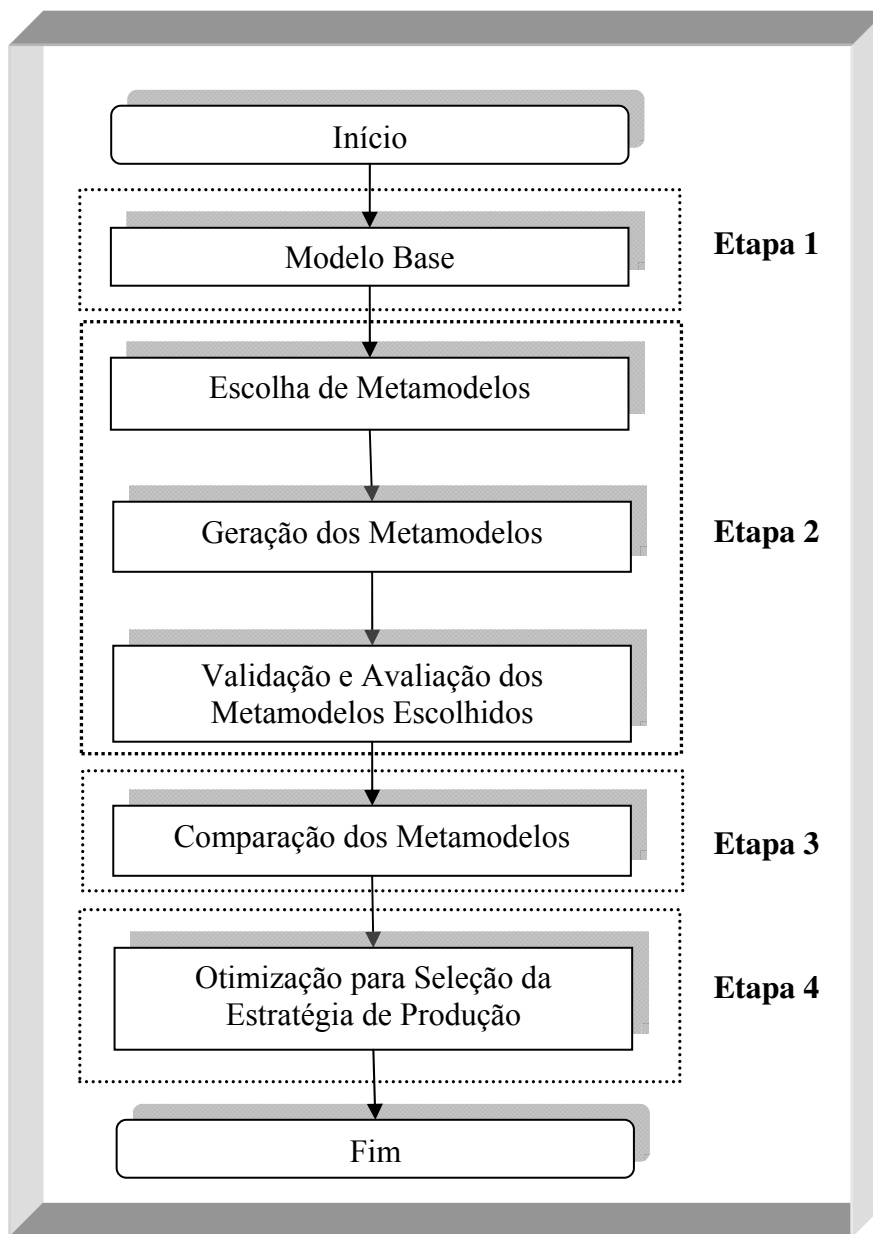


Figura 4.1: Metodologia geral do trabalho.

4.1. Modelo Base

Para que os procedimentos adotados na metodologia sejam validados, é necessária a definição de um caso “simples” e de uma estratégia de produção inicial que sejam pelo menos conhecidos e/ou controlados. Esse modelo é definido como sintético e é construído considerando-

se as informações disponíveis do campo para que o comportamento do modelo numérico seja o mais próximo possível de um campo real.

4.2. Escolha de Metamodelos

Nesta etapa, os metamodelos definidos e gerados foram as funções-objetivo técnico-econômicas de campo para a seleção de estratégia de produção e para a construção das curvas de produção de óleo e água.

4.2.1. Seleção de Estratégia de Produção – MM1

Nessa parte do trabalho foram escolhidos os indicadores técnico-econômicos mais utilizados pela indústria de petróleo na seleção de estratégia de produção, sendo que esses indicadores são definidos de acordo com a estratégia de uma empresa. É nessa etapa, que o decisor escolhe qual a melhor estratégia de produção para o campo de petróleo em estudo, em decorrência da análise dos indicadores ou pela sua própria experiência. Com isso, podem-se citar alguns destes indicadores: VPL, W_p , N_p , ROI e V_{Pi} . Cada um desses indicadores foi definido como sendo uma função-objetivo a ser gerada pelo metamodelo.

4.2.2. Construção de Curvas de Produção – MM2

Essa etapa teve como objetivo aproximar a curva de produção de óleo e água utilizando metamodelos. Algumas considerações foram feitas para essa aproximação, e a partir do estudo dessas curvas tirou-se algumas informações importantes, tais como VPL, N_p , W_p entre outras, que foram utilizadas na avaliação econômica.

O modelo de curva de produção segmentado em setores lineares e exponenciais está ilustrado na Figura 4.2, em sua fase inicial de desenvolvimento com cronograma de abertura de poços, ou seja, fase de experimentação da utilização de metamodelos para a aproximação das curvas de produção de óleo e água.

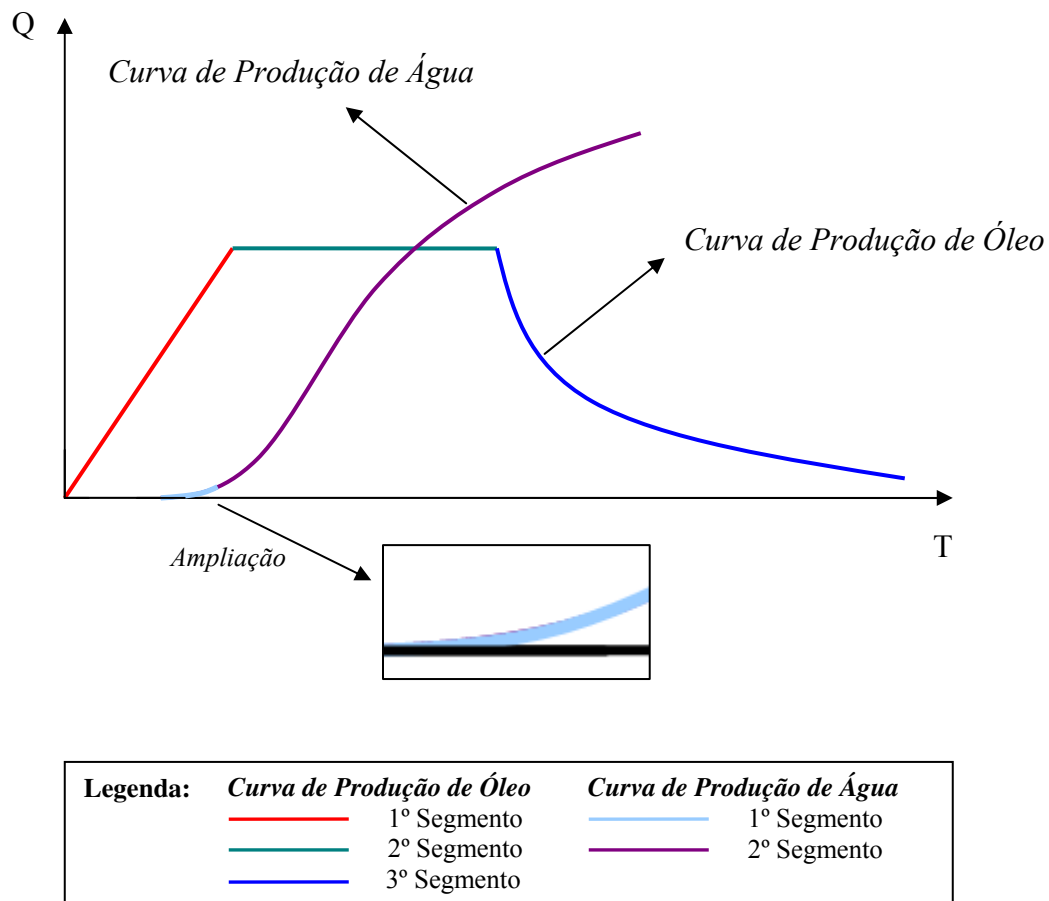


Figura 4.2: Modelo da curva de produção de óleo e água.

O eixo das abscissas refere-se ao tempo de produção (diário, mensal ou anual) e o eixo das ordenadas contém os valores de produção para cada tempo (vazão de óleo e/ou de água). A curva de produção de óleo foi dividida em partes, definindo-se uma ou mais funções-objetivo para cada segmento das curvas, com características próprias. Na curva de produção de óleo, têm-se três segmentos a serem estudados:

- *Primeiro Segmento:* linear para o início da produção, ocorrendo à entrada a cada tempo dos poços em produção, até o estabelecimento da produção;
- *Segundo Segmento:* parte linear com inclinação zero (patamar de produção), na qual os poços produtores extraem ao máximo da vazão estabelecida;

- *Terceiro Segmento:* esse segmento apresenta, como um todo, um amortecimento exponencial a partir da produção máxima, que é originado pelo esgotamento do óleo existente na reserva ou perda de pressão no reservatório.

E na curva de produção de água, têm-se dois segmentos a serem estudados:

- *Primeiro Segmento:* refere-se ao tempo de chegada da água (tempo de *breakthrough*) nos poços produtores, ou seja, início da produção de água nesses poços;
- *Segundo Segmento:* esse segmento é composto pelo aumento exponencial da produção de água nos poços produtores.

As aproximações das curvas de produção foram definidas de duas formas e estão listadas a seguir:

- **Primeira forma (MM2a):** nessa primeira etapa, as aproximações das curvas de produção de óleo e água foram feitas por segmentos lineares. Cada segmento da curva de produção foi aproximado por uma ou mais retas. Essas retas foram construídas a partir de pontos, sendo que cada ponto foi definido como uma função-objetivo a ser gerada pelo metamodelo, ou seja, foram gerados coeficientes a partir do planejamento estatístico (metamodelo) que representassem o primeiro, segundo e terceiro segmento para a curva de produção de óleo; e o primeiro e segundo segmento para a curva de produção de água. Para o terceiro segmento da curva de produção de óleo e para o segundo segmento da curva de produção de água não foi possível aproximar por um segmento de reta, sendo necessária a definição de mais de uma reta, em razão de uma melhor aproximação na construção das curvas de produção utilizando metamodelos.
- **Segunda forma (MM2b):** nessa segunda etapa de ajuste das curvas de produção de óleo e água, a parte referente ao amortecimento exponencial a partir da produção máxima da curva de produção de óleo (terceiro segmento) foi representada por uma função do tipo exponencial, e a curva de produção de água (primeiro e segundo segmento) foi representada por uma função do tipo sigmóide e por um segmento linear na parte final da produção de água, quando a produção de água começa a decair devido as condições operacionais impostas nos poços injetores.

Com isso, obtêm-se duas formas de aproximar as curvas de produção de óleo e água e para isso, foi realizada uma comparação. A Figura 4.3 apresenta o fluxograma geral dos procedimentos adotados nas duas formas de aproximação das curvas de produção de óleo e água.

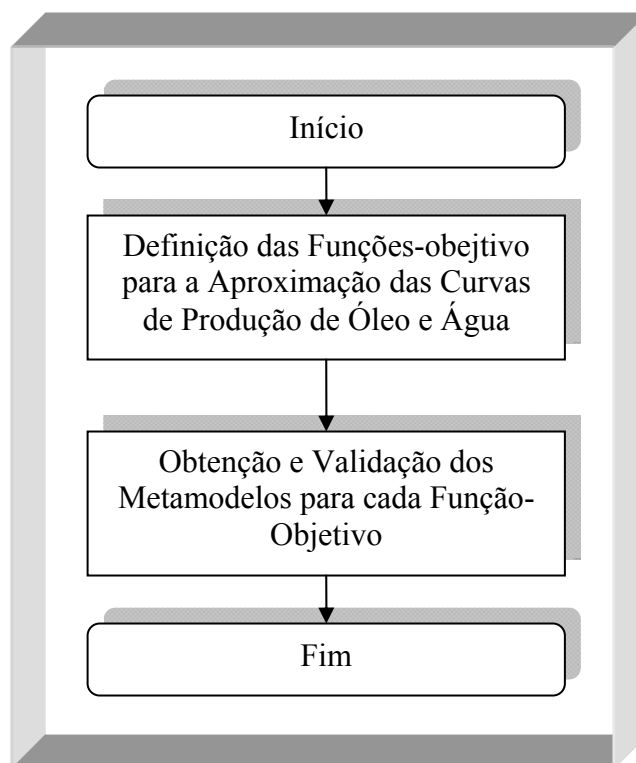


Figura 4.3: Metodologia para aproximação das curvas de produção de óleo e água.

As etapas utilizadas para a construção de metamodelos para a aproximação das curvas de produção é semelhante às que foram utilizadas para seleção de estratégia de produção, diferindo apenas nas variáveis de respostas (funções-objetivo) a serem determinadas e geradas pelos metamodelos. Resumidamente, para a seleção de estratégia de produção foram analisados funções-objetivo técnico-econômicas de campo; e para a construção das curvas de produção de óleo e água passou-se a definir cada estágio da curva de produção de óleo e água como sendo um segmento, e que cada segmento foi representado por uma função-objetivo, independentemente se os coeficientes serão para gerar os segmentos de reta ou os segmentos de curva (sigmóide, exponencial etc.).

4.3. Geração dos Metamodelos

Uma aplicação importante de planejamento estatístico nas atividades de exploração e produção de petróleo refere-se à geração de metamodelos (superfícies de resposta) devido sua possibilidade de substituir o simulador de fluxo na geração de indicadores técnico-econômicos de campo e de poços. Nessa etapa, os metamodelos envolvem desde partes fundamentais, como a definição do metamodelo a ser utilizado, bem como partes mais complexas na sua validação e na substituição do simulador. A Figura 3.3 ilustra todo o procedimento utilizado nesta etapa.

4.3.1. Definição dos Parâmetros, da Faixa de Variação e das Funções-Objetivo

Nesta etapa ocorre a definição dos parâmetros do reservatório, da faixa de variação e das funções-objetivo. Muitas vezes, esses são definidos de acordo com a experiência do engenheiro, em decorrência do conhecimento adquirido em processos manuais durante a definição dos parâmetros que mais influenciam no processo de seleção de estratégia de produção.

4.3.2. Tipo de Planejamento Estatístico

As etapas de obtenção de metamodelo e de quantificação de efeito foram realizadas através da metodologia de planejamento estatístico. É nesse tópico que será escolhido o tipo de planejamento, de acordo com o número de parâmetros selecionados, para avaliar o impacto e gerar os metamodelos em função dos parâmetros selecionados para cada função-objetivo. O número de parâmetros é de fundamental importância para a escolha do tipo de planejamento.

4.3.3. Avaliação do Impacto dos Parâmetros

Esta etapa consiste na seleção dos parâmetros incertos com base no cálculo dos efeitos nas respostas provocadas pelas alterações realizadas nos parâmetros. A escolha do planejamento depende do número de parâmetros críticos estudados. O planejamento adotado para o cálculo dos efeitos foi o *Plackett-Burman*.

Definido o tipo de planejamento para o cálculo dos efeitos é necessário montar e simular todos os modelos com as combinações definidas pela matriz do tipo de planejamento escolhido. Após a simulação, é necessário calcular as funções-objetivo de cada um dos modelos e então, calcular os efeitos que cada alteração provoca na resposta. Nesse trabalho, o programa *Statistica* foi utilizado para esse cálculo.

Após a análise dos efeitos de cada parâmetro é necessário definir quais variáveis são estatisticamente significativas, ou seja, quais alterações apresentam um impacto que deva ser considerado na resposta. As variáveis que não são estatisticamente significativas podem ter seus valores fixados ou serem agrupadas com outras variáveis que apresentaram comportamento semelhante (mesma faixa de estudo), com isso o número de variáveis críticas vai diminuindo, já que o processo pode ser repetido novamente.

As faixas das variáveis críticas devem ser definidas até que seja viável, devido ao número de variáveis para a execução de um planejamento completo e a obtenção do metamodelo. Esse processo em algumas vezes não é praticado, em vista do número pequeno de parâmetros a serem analisados, ficando a cargo do experimentador a sua execução ou não.

4.3.4. Obtenção do Metamodelo para cada Função-Objetivo

Esta etapa tem por objetivo a obtenção do metamodelo. Essa etapa depende do número de variáveis críticas, quanto da sua discretização. A ferramenta utilizada para a geração do metamodelo, representado pela superfície de resposta, é o *Box-Behnken* (3 níveis – SR quadrática). Risso *et al.* (2006) aplicaram vários tipos de planejamentos em estudos de análise de risco de campos de petróleo e concluíram que o melhor tipo de SR (o que melhor se adapta às características de reservatórios de petróleo) é a quadrática, por isso neste trabalho não estava sendo utilizada SR lineares, somente quadráticas.

Definido o tipo de planejamento para a obtenção do metamodelo, é necessário montar e simular todos os modelos com as combinações definidas pela matriz do tipo de planejamento escolhido.

Após a simulação, foi necessário calcular a função-objetivo de cada um dos modelos e em seguida construir o metamodelo (SR) utilizando o programa *Statistica*.

4.3.5. Validação do Metamodelo (ANOVA)

Nessa etapa o metamodelo foi validado através da análise de variância (ANOVA), obtendo-se resultados estatísticos na validação para se ter uma idéia da representatividade do metamodelo na substituição do simulador de fluxo. Validados estatisticamente, resta a validação cruzada do metamodelo, ou seja, plotam-se os valores preditos pelo simulador *versus* os preditos pelo metamodelo.

4.4. Validação e Avaliação dos Metamodelos Escolhidos

Neste tópico, foi estudado o método de validação e avaliação dos metamodelos escolhidos a partir da metodologia descrita para a seleção de estratégia de produção e construção das curvas de produção de óleo e água.

A etapa de validação ocorre comparando-se os dados simulados com os obtidos pelos metamodelos. Com isso, constrói-se o gráfico dos dados de cada função-objetivo obtidos pela simulação *versus* os obtidos pelos metamodelos. Após essa análise, calcula-se estatisticamente o erro atribuído ao metamodelo em relação ao simulado. Complementa-se à validação da construção das curvas de produção de óleo e água, a comparação das curvas geradas pelo metamodelo com as geradas pela simulação, analisando-as estatisticamente.

A avaliação econômica será utilizada para decidir mediante os diversos cenários econômicos, qual a melhor alternativa para a seleção da estratégia de produção associada à

análise econômica do campo; e a partir da geração das curvas de produção por metamodelo é possível retirar dados que possam ser utilizados nessa avaliação.

4.5. Comparação dos Metamodelos

A partir da construção das curvas de produção de óleo e água utilizando metamodelos, foi possível calcular N_p , W_p e VPL. Com isso, fez-se uma comparação qualitativa desses indicadores implícitos nas curvas de produção de óleo e água com os indicadores gerados diretamente a partir dos metamodelos.

4.6. Otimização para Seleção da Estratégia de Produção

A seleção de estratégia de produção foi realizada a partir dos metamodelos gerados pelo planejamento estatístico, sendo que cada metamodelo representou uma estratégia de produção. Essa escolha dar-se-á de acordo com os objetivos da empresa, tais como a minimização da quantidade de água produzida, maximização do retorno e da quantidade de óleo produzida entre outros objetivos.

O critério estudado para a otimização de cada metamodelo foi a busca exaustiva. As variáveis críticas são discretizadas e um algoritmo, desenvolvido em MATLAB, faz uma busca em todos os pontos (combinações) possíveis, informando o mínimo ou máximo, e os valores de cada variável em que foi obtida a otimização. Outras técnicas de minimização encontradas na literatura poderiam ser utilizadas, tais como, métodos de descida, método do gradiente e gradiente conjugado, métodos dos mínimos quadrados etc. Procurando facilitar a implementação do algoritmo, tendo em vista que o objetivo do trabalho não é definir o melhor método de otimização, optou-se pela busca exaustiva, calculando-se todas as combinações possíveis da faixa de cada parâmetro.

Capítulo 5

Aplicações

No presente capítulo, são apresentados os parâmetros relativos ao modelo de reservatório, ao tipo de óleo, às restrições operacionais e aos parâmetros econômicos utilizados durante a seleção de estratégias de produção e avaliação econômica de campos de petróleo utilizando metamodelos.

5.1. Caso Base – Modelo Sintético

O campo sintético foi construído a partir do modelo de reservatório do Campo de Namorado, com dados fornecidos pela ANP, com modificações, sua estrutura não é muito complexa, mas não é muito simples como de um modelo “caixa de sapato”. O campo possui dimensões aproximadas de 2500 x 3900 x 60 metros, um volume de óleo *in situ* de 55 milhões de m^3 com presença de aquífero.

5.1.1. Propriedade dos Fluidos

A **Figura 5.1** mostra as curvas utilizadas no simulador para Bo (Fator volume de formação do óleo), Bg (Fator volume de formação do gás), Rs (Razão de solubilidade do gás no óleo), viscosidade do gás (Visc. do Gás) e viscosidade do óleo (Visc. do Óleo) para os fluidos existentes no reservatório.

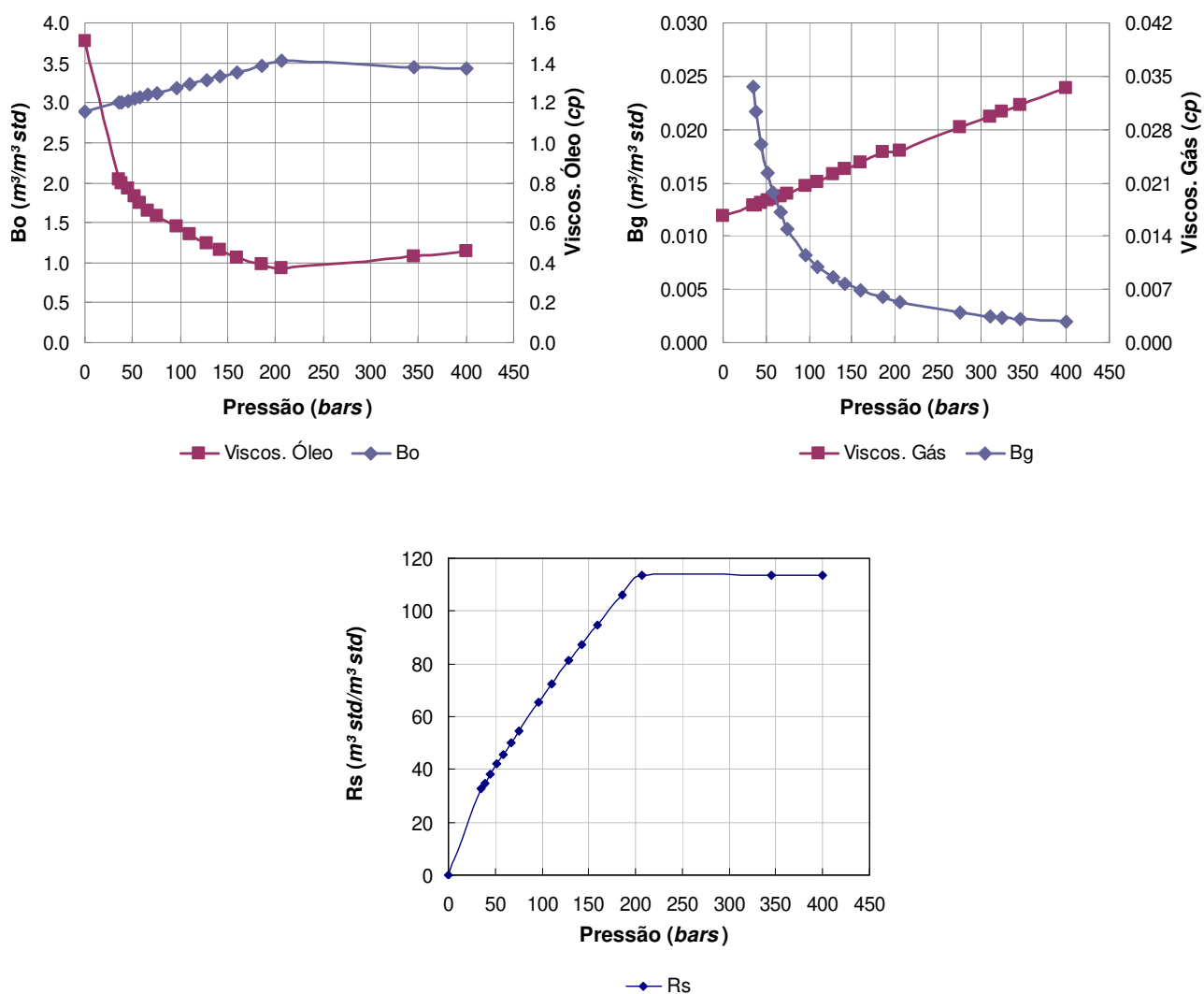


Figura 5.1: Curvas de PVT utilizadas na simulação – modelo sintético.

5.1.2. Propriedade Rocha-Fluido

A **Figura 5.2** mostra os gráficos de K_{rw} vs S_w , K_{ro} vs S_w .

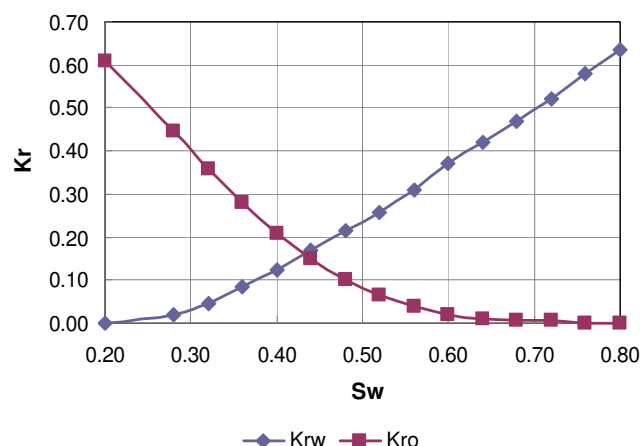


Figura 5.2: Curvas de permeabilidades relativas utilizadas nas simulações – modelo sintético.

5.1.3. Modelo de Simulação do Reservatório Sintético

Foi construído um modelo numérico do reservatório, como mostra a Figura 5.3, com uma malha cartesiana de 50 x 90 x 10 blocos (45000 blocos), com dimensões de 50 x 50 x 10 m cada um. A permeabilidade na direção horizontal variou de 47 a 351 mD, com uma permeabilidade média de 200 mD; e a permeabilidade na direção vertical variou de 4,7 a 35,1 mD e com uma permeabilidade média de 20 mD. A porosidade do modelo variou entre 14,6 e 29,8 %, com uma porosidade média de 22,3 %. O modelo de escoamento utilizado foi o “*Black-Oil*”. A densidade do óleo foi considerada igual a 888,7 kg/m³ (°API = 27,72, óleo do tipo leve). O simulador utilizado é o ECLIPSE da Geoquest/SCHLUMBERGER e o tempo de simulação máximo definido para esse modelo foi 19 anos.

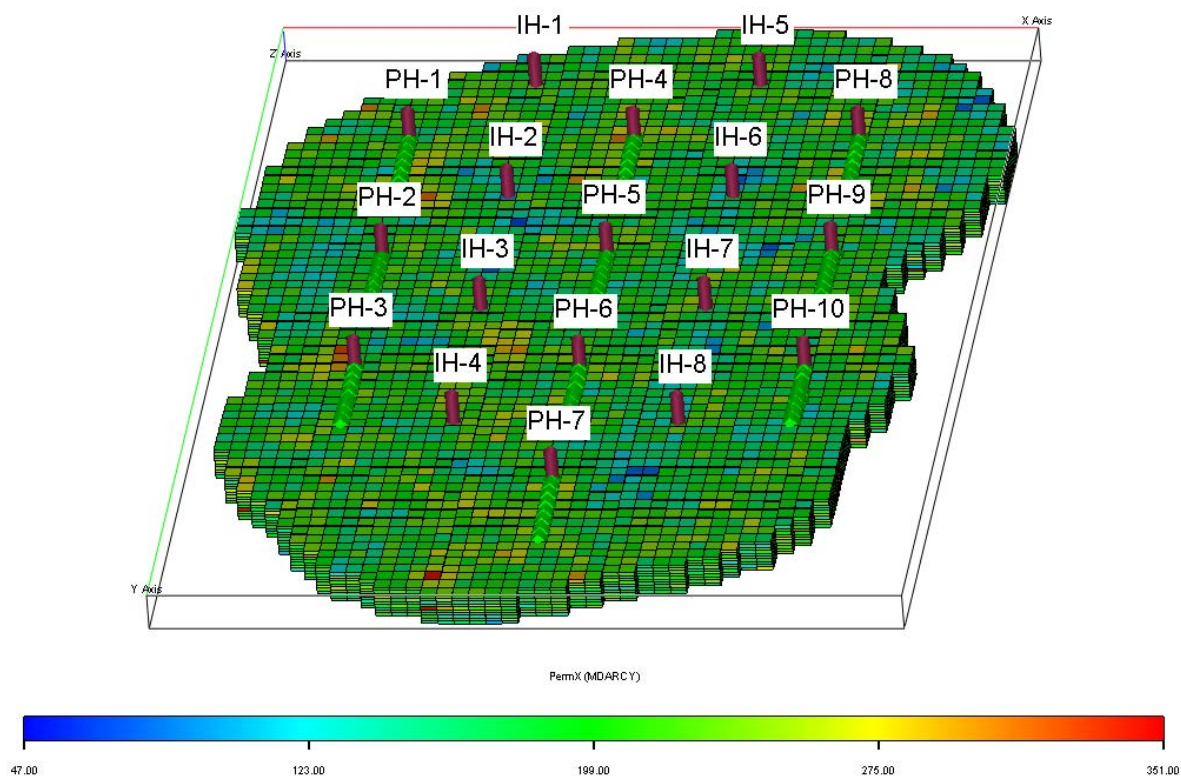


Figura 5.3: Modelo de reservatório 3D: mapa de permeabilidade horizontal.

A estratégia base pode ser observada na Figura 5.3. A estratégia de produção inicial foi definida através de uma otimização simplificada manual que será utilizada na metodologia. A estratégia de produção inicial ficou definida com um esquema de produção de poços do tipo five-spot, com 10 poços produtores e 8 injetores, distribuídos uniformemente ao longo de todo o campo; os poços produtores foram completados na segunda camada, enquanto os injetores na nona camada; a capacidade de produção da plataforma é de 11000 m³/d, enquanto de injeção é de 17000 m³/d e os poços produtores e injetores estão sendo abertos a cada 40 dias, numa relação de 2 para 1 respectivamente, e são utilizados os mesmos controles de produção, injeção e condições de operação.

As condições de operação para os poços produtores são:

- Vazão máxima de produção de líquido de 2000 m³/dia;
- Pressão mínima de operação no fundo do poço de 210 Kgf/cm²;

- Fechamento de intervalo de produção ao atingir razão de água e líquido total maior que 95%;
- Fechamento ao atingir vazão mínima de líquido de 100 m³ /dia ou 95% de razão de água.

Para os poços injetores as condições são:

- Vazão máxima de injeção de 2200 m³ /dia;
- Pressão máxima de operação no fundo do poço de 340 Kgf/cm².

5.2. Definição das Funções-Objetivos Utilizadas

Os metamodelos usados e aplicados envolvem métodos estatísticos, planejamento estatístico e a metodologia de superfície de resposta. Com isso, o metamodelo foi utilizado para gerar as seguintes funções-objetivo técnico-econômicas de campo:

- VPL – valor presente líquido;
- ROI – retorno sobre investimento;
- Vp_i – valor presente de investimento;
- Np – produção acumulada de óleo;
- Wp – produção acumulada de água.

A Figura 5.4 mostra as funções-objetivo de campo que foram definidas para a geração dos metamodelos para as curvas de produção de óleo e água para o caso 1 (MM2a).

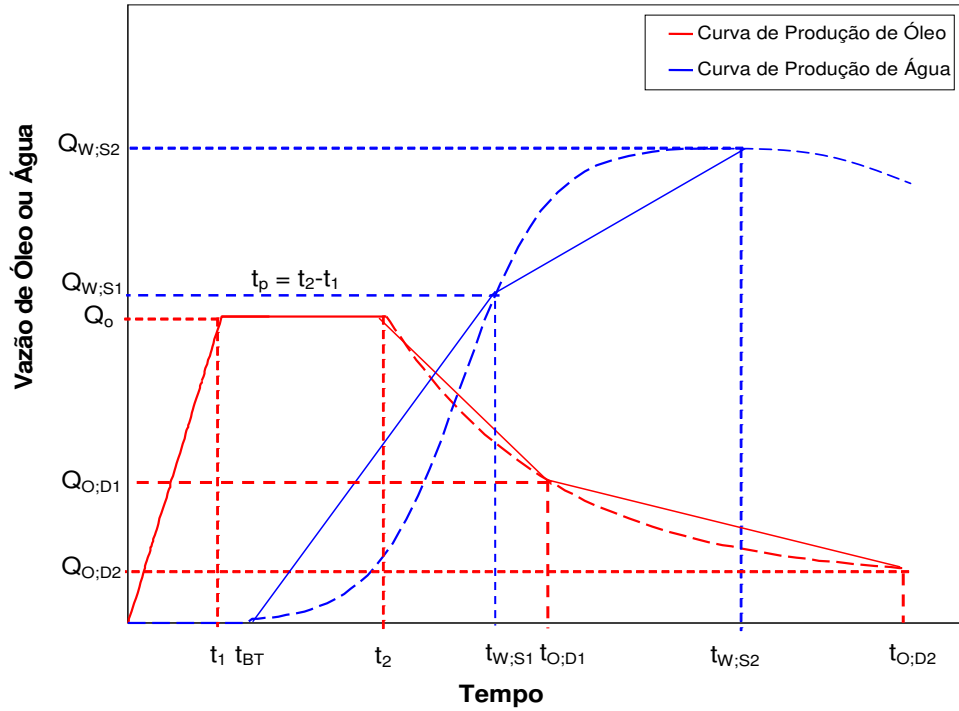


Figura 5.4: Funções-objetivo de campo para as curvas de produção de óleo e água (MM2a).

Com base na curva típica de produção de óleo (Figura 5.4), o metamodelo foi utilizado para gerar as seguintes funções-objetivo de campo:

- t_1 – tempo inicial da produção de óleo até o seu estabelecimento, ou seja, até o término da entrada a cada tempo dos poços em produção;
- t_2 – tempo final do patamar de produção;
- t_p – tempo de patamar de produção, na qual todos os poços produtores extraem o máximo da vazão estabelecida, ou seja, $t_p = t_2 - t_1$;
- Q_o – vazão de óleo no patamar de produção, ou seja, teoricamente na produção máxima de óleo;
- $t_{O,D1}$ – tempo referente a uma região intermediária da curva para a construção do primeiro segmento do decaimento exponencial;
- $t_{O,D2}$ – tempo referente a região final da curva, no término da produção de óleo, para a construção do segundo segmento do decaimento exponencial;
- $Q_{O,D1}$ – vazão de óleo referente ao tempo $t_{O,D1}$;
- $Q_{O,D2}$ – vazão de óleo referente ao tempo $t_{O,D2}$.

E com base na curva típica de produção de água (Figura 5.4), o metamodelo foi utilizado para gerar as seguintes funções-objetivo de campo:

- t_{BT} – tempo de chegada da água nos poços produtores (tempo de breakthrough);
- $t_{W;S1}$ – tempo referente a uma região intermediária da curva para a construção do primeiro segmento referente ao aumento exponencial da produção de água;
- $t_{W;S2}$ – tempo referente a região final da curva para a construção do segundo segmento referente ao aumento exponencial da produção de água;
- $Q_{W;S1}$ – vazão de água referente ao tempo $t_{W;S1}$;
- $Q_{W;S2}$ – vazão de água referente ao tempo $t_{W;S2}$.

A Figura 5.5 mostra as funções-objetivo de campo que foram definidas para a geração dos metamodelos para as curvas de produção de óleo e água para o caso 2 (MM2b).

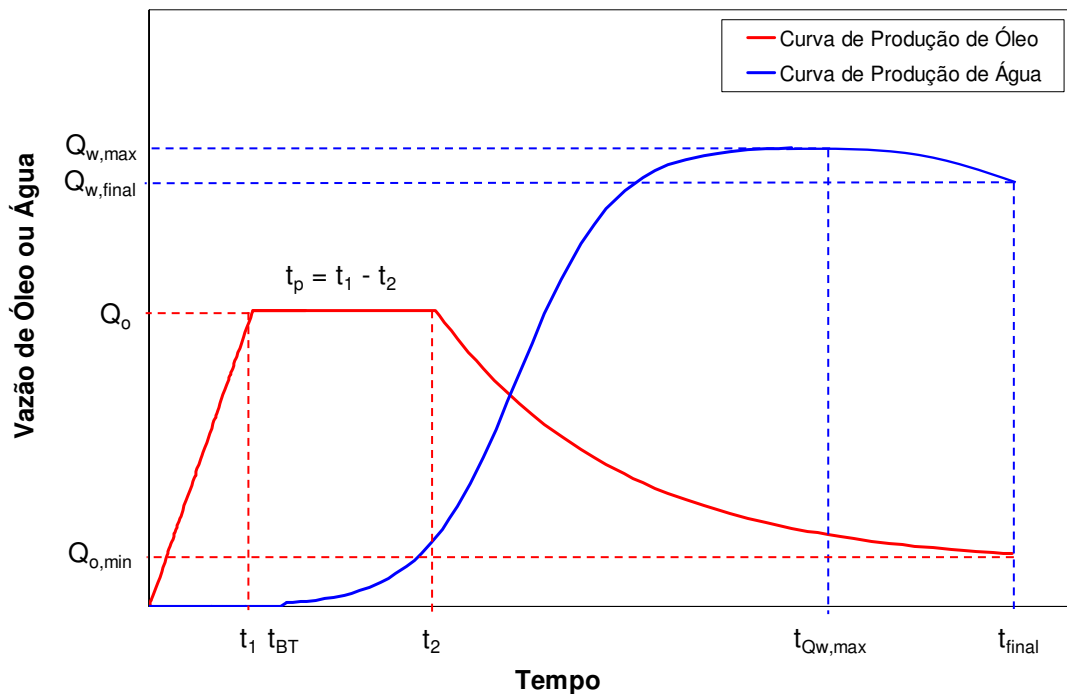


Figura 5.5: Funções-objetivo de campo para as curvas de produção de óleo e água (MM2b).

Com base na curva típica de produção de óleo (Figura 5.5), o metamodelo foi utilizado para gerar as seguintes funções-objetivo de campo:

- t_1 – tempo inicial da produção de óleo até o seu estabelecimento, ou seja, até o término da entrada a cada tempo dos poços em produção;
- t_2 – tempo final do patamar de produção;
- t_p – tempo de patamar de produção, o qual todos os poços produtores extraem o máximo da vazão estabelecida, ou seja, $t_p = t_2 - t_1$;
- Q_o – vazão de óleo no patamar de produção, ou seja, teoricamente na produção máxima de óleo;
- C_o – coeficiente da equação do decaimento exponencial dado como o amortecimento exponencial a partir da produção máxima de óleo;
- $Q_{o, \min}$ – vazão de óleo ao término da simulação;

E com base na curva típica de produção de água (Figura 5.5), o metamodelo foi utilizado para gerar as seguintes funções-objetivo de campo:

- t_{BT} – tempo de chegada da água nos poços produtores (tempo de *breakthrough*);
- $t_{Q_w, \max}$ – tempo ao final da vazão máxima de água;
- $Q_{w, \max}$ – vazão máxima de água;
- $Q_{w, \text{final}}$ – vazão de água ao término da simulação;
- C_w – coeficiente da equação do tipo sigmóide dado pelo aumento exponencial da produção de água nos poços produtores.

Uma primeira aproximação foi realizada por segmentos de reta em todas as regiões descritas pelas curvas típicas da produção de óleo e água, sendo considerada uma aproximação mais “grosseira”. A segunda aproximação foi realizada por segmentos de reta nas regiões “simples” da curva de produção de óleo, ou seja, segmentos 1 e 2, e na região crítica, segmento 3, foi utilizado um segmento de curva, ou seja, uma função do tipo exponencial para representar o decaimento. A curva de produção de água foi aproximada por uma curva do tipo “S”, ou seja, uma sigmóide, sendo necessária a sobreposição das curvas aproximadas pelos metamodelos com a curva real (com dados da simulação).

A equação utilizada para representar o decaimento exponencial da curva de produção de óleo está descrita a seguir:

$$Q_o(t) = Q_o e^{-C_o t} \quad 5.1$$

onde: $Q_o(t)$ = vazão de óleo no instante t ;

Q_o = vazão de óleo no patamar de produção;

C_o = constante de decaimento;

t = variável tempo.

Esta equação foi rearranjada para que os pontos inicial e final da curva de produção de óleo se aproximassem dos pontos gerados a partir dos metamodelos. A equação utilizada para a construção do decaimento exponencial da curva, pode ser observada a seguir:

$$Q_o(t) = \frac{(1 - e^{-C_o t'}) (Q_o - Q_{o,\min})}{(1 - e^{-C_o})} + Q_{o,\min} \quad 5.2$$

onde: $Q_o(t)$ = vazão de óleo no instante t ;

Q_o = vazão de óleo no patamar de produção;

$Q_{o,\min}$ = vazão de óleo ao término da simulação;

C_o = constante de decaimento da produção de óleo;

t' = variável tempo normalizada de 0 a 1, sendo definida por:

$$t' = \frac{t - t_2}{t_{\text{final}} - t_2} \quad 5.3$$

onde: t – variável tempo original;

t_2 – tempo final do patamar de produção;

t_{final} – tempo final ao término da simulação.

E a equação do tipo sigmóide que foi utilizada na construção da curva de produção de água pode ser visualizada abaixo:

$$Q_w(t) = \frac{Q_w}{(1 + e^{-C_w t - E})} \quad 5.4$$

onde: $Q_w(t)$ – vazão no instante t ;

Q_w – vazão de água máxima atingida durante a produção de água;

C_w – coeficiente de crescimento da produção de água;

t – variação de tempo;

E – constante.

5.3. Definição dos Parâmetros e Faixas de Variação

Definidas as funções-objetivo técnico-econômicas para o campo, pode se observar na Tabela 5.1 a definição dos parâmetros críticos da estratégia de produção e na Tabela 5.2 estão definidas as faixas de variação dos respectivos parâmetros.

Tabela 5.1: Parâmetros críticos do reservatório.

Parâmetro	Descrição do Parâmetro
A1	Numero de Poços Produtores e Injetores
A2	Camada de Completação de Produtores e Injetores
A3	Capacidade de Produção
A4	Capacidade de Injeção
A5	Cronograma de Abertura dos Poços

Tabela 5.2: Faixa de variação dos parâmetros.

Parâmetro	Faixas		
	$-I$	0	I
A1	8 Prod e 6 Inj = 14 Poços	10 Prod e 8 Inj = 18 Poços	12 Prod e 10 Inj = 22 Poços
A2	3 Prod e 8 Inj	2 Prod e 9 Inj	1 Prod e 10 Inj
A3	8000 m ³ /dia	11000 m ³ /dia	14000 m ³ /dia
A4	13000 m ³ /dia	17000 m ³ /dia	21000 m ³ /dia
A5	1 Prod e 1 Inj	2 Prod e 1 Inj	3 Prod e 1 Inj

5.4. Planejamentos Estatísticos

Nesse tópico são mostradas as matrizes dos planejamentos utilizados na quantificação do impacto dos parâmetros e na geração dos metamodelos.

5.4.1. Planejamento Estatístico do Tipo *Plackett-Burman* (PB)

Este tipo de planejamento foi utilizado na quantificação do efeito dos parâmetros nas funções-objetivo selecionadas com o objetivo de reduzir o número de simulações utilizadas para gerar os metamodelos. Na Tabela 5.3 está a matriz desse planejamento para 5 parâmetros discretizados em 3 níveis.

Tabela 5.3: Matriz do planejamento PB para 5 parâmetros.

Simulações	A1	A2	A3	A4	A5
1	1	-1	1	-1	-1
2	1	1	-1	1	-1
3	-1	1	1	-1	1
4	1	-1	1	1	-1
5	1	1	-1	1	1
6	1	1	1	-1	1
7	-1	1	1	1	-1
8	-1	-1	1	1	1
9	-1	-1	-1	1	1
10	1	-1	-1	-1	1
11	-1	1	-1	-1	-1
12	-1	-1	-1	-1	-1
13	0	0	0	0	0

5.4.2. Planejamento Estatístico do Tipo *Box-Behnken*

Este tipo de planejamento foi utilizado como ferramenta para a construção dos metamodelos. A Tabela 5.4 representa a matriz do planejamento para 5 parâmetros discretizados

em 3 níveis, sendo que para a geração do metamodelo é necessário executar todas as simulações presentes nesse tipo de planejamento.

Tabela 5.4: Matriz do planejamento *Box-Behnken* para 5 parâmetros.

Simulações	A1	A2	A3	A4	A5
1	1	1	0	0	0
2	-1	-1	0	0	0
3	1	-1	0	0	0
4	-1	1	0	0	0
5	0	0	1	1	0
6	0	0	-1	-1	0
7	0	0	1	-1	0
8	0	0	-1	1	0
9	0	1	0	0	1
10	0	-1	0	0	-1
11	0	1	0	0	-1
12	0	-1	0	0	1
13	1	0	1	0	0
14	-1	0	-1	0	0
15	1	0	-1	0	0
16	-1	0	1	0	0
17	0	0	0	1	1
18	0	0	0	-1	-1
19	0	0	0	1	-1
20	0	0	0	-1	1
21	0	1	1	0	0
22	0	-1	-1	0	0
23	0	1	-1	0	0
24	0	-1	1	0	0
25	1	0	0	1	0
26	-1	0	0	-1	0
27	1	0	0	-1	0
28	-1	0	0	1	0
29	0	0	1	0	1
30	0	0	-1	0	-1
31	0	0	1	0	-1
32	0	0	-1	0	1
33	1	0	0	0	1
34	-1	0	0	0	-1

35	1	0	0	0	-1
36	-1	0	0	0	1
37	0	1	0	1	0
38	0	-1	0	-1	0
39	0	1	0	-1	0
40	0	-1	0	1	0
41	0	0	0	0	0

5.5. Parâmetros Econômicos

A função-objetivo VPL é obtida através do cálculo do valor resultante do fluxo de caixa de todos os custos e receitas a serem obtidos no projeto utilizando a taxa de desconto. Esse cálculo é feito através do programa STEP (Sistema de Otimização de Estratégia de Produção), desenvolvido pelo grupo UNISIM (Laboratório de Pesquisa em Simulação Numérica de Reservatórios, Departamento de Engenharia de Petróleo - FEM - UNICAMP). Maiores informações sobre esse programa estão disponíveis na página www.dep.fem.unicamp.br/unisim. Para o caso para o qual foi realizada a comparação dos metamodelos, foi utilizado o mesmo modelo econômico adotado no programa STEP em uma planilha eletrônica (Excel), porém com algumas simplificações, tendo como objetivo a comparação das formas de geração dos indicadores técnico-econômicos.

Os dados do modelo econômico utilizado estão apresentados na Tabela 5.5. Pode-se observar que os parâmetros relacionados com o custo de produção do óleo, custo de produção de água, custo de injeção de água, taxa de atratividade, *royalties*, PIS e COFINS são constantes e independentes do modelo de reservatório ou do tipo de restrição que está sendo utilizado. Os demais parâmetros foram considerados variáveis e dependiam do tipo e do nível de restrição que foram utilizados.

Tabela 5.5: Dados referentes aos parâmetros econômicos utilizados.

Preço de venda do óleo	
Baixo	US\$ 220,14 / m ³ (US\$ 35 / bbl)
Intermediário	US\$ 251,59 / m ³ (US\$ 40 / bbl)
Alto	US\$ 283,04 / m ³ (US\$ 45 / bbl)
Fator de multiplicação do tipo de óleo produzido no campo	0,70875
Custo de produção de óleo	US\$ 10 / m ³ ou US\$ 1,59 / bbl
Custo de produção de água	US\$ 1,57 / m ³ ou US\$ 0,25 / bbl
Custo de injeção de água	US\$ 3,40 / m ³ ou US\$ 0,54 / bbl
Custo de abandono do campo	10 % do investimento inicial
CAPEX³	
Plataforma com capacidade de produção de 13000 m ³ /d	300 Milhões US\$
Plataforma com capacidade de produção de 17000 m ³ /d	350 Milhões US\$
Plataforma com capacidade de produção de 21000 m ³ /d	400 Milhões US\$
Custo por poço horizontal	
Abertura e completção	40 Milhões US\$
Taxa de atratividade	10 % a.a.
Royalties⁴	10 %
PIS + Cofins	3,65 %
Imposto de renda + contribuição social	33 %

³ O CAPEX é o investimento realizado geralmente no início do projeto. No presente trabalho o CAPEX tem duas componentes: o custo da plataforma que é variável e o custo dos demais investimentos que foi estimado em US\$ 150 milhões.

⁴ Este tributo é cobrado pelo governo que incide sob a receita bruta de óleo e gás, a qual pertence ao campo.

Capítulo 6

Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos e são comentados os aspectos importantes sobre o processo de seleção de estratégia de produção e avaliação econômica de campos de petróleo utilizando metamodelos. Todos os metamodelos (equações) estão codificados, ou seja, os valores dos parâmetros operacionais ao serem substituídos nas equações, devem estar dentro de uma faixa definida pela matriz do planejamento estatístico. Esta faixa varia de acordo com o tipo de planejamento adotado e depende do número de parâmetros críticos, como por exemplo: para um planejamento do tipo *Plackett-Burman* de 12 ensaios, pode-se estudar no máximo 8 parâmetros, sendo que os parâmetros podem variar de -1 a 1, como já estudado em capítulos anteriores. A otimização de cada metamodelo foi encontrada através de um algoritmo desenvolvido no MATLAB que faz a busca do mínimo ou máximo a partir de uma discretização definida.

A partir da definição do modelo base e da escolha dos metamodelos, dá-se continuidade a metodologia na geração dos metamodelos. Antes de iniciar-se a geração dos metamodelos, é necessário um estudo de sensibilidade para quantificar os efeitos dos parâmetros nas funções-objetivos VPL, ROI, Np e Wp. Nesta etapa, foi utilizado o planejamento do tipo *Plackett-Burman* para 5 parâmetros que foram discretizados em 3 níveis. A matriz utilizada neste planejamento e o resultado do estudo de quantificação do impacto dos parâmetros nas funções-objetivo definidas anteriormente podem ser observados na Tabela 6.1 e na Figura 6.1 respectivamente.

Tabela 6.1: Matriz do planejamento PB para 5 parâmetros discretizados em 3 níveis.

Simulações	Número de Poços	Camada de Completação	Cap. Produção (m^3/d)	Cap. Injeção (m^3/d)	Cronograma de Abertura dos Poços
1	12 Prod e 10 Inj = 22 Poços	3 Prod e 8 Inj	14000	13000	1 Prod e 1 Inj
2	12 Prod e 10 Inj = 22 Poços	1 Prod e 10 Inj	8000	21000	1 Prod e 1 Inj
3	8 Prod e 6 Inj = 14 Poços	1 Prod e 10 Inj	14000	13000	3 Prod e 1 Inj
4	12 Prod e 10 Inj = 22 Poços	3 Prod e 8 Inj	14000	21000	1 Prod e 1 Inj
5	12 Prod e 10 Inj = 22 Poços	1 Prod e 10 Inj	8000	21000	3 Prod e 1 Inj
6	12 Prod e 10 Inj = 22 Poços	1 Prod e 10 Inj	14000	13000	3 Prod e 1 Inj
7	8 Prod e 6 Inj = 14 Poços	1 Prod e 10 Inj	14000	21000	1 Prod e 1 Inj
8	8 Prod e 6 Inj = 14 Poços	3 Prod e 8 Inj	14000	21000	3 Prod e 1 Inj
9	8 Prod e 6 Inj = 14 Poços	3 Prod e 8 Inj	8000	21000	3 Prod e 1 Inj
10	12 Prod e 10 Inj = 22 Poços	3 Prod e 8 Inj	8000	13000	3 Prod e 1 Inj
11	8 Prod e 6 Inj = 14 Poços	1 Prod e 10 Inj	8000	13000	1 Prod e 1 Inj
12	8 Prod e 6 Inj = 14 Poços	3 Prod e 8 Inj	8000	13000	1 Prod e 1 Inj
13	10 Prod e 8 Inj = 18 Poços	2 Prod e 9 Inj	11000	17000	2 Prod e 1 Inj

Os efeitos (Figura 6.1) das alterações são analisados e com eles é possível definir quais delas têm maior impacto (são mais significativos, com 95% de confiança) e quais são os efeitos (positivo ou negativo) nas respostas.

Analisando-se os resultados da Figura 6.1 é possível observar as variáveis que apresentaram efeitos estatisticamente significativos sobre cada uma das funções-objetivo.

Para a função-objetivo VPL, os parâmetros A1, A3 e A5 apresentaram efeitos negativos, enquanto para A2 e A4 apresentaram efeitos positivos. Note que se fosse eliminar um ou mais parâmetros, analisando somente esse indicador, eliminar-se-ia o parâmetro A4. Note que para a função-objetivo ROI, acontece a mesma coisa, uma vez que este é dependente da função-objetivo VPL.

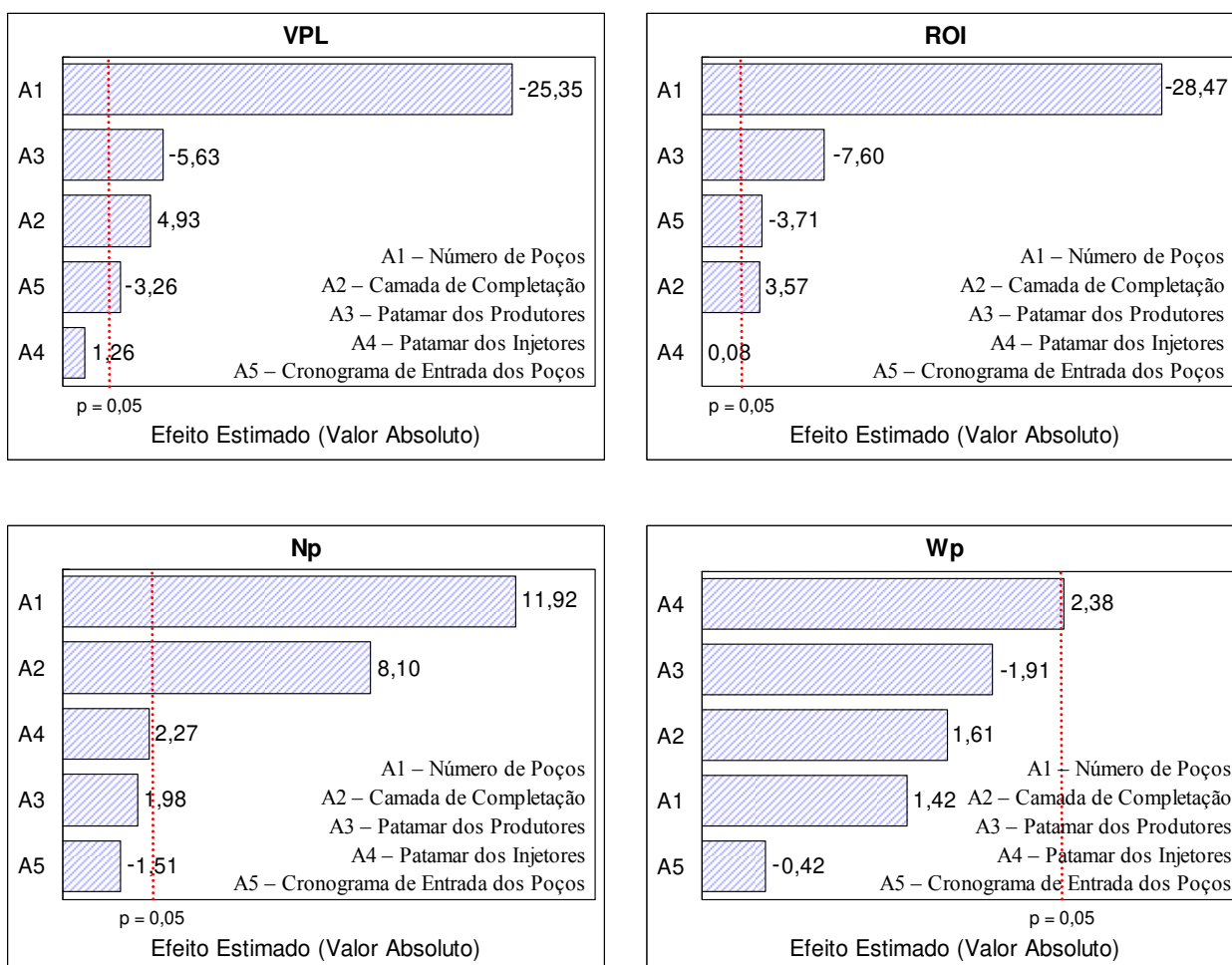


Figura 6.1: Estudo de Sensibilidade dos parâmetros nas funções-objetivo técnico-econômicas.

Para o caso da função-objetivo Np, os parâmetros A1, A2, A3 e A4 apresentaram efeitos positivos, enquanto A5 apresentou efeito negativo. Se fosse eliminado um parâmetro analisando somente esse indicador, eliminar-se-iam A3 e A5, e seria estudada a possibilidade de incluir ou não o parâmetro A4, devido a sua importância na função-objetivo Wp.

E por último, a função-objetivo Wp, onde os parâmetros A1, A2 e A4 apresentaram efeitos positivos, enquanto os A3 e A5 apresentaram efeito negativo. Se os parâmetros que não estivessem no intervalo de confiança fossem excluídos dos parâmetros críticos, só restaria o A4.

Em consequência da análise dos resultados, pode-se concluir que para determinadas funções-objetivo alguns parâmetros são mais importantes, enquanto para outras, esses mesmos

parâmetros deixam de ter influência, podendo, em uma análise da função-objetivo isolada, eliminar esse(s) parâmetro(s), mas que não é o caso, pois se almeja uma estratégia de produção na qual englobe todos os indicadores técnico-econômicos. Logo, todos os parâmetros serão considerados na geração dos metamodelos para a seleção de estratégia de produção e na construção das curvas de produção de óleo e água, utilizando essa faixa de variação dos parâmetros.

6.1. Escolha de Metamodelos

Escolhidos os metamodelos, é necessário gerar, validar e avaliá-los para que possam ser aplicados e utilizados futuramente.

6.1.1. Geração dos Metamodelos para a Seleção de Estratégia de Produção

As funções-objetivo utilizadas nessa etapa para a geração dos metamodelos para seleção de estratégia de produção foram: VPL, ROI, N_p , W_p e V_{p_i} .

6.1.1.1. Obtenção e Validação dos Metamodelos para cada Função-Objetivo

Com os parâmetros críticos e as faixas de variação definidas, a próxima etapa é a geração dos metamodelos a partir do planejamento estatístico do tipo *Box-Behnken*. Com a matriz de planejamento conhecida para esses parâmetros, é necessária a execução de 41 simulações na qual cada linha corresponde a uma simulação. Em posse dessas informações, será gerado o metamodelo para cada função-objetivo utilizando o programa *Statistica*. Esse metamodelo gerado é composto por uma equação analítica, na qual contém termos lineares, quadráticos e de interação, fazendo com que este gere um modelo de segunda ordem. Os metamodelos para as funções-objetivo VPL, ROI, N_p , W_p e V_{p_i} podem ser vistos a seguir.

$$\begin{aligned}
VPL = & 280898000 - 97664000.(A1) + 12190375.(A1^2) + 24839625.(A2) - 9413458.(A2^2) - \\
& 19420000.A3 - 22003458.(A3^2) + 13449875.A4 - 10298125.(A4^2) - 22836250.A5 - \\
& 1730958.(A5^2) + 2645500.A1.A2 + 5830750.A1.A3 + 7468250.A1.A4 - 10269500.A1.A5 + \\
& 1940000.A2.A3 - 2263500.A2.A4 + 14147000.A2.A5 + 10575500.A3.A4 - 4627250.A3.A5 + \\
& 519750.A4.A5.
\end{aligned} \tag{6.1}$$

$$\begin{aligned}
ROI = & 0,266775 - 0,129045.(A1) + 0,028616.(A1^2) + 0,023598.(A2) - 0,009242.(A2^2) - \\
& 0,030825.A3 - 0,019494.(A3^2) + 0,012475.A4 - 0,009526.(A4^2) - 0,021438.A5 - \\
& 0,001660.(A5^2) - 0,000159.A1.A2 + 0,016493.A1.A3 + 0,006098.A1.A4 - 0,007026.A1.A5 + \\
& 0,000955.A2.A3 - 0,002150.A2.A4 + 0,013436.A2.A5 + 0,009489.A3.A4 - 0,003739.A3.A5 + \\
& 0,000494.A4.A5
\end{aligned} \tag{6.2}$$

$$\begin{aligned}
Np = & 25926300 + 885356.(A1) + 324006.(A1^2) + 434869.(A2) - 103127.(A2^2) + \\
& 120950.A3 - 30635.(A3^2) + 200163.A4 - 135835.(A4^2) - 150588.A5 - \\
& 68402.(A5^2) - 57850.A1.A2 - 2250.A1.A3 + 96550.A1.A4 - 100825.A1.A5 + \\
& 10875.A2.A3 - 46075.A2.A4 + 346525.A2.A5 + 33025.A3.A4 - 7950.A3.A5 + \\
& 14650.A4.A5.
\end{aligned} \tag{6.3}$$

$$\begin{aligned}
Wp = & 68315000 + 6740094.(A1) - 4034629.(A1^2) - 680106.(A2) + 773071.(A2^2) + \\
& 669425.A3 - 597937.(A3^2) + 7626969.A4 - 5174912.(A4^2) - 763356.A5 + \\
& 675521.(A5^2) - 775175.A1.A2 + 114525.A1.A3 + 6155825.A1.A4 - 16950.A1.A5 + \\
& 359475.A2.A3 + 209700.A2.A4 + 198075.A2.A5 + 452375.A3.A4 + 34625.A3.A5 + \\
& 519750.A4.A5.
\end{aligned} \tag{6.4}$$

$$\begin{aligned}
VP_i = & 1052940000 + 131917500.(A1) - 2757500.(A1^2) + 0.(A2) - 1,23 \times 10^{-08}.(A2^2) + \\
& 500000000.A3 - 6,21 \times 10^{-08}.(A3^2) + 0.(A4) - 1,24 \times 10^{-08}.(A4^2) - 0.A5 - 3,35 \times 10^{-08}.(A5^2) + \\
& 0.A1.A2 + 0.A1.A3 + 0.A1.A4 - 0.A1.A5 + 0.A2.A3 - 0.A2.A4 + 0.A2.A5 + 09.A3.A4 - \\
& 0.A3.A5 + 0,00.A4.A5.
\end{aligned} \tag{6.5}$$

Na Tabela 6.2 encontram-se os valores das funções-objetivo geradas para os metamodelos, observando que foram utilizadas as mesmas combinações dos parâmetros que originaram as funções-objetivo na simulação.

Tabela 6.2: Matriz do Planejamento Box-Behnken e as FO geradas pelo metamodelo.

Sim	Numero Poços	Cam	Capacidade		Crono	Funções-Objetivo – Metamodelos				
			Prod (m ³ /d)	Inj (m ³ /d)		VPL (US\$)	ROI (%)	Np (m ³)	Wp (m ³)	Vp _i (US\$)
1	12 P/10 I	1 P/10 I	11000	17000	2 P/1 I	2,13E+08	0,18	2,74E+07	7,03E+07	1.18E+09
2	8 P/6 I	3 P/8 I	11000	17000	2 P/1 I	3,59E+08	0,39	2,48E+07	5,82E+07	9.18E+08
3	12 P/10 I	3 P/8 I	11000	17000	2 P/1 I	1,59E+08	0,13	2,67E+07	7,32E+07	1.18E+09
4	8 P/6 I	1 P/10 I	11000	17000	2 P/1 I	4,04E+08	0,44	2,58E+07	5,84E+07	9.18E+08
5	10 P/8 I	2 P/9 I	14000	21000	2 P/1 I	2,53E+08	0,23	2,61E+07	7,13E+07	1.10E+09
6	10 P/8 I	2 P/9 I	8000	13000	2 P/1 I	2,65E+08	0,27	2,55E+07	5,47E+07	1.00E+09
7	10 P/8 I	2 P/9 I	14000	13000	2 P/1 I	2,05E+08	0,18	2,56E+07	5,51E+07	1.10E+09
8	10 P/8 I	2 P/9 I	8000	21000	2 P/1 I	2,71E+08	0,27	2,58E+07	6,90E+07	1.00E+09
9	10 P/8 I	1 P/10 I	11000	17000	3 P/1 I	2,86E+08	0,27	2,64E+07	6,85E+07	1.05E+09
10	10 P/8 I	3 P/8 I	11000	17000	1 P/1 I	2,82E+08	0,27	2,58E+07	7,14E+07	1.05E+09
11	10 P/8 I	1 P/10 I	11000	17000	1 P/1 I	3,03E+08	0,29	2,60E+07	6,96E+07	1.05E+09
12	10 P/8 I	3 P/8 I	11000	17000	3 P/1 I	2,08E+08	0,20	2,48E+07	6,95E+07	1.05E+09
13	12 P/10 I	2 P/9 I	14000	17000	2 P/1 I	1,60E+08	0,13	2,72E+07	7,12E+07	1.23E+09
14	8 P/6 I	2 P/9 I	8000	17000	2 P/1 I	3,94E+08	0,45	2,52E+07	5,64E+07	8.68E+08
15	12 P/10 I	2 P/9 I	8000	17000	2 P/1 I	1,87E+08	0,16	2,70E+07	6,96E+07	1.13E+09
16	8 P/6 I	2 P/9 I	14000	17000	2 P/1 I	3,43E+08	0,36	2,55E+07	5,75E+07	9.68E+08
17	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	21000	3 P/1 I	2,60E+08	0,25	2,58E+07	7,08E+07	1.05E+09
18	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	13000	1 P/1 I	2,79E+08	0,27	2,57E+07	5,71E+07	1.05E+09
19	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	21000	1 P/1 I	3,05E+08	0,29	2,61E+07	7,21E+07	1.05E+09
20	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	13000	3 P/1 I	2,32E+08	0,22	2,54E+07	5,53E+07	1.05E+09
21	10 P/8 I	1 P/10 I	14000	17000	2 P/1 I	2,57E+08	0,23	2,64E+07	6,88E+07	1.10E+09
22	10 P/8 I	3 P/8 I	8000	17000	2 P/1 I	2,46E+08	0,25	2,52E+07	6,89E+07	1.00E+09
23	10 P/8 I	1 P/10 I	8000	17000	2 P/1 I	2,92E+08	0,29	2,61E+07	6,68E+07	1.00E+09
24	10 P/8 I	3 P/8 I	14000	17000	2 P/1 I	2,03E+08	0,18	2,55E+07	6,95E+07	1.10E+09
25	12 P/10 I	2 P/9 I	11000	21000	2 P/1 I	2,06E+08	0,18	2,73E+07	7,96E+07	1.18E+09
26	8 P/6 I	2 P/9 I	11000	13000	2 P/1 I	3,74E+08	0,41	2,51E+07	5,09E+07	9.18E+08
27	12 P/10 I	2 P/9 I	11000	13000	2 P/1 I	1,64E+08	0,14	2,67E+07	5,21E+07	1.18E+09
28	8 P/6 I	2 P/9 I	11000	21000	2 P/1 I	3,86E+08	0,42	2,53E+07	5,38E+07	9.18E+08
29	10 P/8 I	2 P/9 I	14000	17000	3 P/1 I	2,10E+08	0,19	2,58E+07	6,83E+07	1.10E+09
30	10 P/8 I	2 P/9 I	8000	17000	1 P/1 I	2,95E+08	0,29	2,58E+07	6,85E+07	1.00E+09
31	10 P/8 I	2 P/9 I	14000	17000	1 P/1 I	2,65E+08	0,24	2,61E+07	6,98E+07	1.10E+09
32	10 P/8 I	2 P/9 I	8000	17000	3 P/1 I	2,58E+08	0,26	2,56E+07	6,69E+07	1.00E+09
33	12 P/10 I	2 P/9 I	11000	17000	3 P/1 I	1,61E+08	0,14	2,68E+07	7,09E+07	1.18E+09
34	8 P/6 I	2 P/9 I	11000	17000	1 P/1 I	4,02E+08	0,44	2,53E+07	5,90E+07	9.18E+08
35	12 P/10 I	2 P/9 I	11000	17000	1 P/1 I	2,27E+08	0,19	2,73E+07	7,25E+07	1.18E+09
36	8 P/6 I	2 P/9 I	11000	17000	3 P/1 I	3,76E+08	0,41	2,52E+07	5,75E+07	9.18E+08

37	10 P/8 I	1 P/10 I	11000	21000	2 P/1 I	2,97E+08	0,28	2,63E+07	7,11E+07	1.05E+09
38	10 P/8 I	3 P/8 I	11000	13000	2 P/1 I	2,21E+08	0,21	2,50E+07	5,72E+07	1.05E+09
39	10 P/8 I	1 P/10 I	11000	13000	2 P/1 I	2,75E+08	0,26	2,60E+07	5,54E+07	1.05E+09
40	10 P/8 I	3 P/8 I	11000	21000	2 P/1 I	2,52E+08	0,24	2,55E+07	7,20E+07	1.05E+09
41	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	17000	2 P/1 I	2,81E+08	0,27	2,59E+07	6,83E+07	1.05E+09

Na Tabela 6.3 apresenta-se a análise de variância (ANOVA) para os metamodelos. Analisando a validação estatística do metamodelo nessa tabela, observa-se que os coeficientes de correlação são altos e que o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança. Com isso, o metamodelo é válido, para os valores codificados de -1 a 1, além de ter um coeficiente de correlação próximo ao ideal, ou seja, 1. Com isso os metamodelos foram gerados e validados estatisticamente. No caso de VP_i , não é necessário realizar a análise de variância, uma vez que o coeficiente de correlação apresentou valor 1, ou seja, os valores estão perfeitamente correlacionados.

Tabela 6.3: Análise de Variância para as FO: VPL, ROI, Np e Wp.

VPL

	SQ	GL	QM	F _{Calc}
Regressão	1,90E+17	20	9,49E+15	71,24
Resíduo	2,66E+15	20	1,33E+14	
Total	1,92E0+17	40		

F_{0,95;20;20}=2,12

R² = 0,98

ROI

	SQ	GL	QM	F _{Calc}
Regressão	0,31900	20	0,01596	121,54
Resíduo	0,00263	20	0,00013	
Total	0,32200	40		

F_{0,95;20;20}=2,12

R² = 0,99

Np

	SQ	GL	QM	F _{Calc}
Regressão	1,91E+13	20	9,53E+11	19,63
Resíduo	9,71E+11	20	4,86E+10	
Total	2,00E+13	40		

F_{0,95;20;20}=2,12

R² = 0,95

Wp

	SQ	GL	QM	F _{Calc}
Regressão	2,21E+15	20	1,11E+14	37,16
Resíduo	5,96E+13	20	2,98E+12	
Total	2,27E+15	40		

F_{0,95;20;20}=2,12

R² = 0,97

Na sequência será exibida a validação cruzada dos resultados das funções-objetivo obtidas pela simulação e pelo metamodelo (pontos não simulados) contendo as combinações dos parâmetros que foram utilizados para gerar os metamodelos.

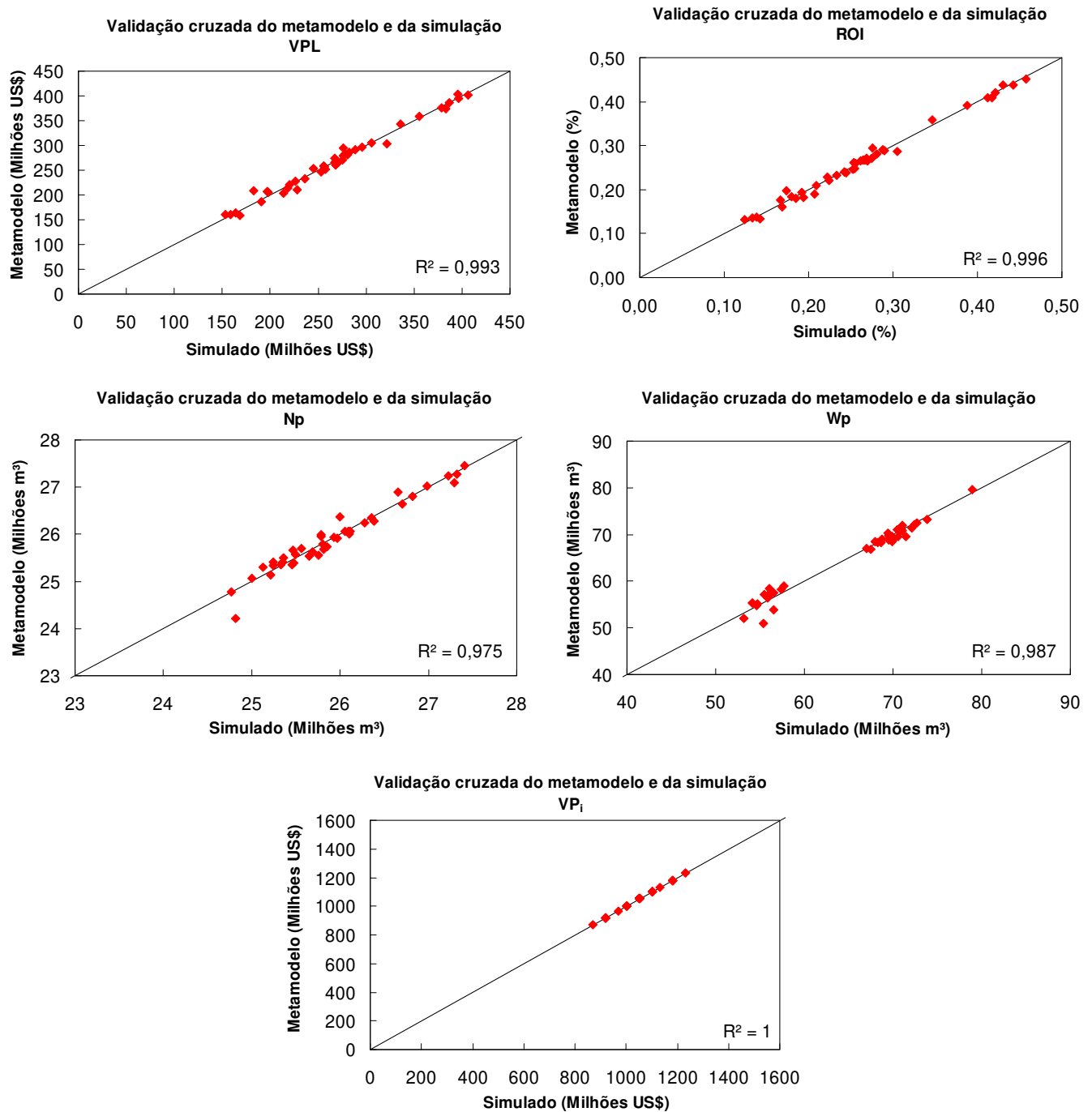


Figura 6.2: Validação cruzada das FO: VPL, ROI, Np, Wp e VPi.

A escolha desses pontos para a realização da validação cruzada se deve pelo conhecimento da resposta na simulação e no metamodelo, pois se usar quaisquer outros pontos fora dos já gerados terá que se simularem novamente os casos para esta validação, ficando a critério a

utilização ou não de outras combinações para avaliá-los. Porém, caso os pontos escolhidos diferissem dos utilizados para gerar os metamodelos, estes devem estar inseridos dentro da faixa de variação definida para cada parâmetro. Segundo a teoria, esses pontos selecionados para validação são os mais confiáveis para a validação, pois eles foram utilizados para gerar os metamodelos (superfície de resposta).

Pela análise da Figura 6.2, pode-se observar que o metamodelo está bem ajustado, validado estatisticamente (ANOVA) e graficamente (validação cruzada). Esse tipo de análise forneceu um modelo ajustado e que foi utilizado na seleção de estratégias de produção.

6.1.2. Geração dos Metamodelos para as Curvas de Produção

As funções-objetivo utilizadas nessa etapa estão listadas no item 5.2 do Capítulo 5.

6.1.2.1. Obtenção e Validação dos Metamodelos para cada Função-Objetivo

Para essa etapa foi utilizado o mesmo tipo de planejamento da etapa anterior, alterando somente as funções-objetivo a serem utilizadas para gerar os metamodelos. Com isso, coletaram-se somente os dados dos poços produtores e injetores, pois as 41 simulações já tinham sido executadas anteriormente. De posse dessas informações, foram gerados os metamodelos para cada função-objetivo utilizando o mesmo programa, *Statistica*. Os metamodelos gerados, os valores de cada função-objetivo (calculadas nas respectivas combinações do planejamento) e a análise de variância (ANOVA) podem ser vistos no Anexo I. Analisando a validação estatística do metamodelo nessas tabelas, observa-se que os coeficientes de correlação são altos e que o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança. Com isso, o metamodelo é válido estatisticamente para os valores codificados de -1 a 1.

Na sequência será exibida a validação cruzada dos resultados das funções-objetivo obtidas pela simulação e pelo metamodelo (pontos não simulados) contendo as combinações dos parâmetros que foram utilizados para gerar os metamodelos para a construção das curvas de produção de óleo e água.

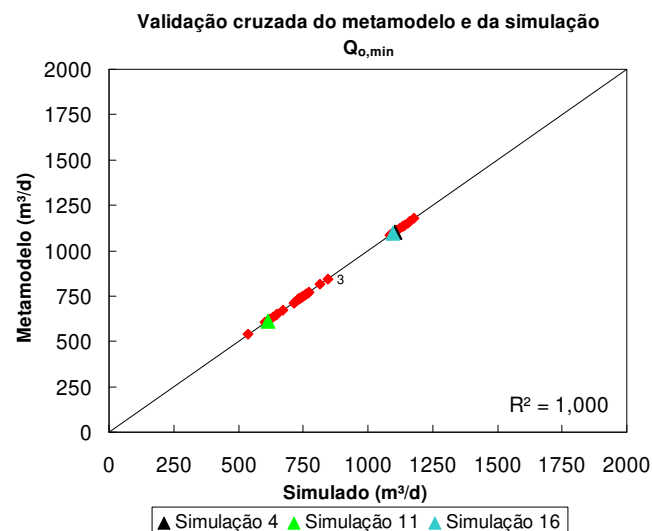
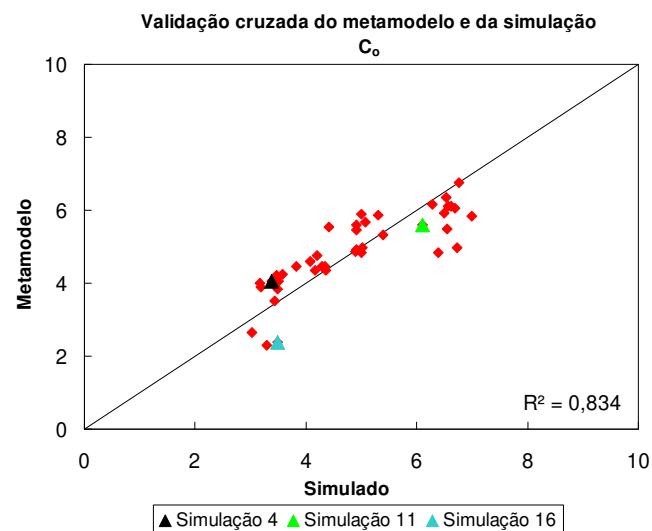
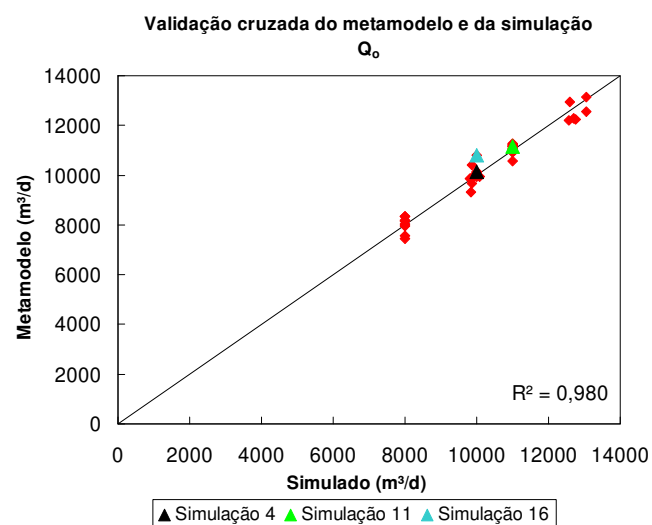
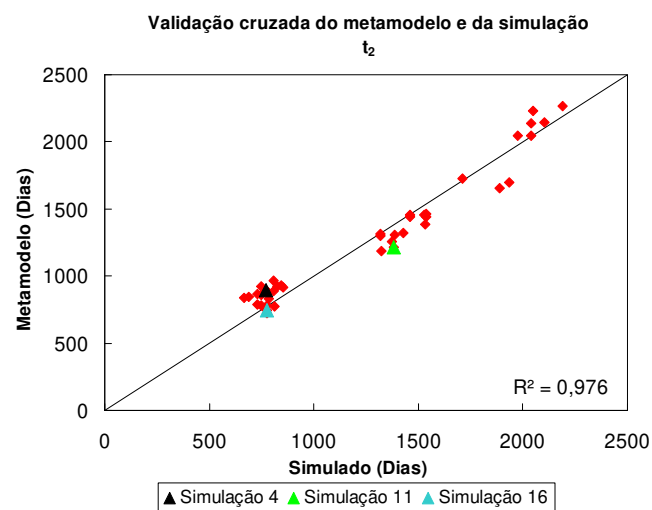
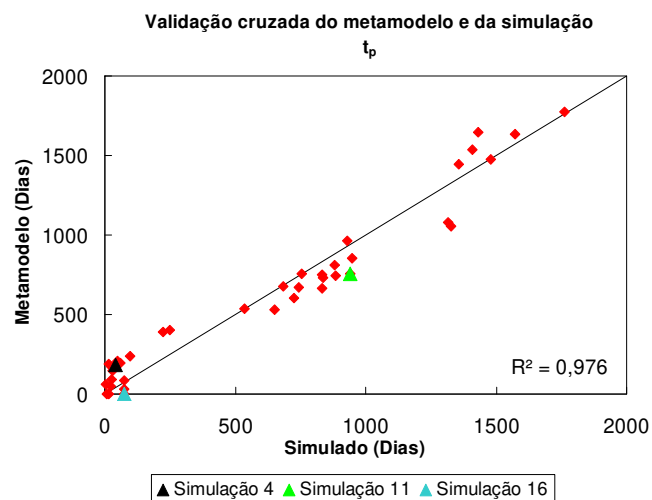
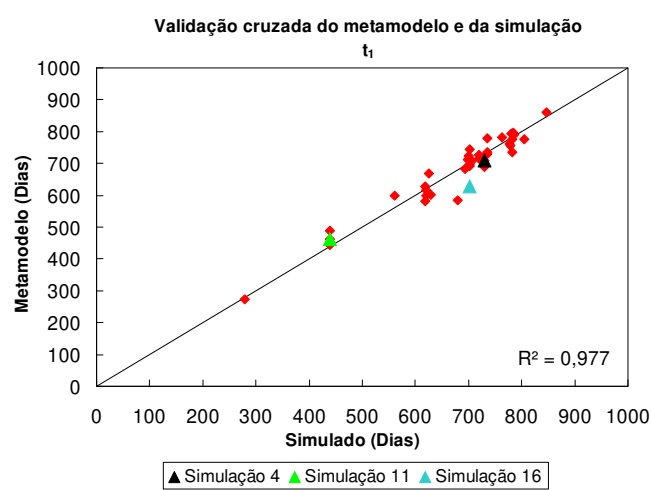


Figura 6.3: Validação cruzada para as FO da curva de produção de óleo.

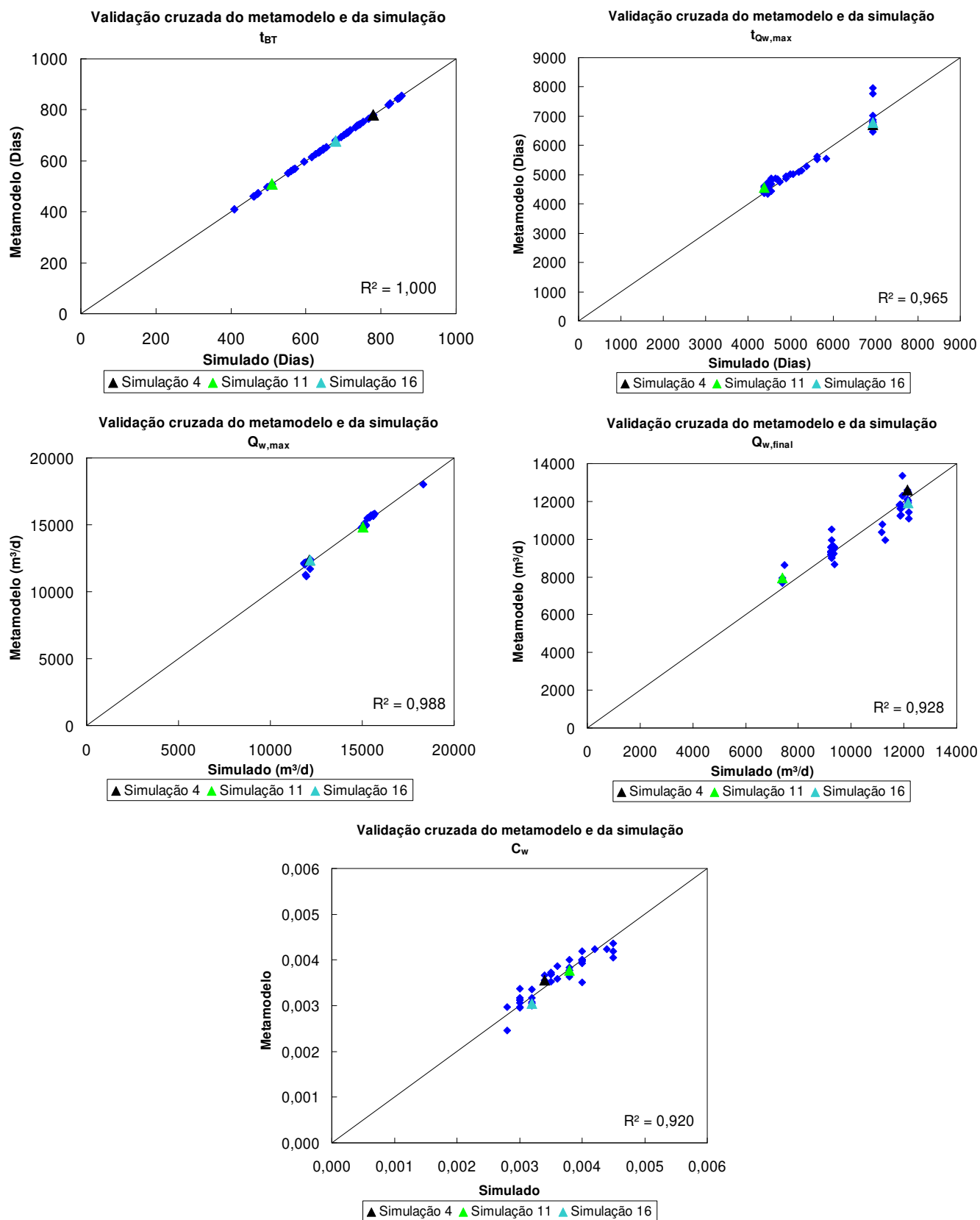


Figura 6.4: Validação cruzada para as FO da curva de produção de água.

Pela análise da Figura 6.3 e Figura 6.4 pode-se concluir que o metamodelo está bem ajustado, validado estatisticamente (ANOVA) e graficamente (validação cruzada). Esse tipo de análise forneceu modelos ajustados e que foram utilizados na construção das curvas típicas de produção. A partir dessa construção, é possível calcular alguns indicadores técnico-econômicos, tais como VPL, N_p e W_p , e realizar uma análise destes a partir de um modelo econômico definido.

6.1.2.2. Construção das Curvas de Produção de Óleo e Água

Para a aproximação das curvas de produção de óleo e água, foram utilizadas duas formas de aproximação. Na primeira forma de aproximação notou-se que o metamodelo ficou ajustado dentro das limitações que foram impostas e assumidas pelos segmentos de reta. Por sua vez, na segunda forma de aproximação notou-se um aumento na qualidade de aproximação das curvas de produção quando comparado com as curvas geradas pelo simulador de fluxo. A Figura 6.5 e a Figura 6.6 mostram as duas formas de aproximação testadas nessa dissertação. Em todas as etapas de validação, as curvas geradas a partir dos metamodelos juntamente com as curvas geradas a partir dos dados simulados foram plotadas em um gráfico para análise.

Após a comparação, observa-se que a segunda forma de aproximação representou melhor a curva de produção gerada pelo simulador. A partir disso, utilizar-se-á somente a segunda forma de aproximação das curvas de produção de óleo e água.

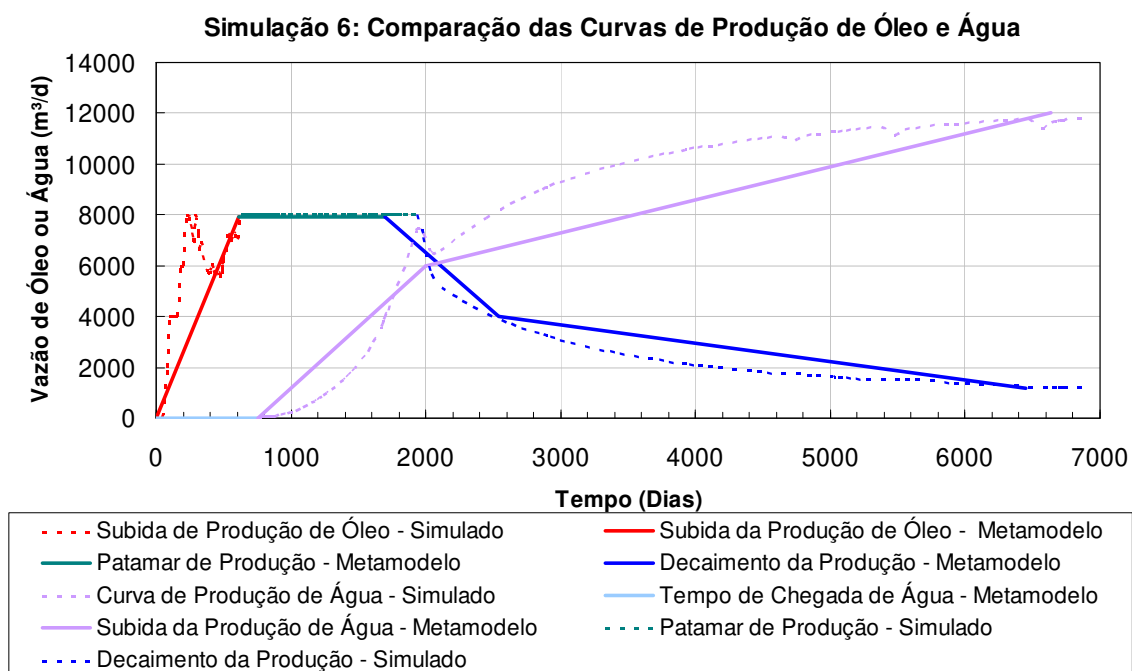


Figura 6.5: Comparação das curvas de produção de óleo e água – forma a.

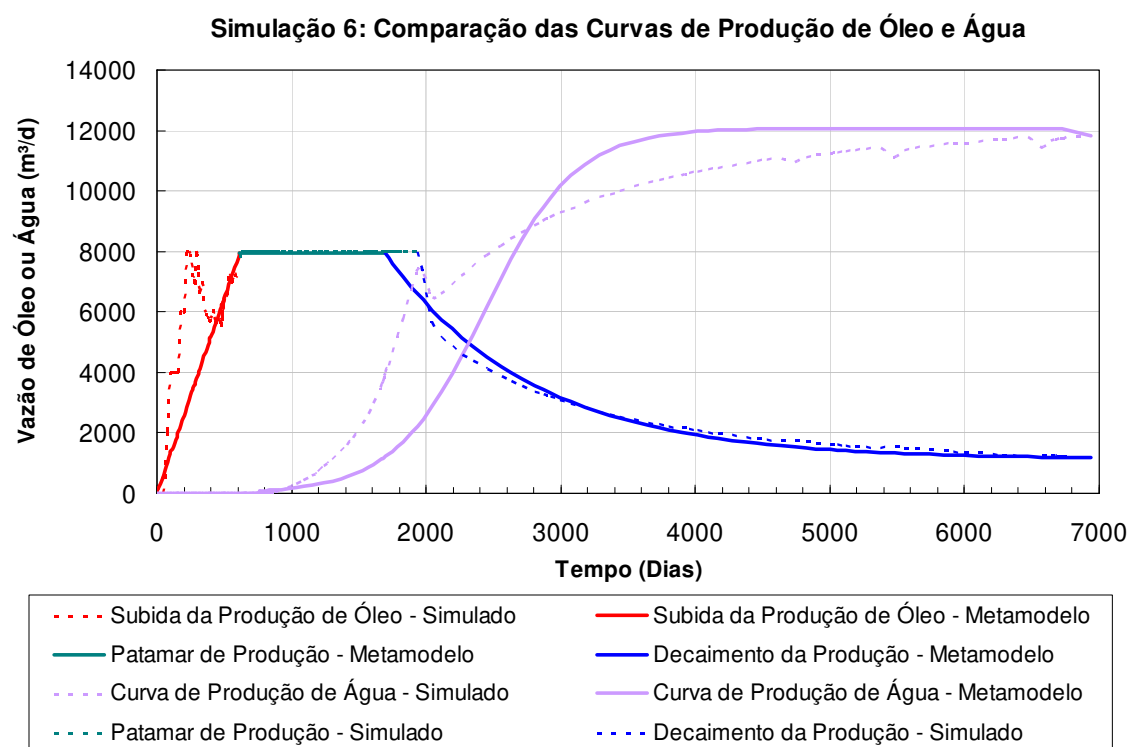


Figura 6.6: Comparação das curvas de produção de óleo e água – forma b.

Na Figura 6.7, Figura 6.8 e Figura 6.9 estão ilustradas as aproximações das curvas de produção de óleo, na qual foram escolhidos casos distintos de aproximação das curvas de

produção, abrangendo de forma aproximada os casos estudados. Nota-se que o metamodelo em algumas regiões do gráfico não se aproxima perfeitamente da curva ideal (simulado).

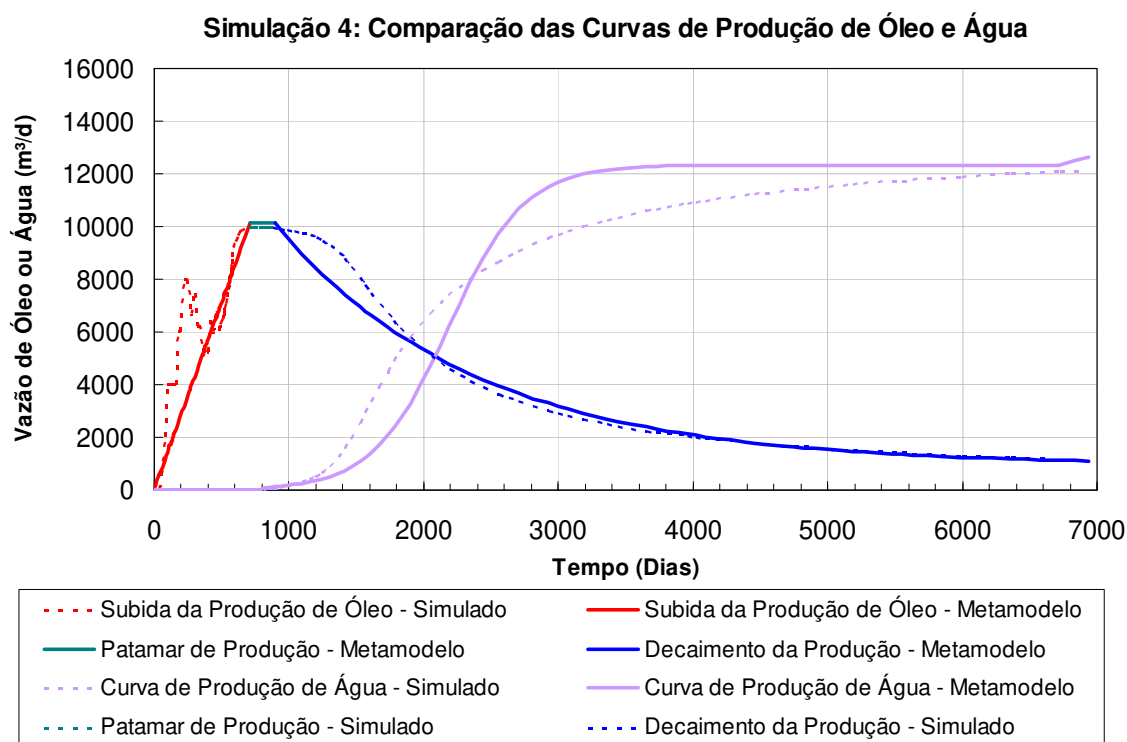


Figura 6.7: Simulação 4: comparação das curvas de produção de óleo e água.

Na Figura 6.7 observa-se que para o intervalo de tempo de 100 a 400 dias o metamodelo não se ajustou perfeitamente à curva de produção de óleo real (gerada a partir dos dados do simulador), pois essa região foi assumida como sendo linear ao longo do tempo para o caso do metamodelo. Para este intervalo de tempo, observam-se variações na curva real de óleo, que se deve ao fato dos poços 6, 7 e 8 não produzirem a vazão estipulada no simulador, em vista da diminuição da pressão na região de localização desses poços no reservatório. Nesse mesmo gráfico, pode-se observar também que na região de 900 a 1900 dias houve uma diferença na aproximação da curva real de óleo no início do decaimento de sua produção. Para o caso da curva de produção de água observa-se, de um modo geral, que a produção está ficando próxima da curva de produção simulada.

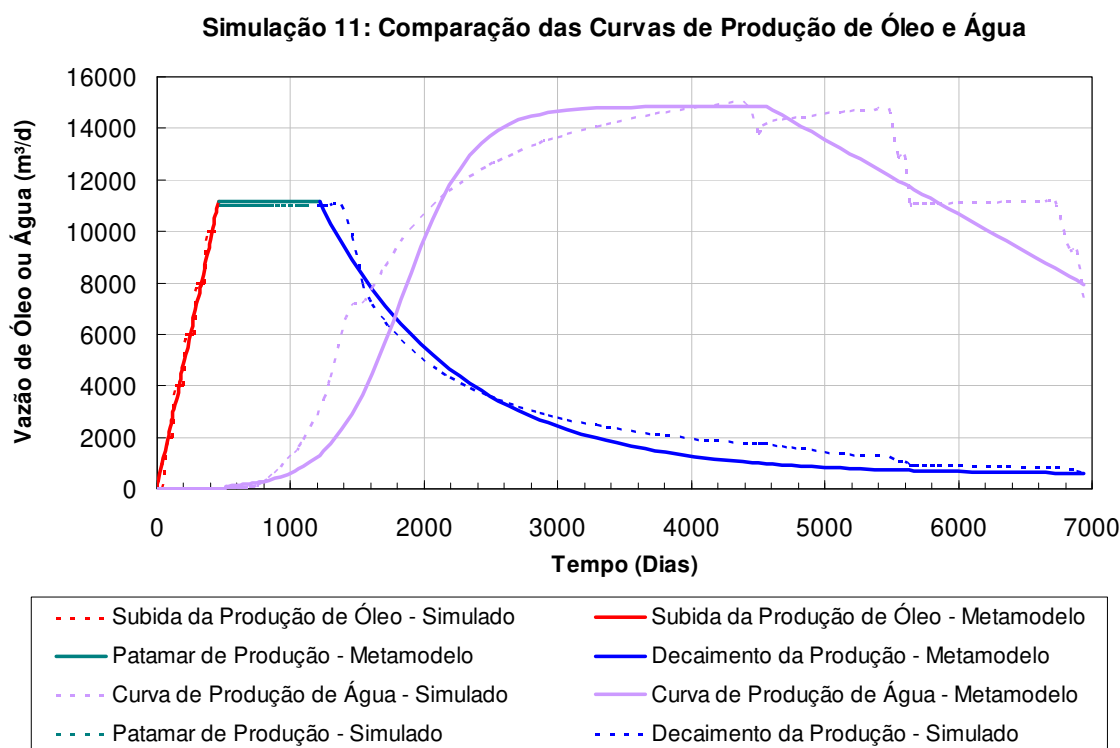


Figura 6.8: Simulação 11: comparação das curvas de produção de óleo e água.

Na Figura 6.8 observa-se a curva de produção de óleo gerada pelos metamodelos aproximando-se da curva típica de óleo. E no caso da curva de produção de água, nota-se que ao longo de sua extensão e até 4500 dias aproximadamente, essa curva situa-se próxima da curva real, pois existe uma compensação nos tempos em que a curva de produção de água localiza-se abaixo da curva real ou vice-versa. Após esse tempo, nota-se que a aproximação ficou mais crítica, devido à aproximação assumida para os modelos na qual ocorreu este problema.

Na Figura 6.9 observam-se algumas regiões que foram aproximadas com certa limitação, mediante a sensibilidade do coeficiente do decaimento exponencial da curva de produção de óleo. No caso da curva de produção de água, nota-se que existe a mesma compensação na produção de água quando comparada com a curva real, pois em certos tempos a produção está acima do valor fornecido pelo simulador, e em certos tempos ocorre o contrário.

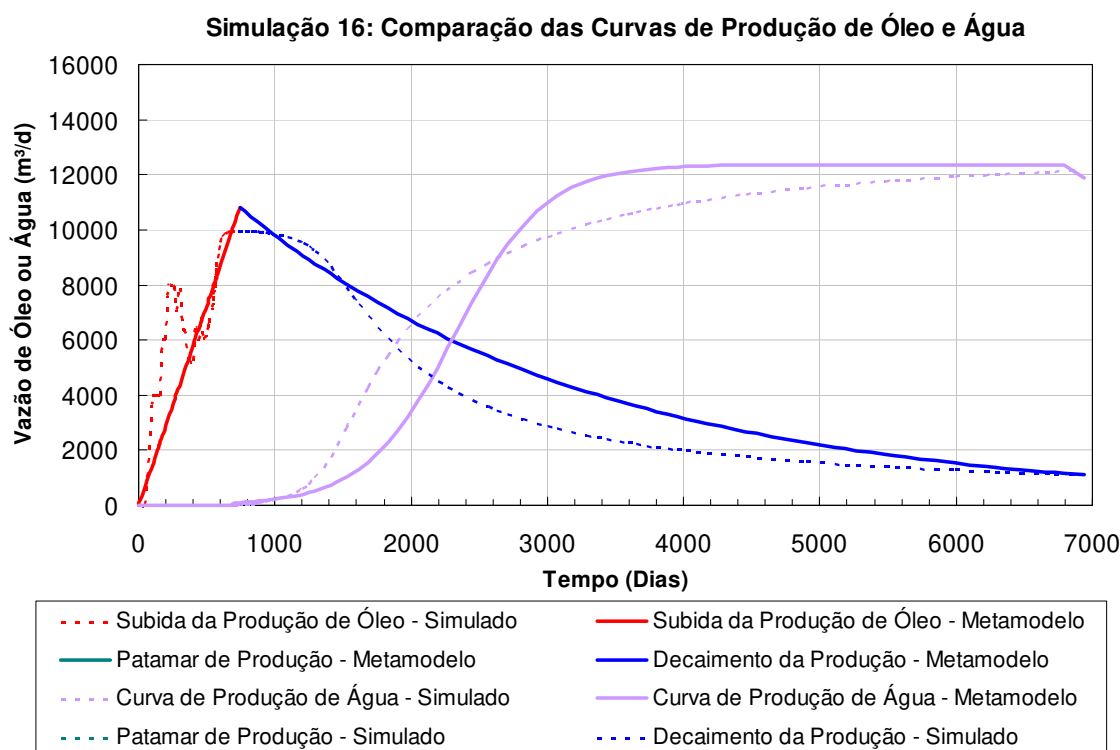


Figura 6.9: Simulação 16: comparação das curvas de produção de óleo e água.

Quantitativamente, as curvas de produção de óleo e água geradas a partir dos metamodelos ficaram próximas das curvas geradas pelo simulador numérico de reservatórios de petróleo. A partir das curvas de produção de óleo e água podem-se estimar os indicadores VPL, N_p e W_p , e a partir dos dados utilizados pelo simulador na construção das curvas de produção de óleo e água é possível fazer uma comparação no cálculo desses indicadores utilizando um modelo econômico simplificado.

Em função das informações acima, pode-se visualizar na Tabela 6.4 os indicadores VPL, N_p e W_p calculados a partir das curvas de produção geradas pelos metamodelos e pelo simulador. O cálculo do VPL para caso de comparação dos metamodelos (Etapa 3) difere do utilizado nas Etapas 1, 2 e 4. Enquanto neste o VPL foi calculado a partir do programa STEP, com um modelo econômico mais completo e consistente para o cálculo de VPL, aquele foi calculado a partir de uma planilha eletrônica, considerando um modelo econômico mais simplificado, em decorrência da dificuldade de inserção dos dados de entrada (dados de produção de óleo e de água) no programa STEP, dificultando assim, a homogeneidade dos valores obtidos

de VPL. O objetivo dessa etapa é comparar o VPL obtido utilizando os dados de produção de óleo e água gerados pelo simulador com estes dados advindos das curvas de produção de óleo e água, que foram construídas a partir dos metamodelos, permitindo assim, essa simplificação no modelo econômico.

Tabela 6.4: Calculo dos indicadores VPL, Np e Wp a partir das curvas de produção.

Simulação	VPL Simulador (Milhões US\$)	VPL Metamodelo (Milhões US\$)	Np Simulador (Milhões m ³)	Np Metamodelo (Milhões m ³)	Wp Simulador (Milhões m ³)	Wp Metamodelo (Milhões m ³)
1	314.99	257.51	27.45	25.98	69.44	70.50
2	163.38	81.50	24.78	23.77	60.28	60.31
3	269.77	207.81	26.90	25.21	73.84	75.07
4	204.86	108.70	25.56	24.40	56.09	59.14
5	270.58	214.58	26.07	24.60	70.74	72.41
6	166.09	78.09	25.38	24.07	54.58	54.78
7	191.95	291.22	25.53	29.35	54.74	56.08
8	192.87	66.62	25.78	23.46	68.77	64.41
9	250.99	216.40	26.29	24.99	69.94	68.46
10	256.91	242.34	25.68	24.46	72.16	72.61
11	295.81	263.39	26.37	24.76	71.42	67.81
12	158.91	151.90	24.22	23.44	69.88	68.70
13	302.05	237.06	27.23	25.60	70.76	73.70
14	158.29	72.92	25.14	23.78	55.86	58.26
15	237.30	110.41	27.02	24.63	69.61	67.92
16	195.56	323.46	25.36	29.69	56.55	57.54
17	240.36	221.90	25.98	24.80	70.87	71.96
18	223.59	150.21	25.63	24.31	56.14	58.33
19	283.13	293.66	26.06	25.44	72.37	72.46
20	178.21	101.27	25.50	24.45	54.11	55.82
21	277.37	208.78	26.35	25.20	70.03	67.78
22	174.51	125.44	25.42	24.16	69.48	68.11
23	201.25	151.25	26.06	24.95	67.52	66.47
24	238.73	168.20	25.66	24.52	67.58	71.88
25	320.04	331.85	27.09	26.96	72.55	80.58
26	190.92	26.53	25.30	23.19	55.37	51.15
27	235.27	154.75	26.64	26.28	53.16	48.57
28	195.56	72.22	25.36	23.83	56.55	55.07
29	246.45	247.08	25.95	25.75	68.67	67.99
30	196.05	250.25	25.73	25.64	68.00	67.30

31	289.99	233.98	26.01	24.91	65.44	70.08
32	171.08	141.39	25.70	24.56	67.02	66.34
33	254.88	249.43	26.80	25.33	71.08	72.00
34	216.18	177.14	25.41	24.60	57.68	60.07
35	329.98	310.85	27.28	26.14	72.67	73.25
36	187.01	109.29	25.34	24.39	56.16	59.00
37	268.05	218.12	26.25	24.82	70.46	71.59
38	165.53	54.70	25.06	23.43	55.53	58.53
39	210.88	99.88	25.92	24.41	54.10	56.13
40	233.71	177.62	25.57	24.14	71.04	73.57
41	252.14	200.83	25.93	24.23	68.31	70.13

Logo, é possível fazer a validação cruzada dos dados preditos pelo metamodelo (dados não simulados) *versus* os preditos pelo simulador (dados simulados).

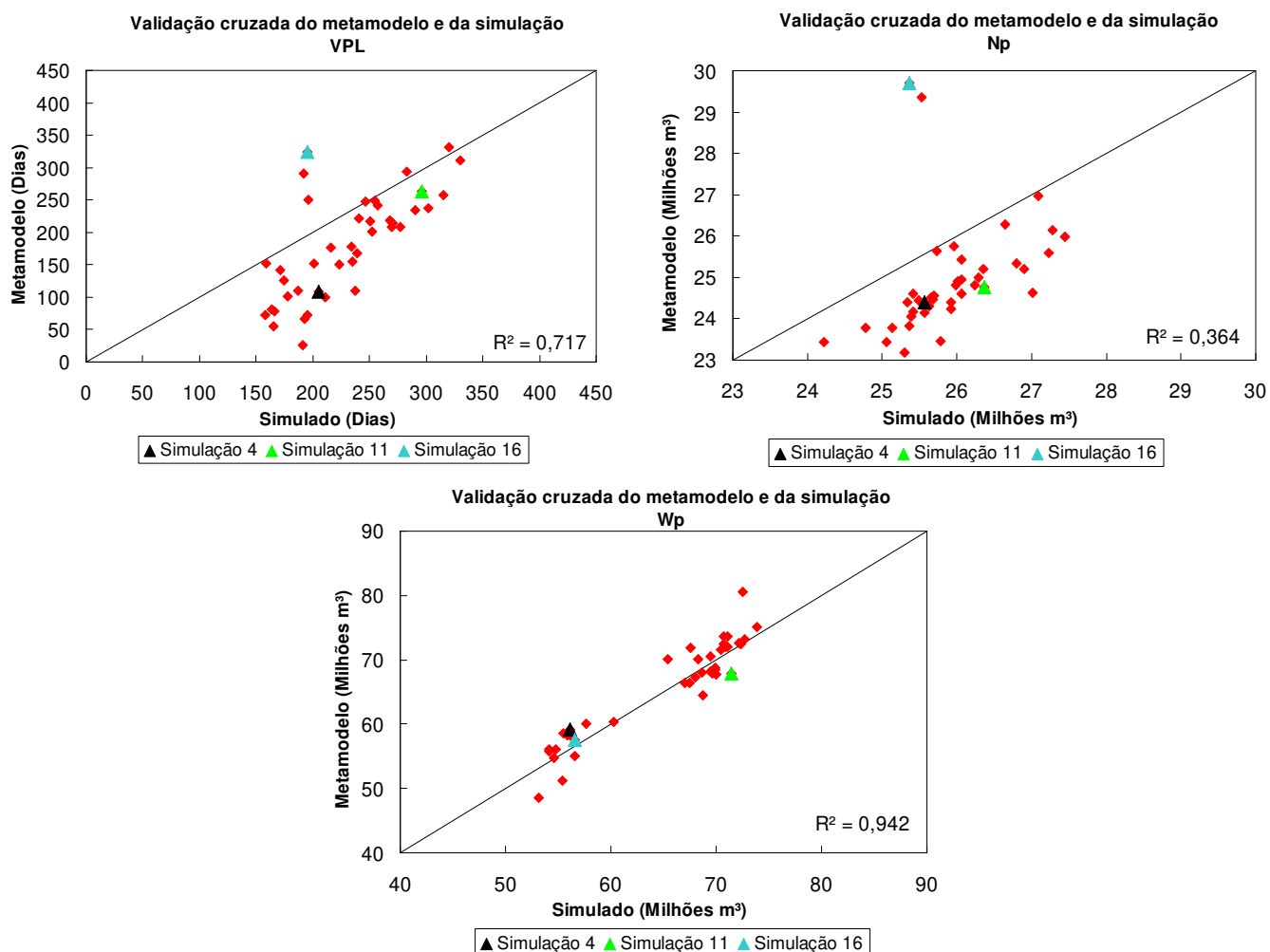


Figura 6.10: Validação cruzada do simulado vs metamodelo.

Analisando os gráficos da validação cruzada para as funções-objetivo, observa-se que os resultados apresentaram-se de forma satisfatória, mediante aos objetivos estabelecidos e das aproximações realizadas durante a construção das curvas de produção. Analisando-se os coeficientes de correlação dos dados simulados com os dados preditos pelo metamodelo, nota-se uma correlação satisfatória para o indicador W_p e uma correlação menos próxima ao ideal para os indicadores VPL e N_p , acarretando assim em modelos menos precisos para futuras aplicações.

6.2. Comparação dos Metamodelos

Esse tópico refere-se a comparação explícita entre os metamodelos MM1, que são os indicadores gerados diretamente, com o MM2, que são as curvas de produção representadas por metamodelos. Essa comparação se deu por meio do cálculo do VPL, que foi gerado diretamente a partir do metamodelo, e indiretamente a partir da construção das curvas de produção de óleo e água, ou seja, em posse dos dados de produção de óleo e de água, é possível fazer uma aproximação no cálculo do VPL, fazendo-se algumas premissas, tais como: injeção de água constante para todos os poços, não há produção de gás entre outras. Com os resultados apresentados anteriormente, é necessário analisar o comportamento do VPL ao longo do tempo, para poder esclarecer algumas dúvidas remanescentes, tais como a diferença no valor do indicador VPL, pois visualmente as curvas de produção de óleo e água estão ajustadas ao modelo de curva real (gerada a partir dos dados do simulador), mas no momento em que ocorre a aplicação das curvas geradas pelos metamodelos para a determinação desses indicadores, os resultados apresentados são menos precisos, devido ao grau de confiabilidade nos resultados. Os gráficos a seguir mostram as curvas de produção de óleo e água e do VPL ao longo do tempo para as simulações 11, 4 e 16. Essas simulações foram escolhidas em vista do desvio percentual calculado: 11, 47 e 65 % respectivamente em ordem crescente do desvio, e para poder analisar os extremos e a região central do erro apresentado pela análise. As simulações e os respectivos valores estão em destaque na Tabela 6.4.

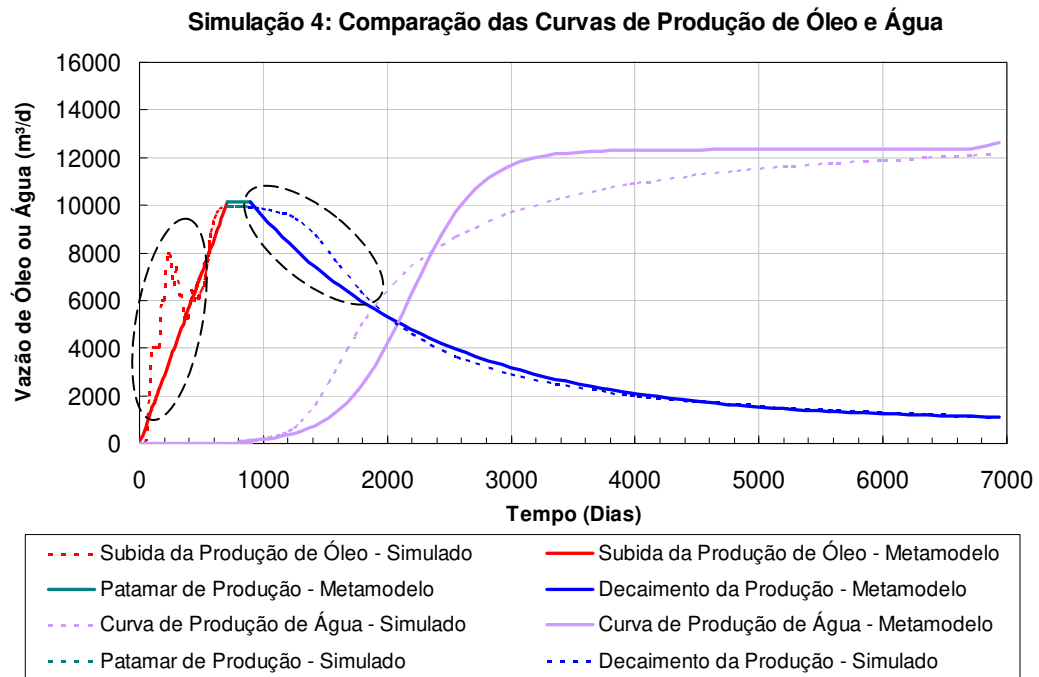


Figura 6.11: Simulação 4 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

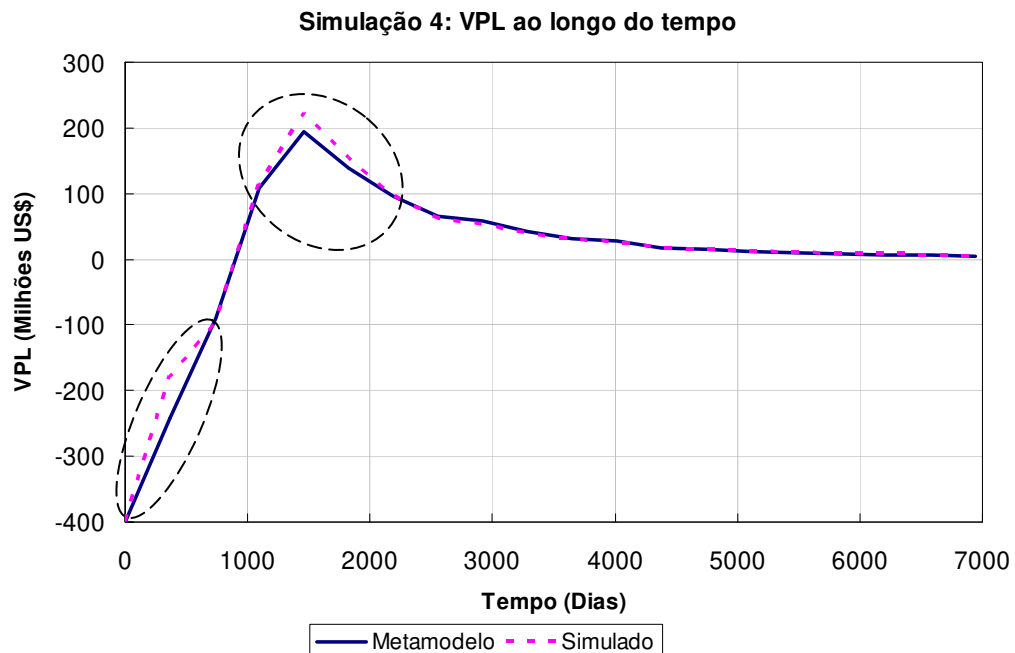


Figura 6.12: Simulação 4 – VPL ao longo do tempo.

Um fator importante para o cálculo do VPL é a produção de óleo. Analisando a Figura 6.11 observam-se regiões nas quais a produção de óleo é maior na curva de produção simulada. Na Figura 6.12 observam-se as mesmas regiões e nota-se que o valor do VPL é maior também para a curva de produção simulada. Deste modo, fica evidente que a diferença apresentada no VPL final do campo, que foi de 47 % aproximadamente, está justificada pela diferença na produção de óleo nas regiões em destaque.

Analisando os gráficos a seguir, observa-se uma melhor aproximação das curvas de produção (Figura 6.13), apresentado somente uma região na qual não segue a curva de produção simulada. Com isso, nota-se uma pequena diferença no VPL final do campo (aproximadamente 11 %), podendo ser visualizada na Figura 6.14, sendo considerado um modelo ajustado, mediante aos cálculos e as aproximações realizadas.

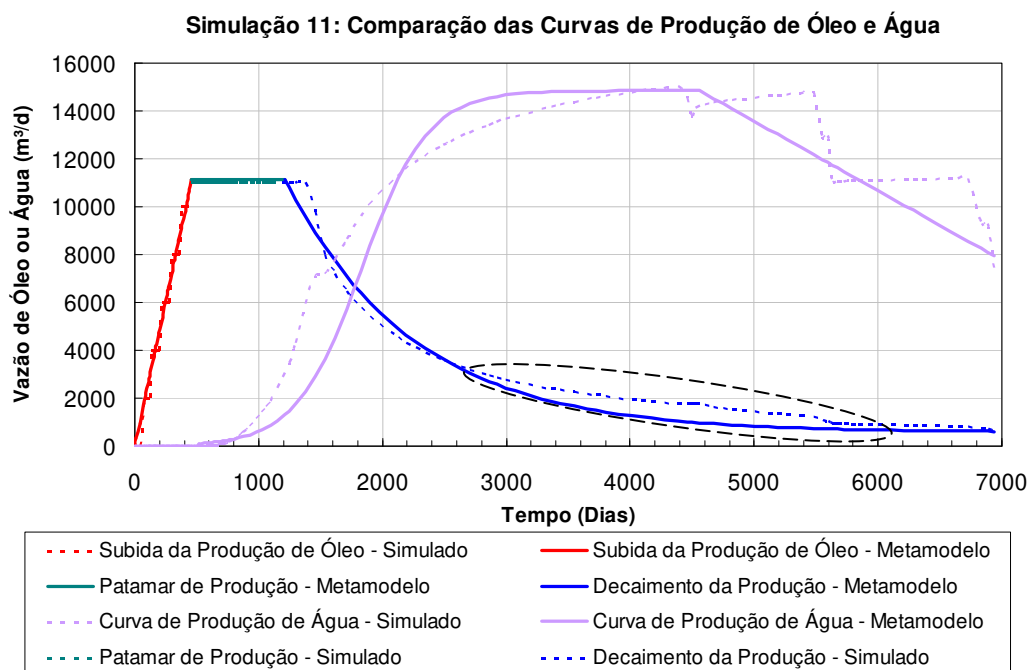


Figura 6.13: Simulação 11 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

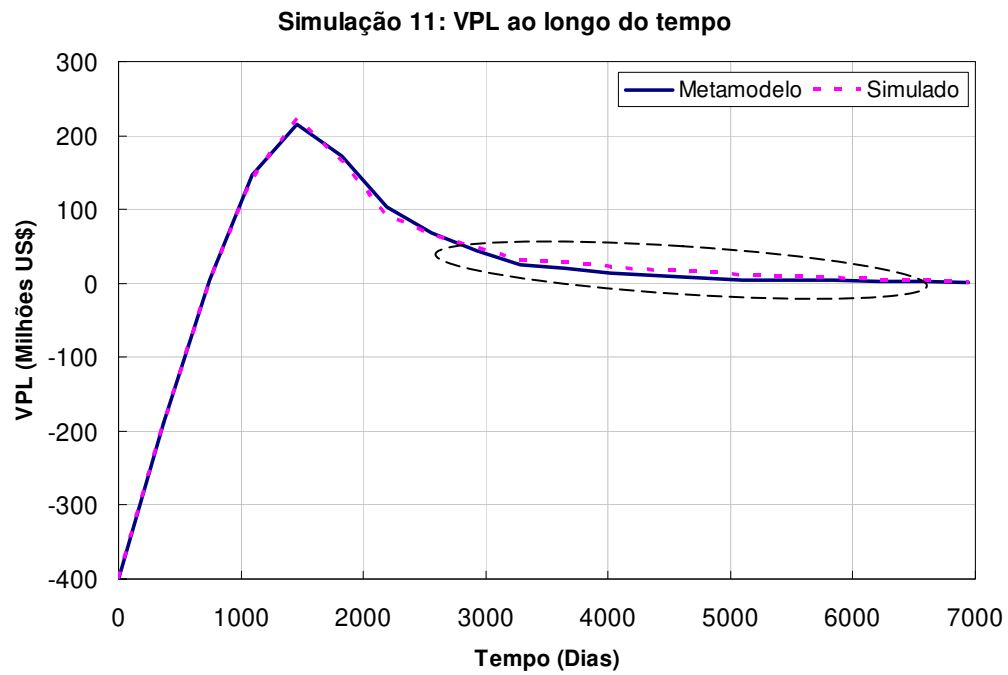


Figura 6.14: Simulação 11 – VPL ao longo do tempo.

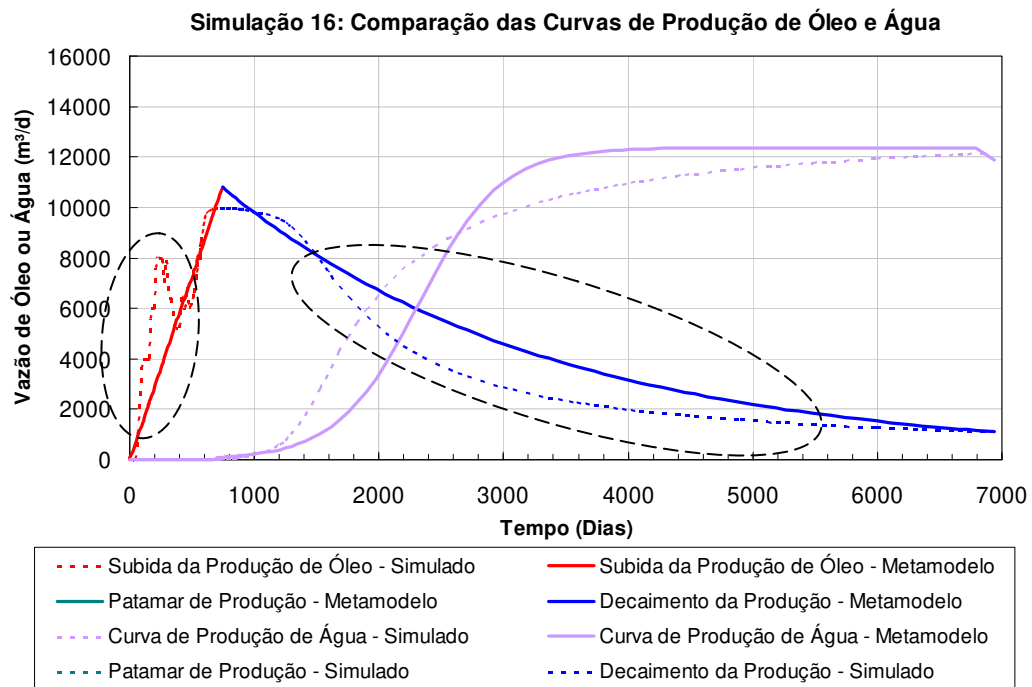


Figura 6.15: Simulação 16 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Para este caso (Figura 6.15), observam-se diferenças mais significativas na comparação das curvas de produção de óleo. A Figura 6.16 evidencia as mesmas regiões pela diferença no valor referente ao VPL, e nota-se que o valor do VPL é maior também para a curva de produção de óleo (simulado). Em resumo, fica evidente que a diferença apresentada no valor do VPL final do campo (aproximadamente 65 %) está justificada pela diferença na produção de óleo nas regiões em destaque.

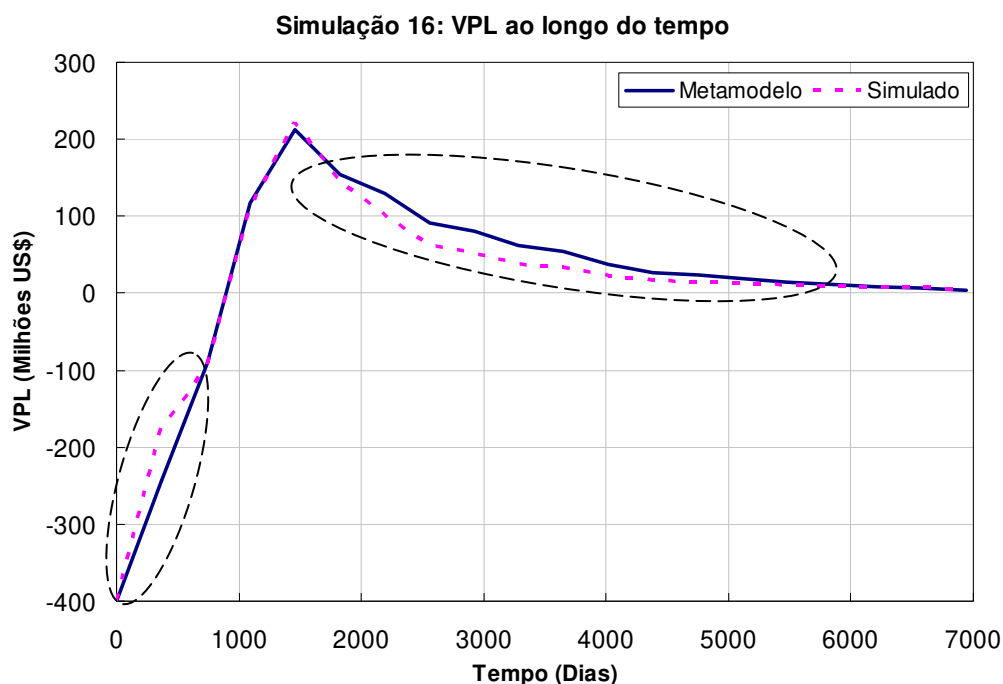


Figura 6.16: Simulação 16 – VPL ao longo do tempo.

A análise dos resultados obtidos até este ponto indica que a utilização das curvas de produção de óleo e água para gerar os indicadores técnico-econômicos depende do nível de precisão necessário para as análises econômicas. Pode-se observar que se por um lado os gráficos de 45 graus (validação cruzada) mostram uma dispersão, por outro, os gráficos de VPL ao longo do tempo mostram-se melhores, pois na forma de estimativa do VPL esses valores são atenuados pela taxa de desconto (Equação 3.6), e conseqüentemente proporcionam melhores ajustes.

Suponha agora que seja necessário alterar o preço de venda do óleo, dentre os diversos parâmetros econômicos que podem ser alterados, sendo que o decisor deseja analisar o

comportamento do VPL. Para o primeiro caso, MM1, seria necessário simular todos os casos (41) que foram utilizados para gerar os metamodelos, obtendo-se assim um novo metamodelo (VPL) para cada preço de venda definido. Já no segundo caso, MM2b, em posse das curvas de produção de óleo e água, necessitaria somente alterar os preços de venda do óleo no modelo econômico utilizado, tendo como resultado o valor final da função-objetivo VPL para cada preço de venda definido, sem a necessidade de se gerar novamente os metamodelos. Este tipo de análise é interessante quando se necessita de uma análise rápida com pouca precisão nos resultados. Para se analisar a influência que o preço de venda do óleo produz no indicador econômico VPL, criou-se um cenário com 3 preços de óleo diferentes: US\$35/bbl (US\$220,14/m³), US\$40/bbl (US\$251,59/m³) e US\$45/bbl (US\$283,04/m³). A partir das curvas geradas, foi possível realizar o cálculo do VPL e conseqüentemente analisar o comportamento desse indicador ao longo do tempo. A Figura 6.17 mostra esse caso estudado. Como conclusão da análise deste gráfico, pode-se observar uma tendência de subestimar o valor do VPL.

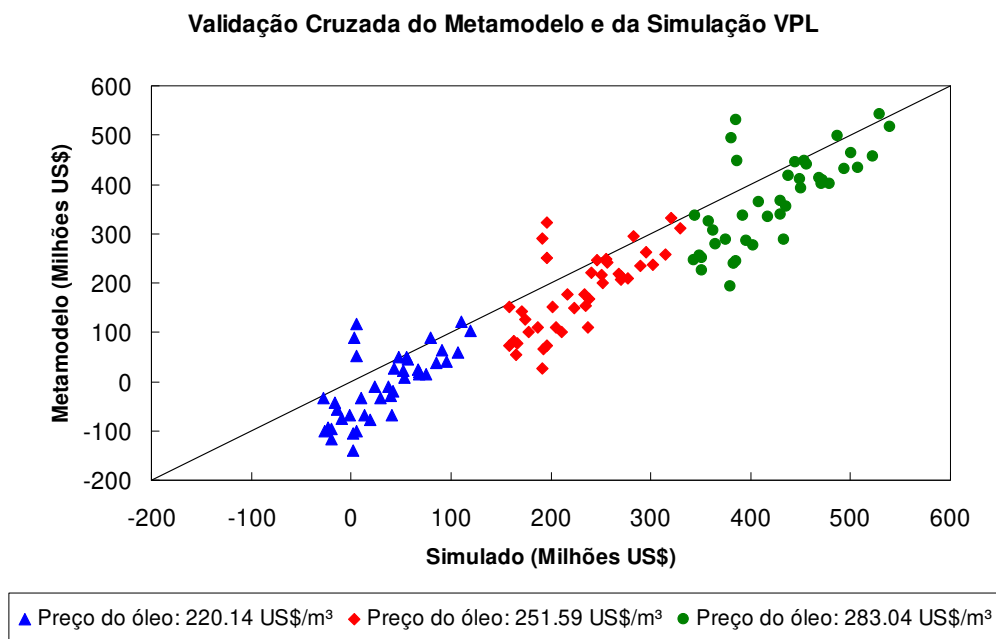


Figura 6.17: Validação cruzada: metamodelo vs simulação, com três preços de óleo.

6.3. Otimização para Seleção da Estratégia de Produção

De posse dos metamodelos gerados para os indicadores técnico-econômicos (MM1) e para as curvas de produção de óleo e água (MM2), foram escolhidos os metamodelos gerados diretamente para VPL, ROI, N_p , W_p e V_{p_i} para otimizar as estratégias de produção, em consequência de um melhor ajuste dos metamodelos quando comparado com os metamodelos gerados indiretamente para esses indicadores, que foram calculados a partir da construção das curvas de produção de óleo e água.

Cada combinação dos parâmetros utilizados para o cálculo das funções-objetivo é determinada como sendo uma estratégia de produção, sendo que a escolha dependerá do decisor, na qual analisará os objetivos e as estratégias da empresa.

Com o metamodelo validado estatística e graficamente, pode-se varrer todo o espaço de solução, pois o metamodelo é representado por uma equação analítica, com termos lineares e quadráticos, na qual depende somente dos parâmetros: número de poços (A1), camada de completação de produtores e injetores (A2), capacidade de produção de óleo (A3), capacidade de injeção de água (A4) e cronograma de entrada de poços (A5). Todos os parâmetros foram discretizados de -1 a 1; alternado somente o passo de discretização. Para os parâmetros contínuos foi possível discretizar esse intervalo em outros intervalos menores, para que o metamodelo possa abranger todo o espaço de solução; e para parâmetros discretos, foi possível discretizá-los, desde que apresentassem um valor que possa ser interpretado. Por exemplo, para o parâmetro número de poços, o nível de discretização -1 equivale a 14 poços (8 produtores e 6 injetores) e, para um valor de discretização de -0,8 não haverá uma combinação na qual indique um número inteiro de poços produtores e injetores. O parâmetro A1 foi discretizado com passo 0,25; o parâmetro A2 com passo 1; o parâmetro A3 com passo 0,2; o parâmetro A4 com passo 0,125 e o parâmetro A5 com passo 1. A discretização dos parâmetros contínuos (A1, A3 e A4) pode ser observada na Tabela 6.5, Tabela 6.7 e Tabela 6.8 respectivamente e dos parâmetros discretos (A2 e A5) pode ser observada na Tabela 6.6 e Tabela 6.9 respectivamente.

Tabela 6.5: Discretização do parâmetro A1 (número de poços).

A1	-1	-0.75	-0.5	-0.25	0	0.25	0.5	0.75	1
	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Tabela 6.6: Discretização do parâmetro A2 (camada de completção de produtores e injetores).

A2	-1	0	1
	Produtores (3ª) e injetores (8ª)	Produtores (2ª) e injetores (9ª)	Produtor (1ª) e Injetor (10ª)

Tabela 6.7: Discretização do parâmetro A3 (capacidade de produção de óleo (m^3/d)).

A3	-1	-0.8	-0.6	-0.4	-0.2	0	0.2	0.4	0.6	0.8	1
	8000	8600	9200	9800	10400	11000	11600	12200	12800	13400	14000

Tabela 6.8: Discretização do parâmetro A4 (capacidade de injeção de água(m^3/d)).

A4	-1	-0.875	-0.75	-0.625	-0.5	-0.375	-0.25	-0.125	0
	13000	13500	14000	14500	15000	15500	16000	16500	17000
	0	0.125	0.25	0.375	0.5	0.625	0.75	0.875	1
	17000	17500	18000	18500	19000	19500	20000	20500	21000

Tabela 6.9: Discretização do parâmetro A5 (cronograma de entrada de poços).

A5	-1	0	1
	1 Produtor e 1 Injetor	2 Produtores e 1 Injetor	3 Produtores e 1 Injetor

Logo, o etapa seguinte a este foi a otimização. A partir da varredura de todo o espaço de solução, foi possível encontrar o máximo e/ou o mínimo de cada indicador. Na Figura 6.18, Figura 6.19, Figura 6.20 e Figura 6.21 estão inseridos nos gráficos todos os pontos utilizados antes da otimização, ou seja, pontos que foram utilizados na geração dos metamodelos (65 pontos no total, na qual incluem os pontos relacionados à quantificação do impacto nas variáveis de resposta utilizando planejamento experimental (13 pontos) e análise de sensibilidade (11 pontos), e por último o pontos relacionados à geração dos metamodelos (41 pontos)); os pontos que foram percorridos durante a otimização (15147 pontos no total) e os pontos na qual se otimizou (2 pontos no total, pois é uma análise de duas funções-objetivo a cada gráfico).

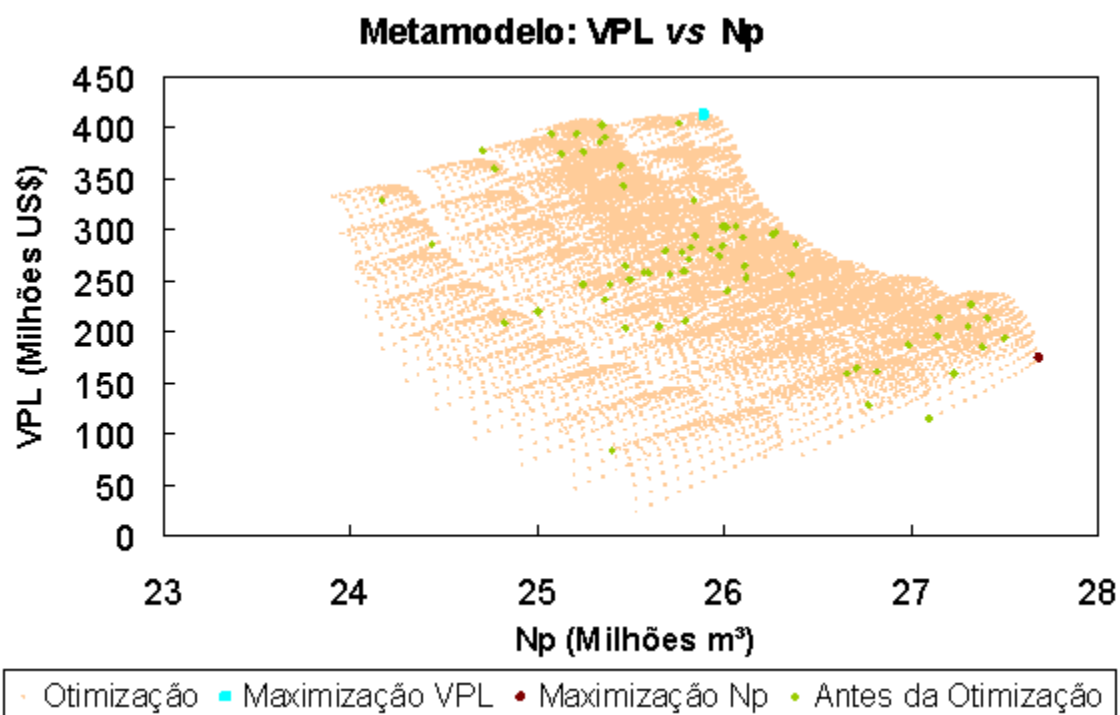


Figura 6.18: Área varrida durante a fase de otimização para os indicadores VPL e Np.

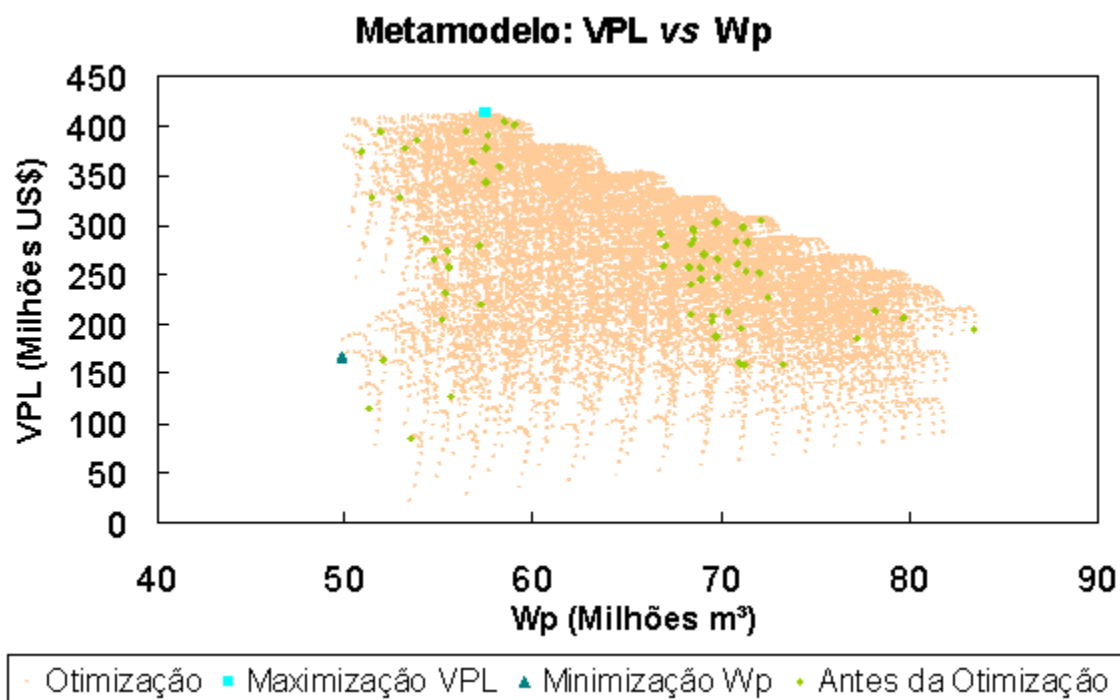


Figura 6.19: Área varrida durante a fase de otimização para os indicadores VPL e Wp.

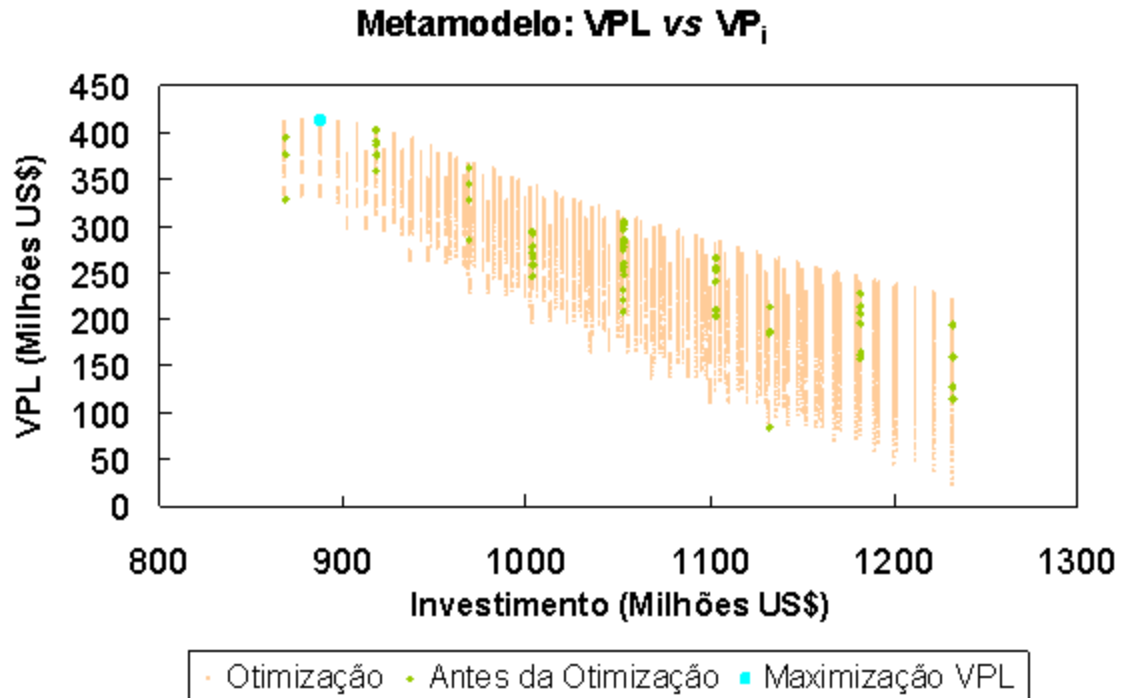


Figura 6.20: Área varrida durante a fase de otimização para os indicadores VPL e VP_i .

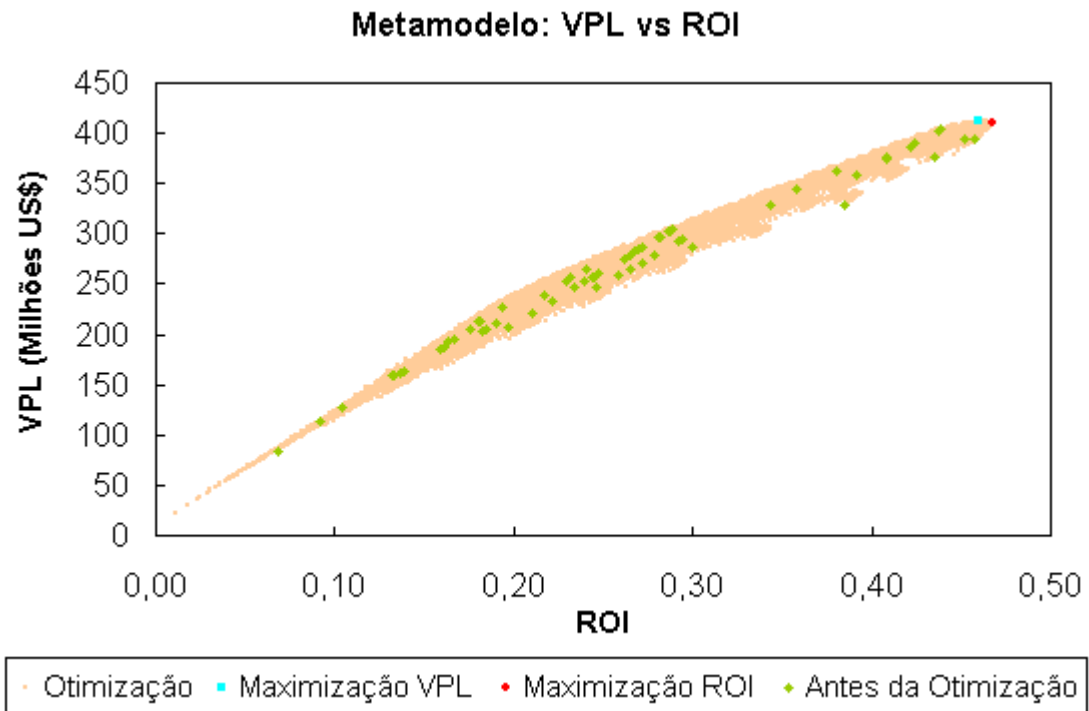


Figura 6.21: Área varrida durante a fase de otimização para os indicadores VPL e ROI.

Analisando essas figuras, pode-se afirmar que o uso de metamodelos, para a geração direta dos indicadores técnico-econômicos, permitiu varrer uma grande parte do espaço de solução, dentro das limitações a qual cada um foi submetido. Nesses gráficos estão inseridos os valores dos indicadores antes do processo de otimização, os valores dos indicadores durante o processo de otimização e os valores dos indicadores otimizados (maximização do VPL e Np). Por exemplo, caso um decisor queira maximizar o lucro do empreendimento, ele deverá optar pela maximização do VPL, que pode ser visualizada na

Tabela 6.10 ou no gráfico da Figura 6.22 a estratégia de produção que o decisor deve utilizar em seu empreendimento.

Tabela 6.10: Tabela de otimização dos metamodelos utilizados na estratégia de produção.

Decisão	Número Poços	Camada	Capacidade (m^3/d)		Crono	Funções-Objetivos – Metamodelos			
			Prod	Inj		VPL (US\$)	ROI (%)	Np (m^3)	Wp (m^3)
MAX VPL	8 P e 6 I	1 P e 10 I	9200	16500	3 P e 1 I	4,12E+08	0,46	2,59E+07	5,75E+07
MAX ROI	8 P e 6 I	1 P e 10 I	8000	16000	3 P e 1 I	4,10E+08	0,47	2,58E+07	5,63E+07
MAX Np	12 P e 10 I	1 P e 10 I	14000	21000	3 P e 1 I	1,74E+08	0,14	2,77E+07	8,04E+07
MIN Wp	12 P e 10 I	1 P e 10 I	8000	13000	3 P e 1 I	1,68E+08	0,14	2,69E+07	4,98E+07

O mesmo raciocínio segue para os outros indicadores, lembrando que na maioria dos casos, deseja-se promover a maximização do lucro (VPL), do retorno financeiro (ROI) e da produção acumulada do campo (Np) e a minimização da produção acumulada de água (Wp). A metodologia desenvolvida para a otimização indica a melhor estratégia de produção a ser implementada no campo, apresentando uma alternativa das várias possíveis, com as combinações necessárias para atingir a maximização ou minimização de um indicador do campo. Além disso, cabe a empresa, mediante as alternativas, decidir qual a melhor opção de otimização, dentre as possíveis geradas pelos metamodelos.

Além de observar o comportamento do metamodelo durante a otimização, é necessário validá-lo através da validação cruzada do predito pelo metamodelo (ponto não simulado) *versus* predito pelo simulador (Figura 6.22). Nessa figura o metamodelo se apresenta de forma ajustada no processo de otimização para uma eventual substituição do simulador de fluxo e para uma estimativa dos valores dos indicadores técnico-econômicos obtidos durante a otimização.

É interessante observar a formação de um “envelope” na região varrida pelos metamodelos, ou seja, observar a fronteira que se monta quando se varre todo o espaço de solução possível para o metamodelo. A região varrida juntamente com o envelope segue ilustrado na Figura 6.23.

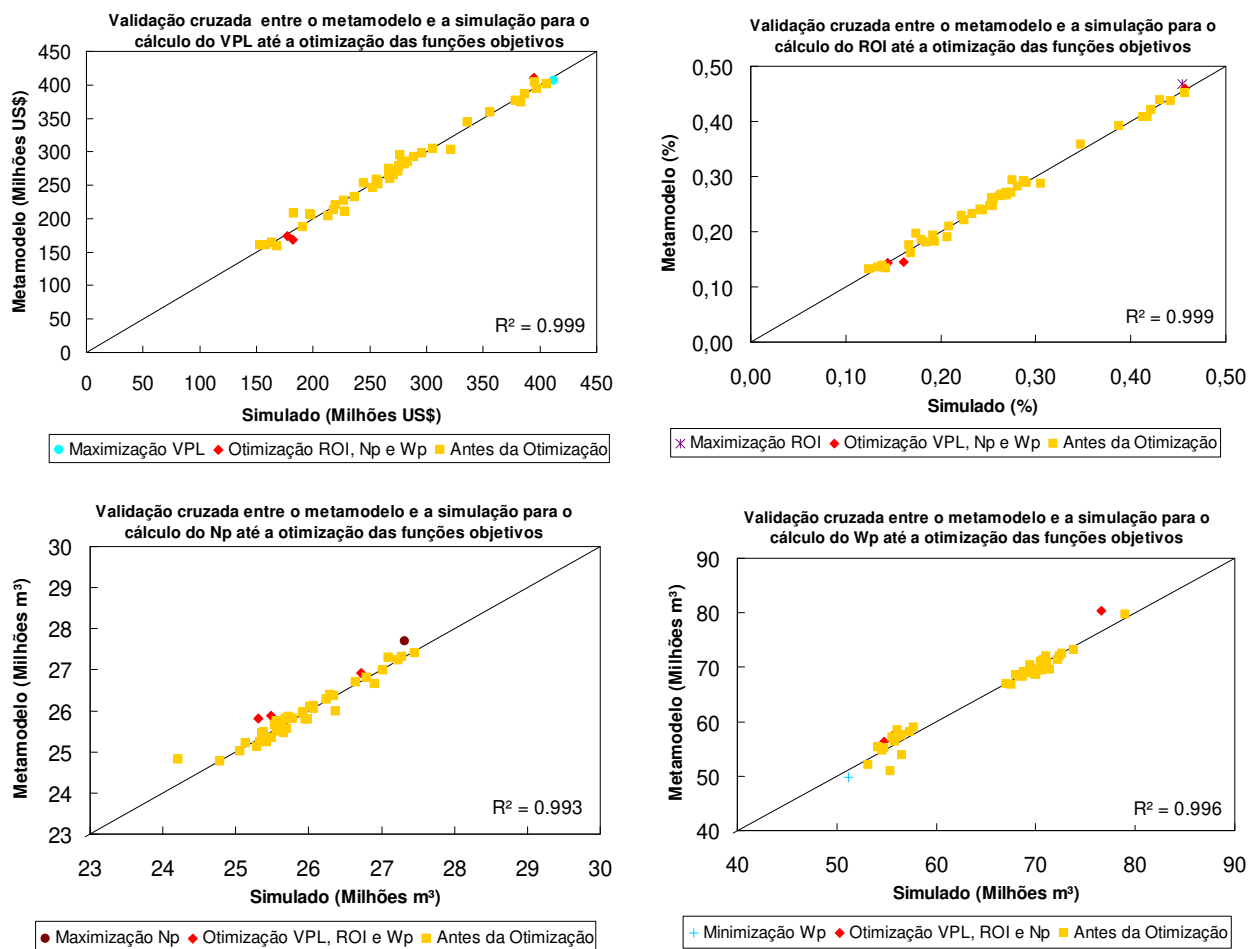


Figura 6.22: Validação cruzada: metamodelo vs simulação até a etapa de otimização.

Analisando a Figura 6.23, observa-se uma região “vazia”, que não foi varrida pelo metamodelo. Isso se deve ao fato do metamodelo possuir limitações tanto quanto ao número de parâmetros quanto à faixa de variação dos parâmetros para sua geração. Entretanto, a otimização usando estes parâmetros com as faixas escolhidas é apenas uma etapa inicial do processo. Análises de gráficos como o da Figura 6.23 fornecem também uma idéia do caminho a seguir nas etapas seguintes a otimização. Por exemplo, no caso estudado, pode-se melhorar os resultados obtidos a partir da solução de máximo VPL.

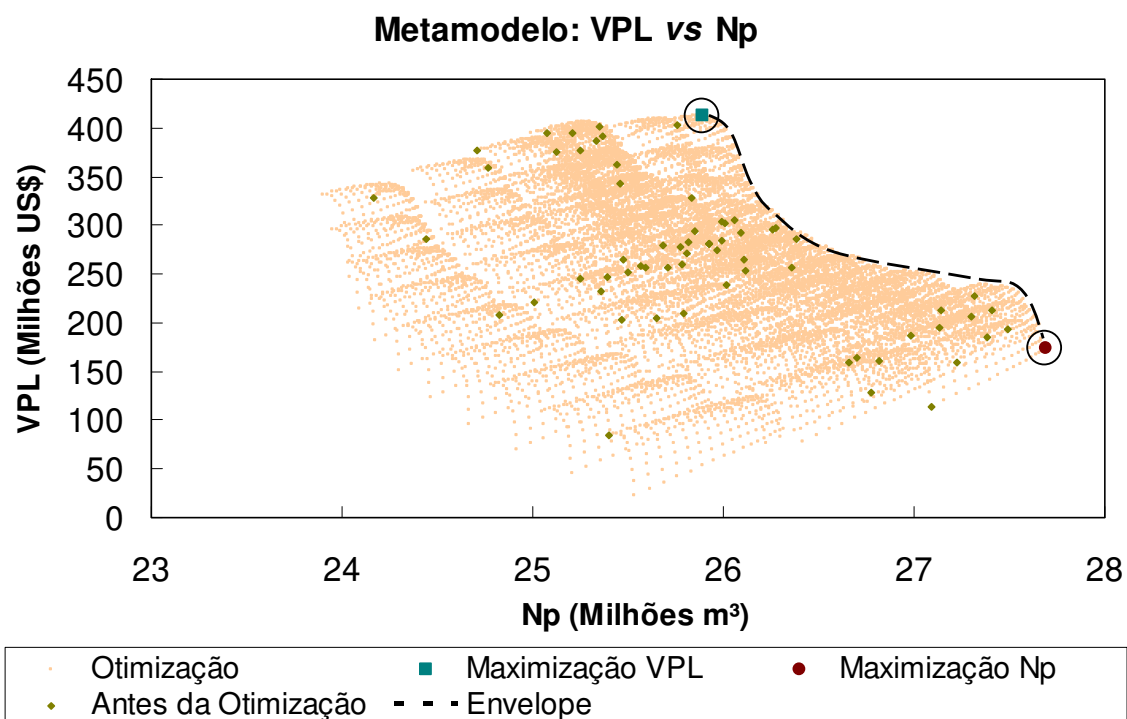


Figura 6.23: Envelope formato pela varredura do espaço de solução.

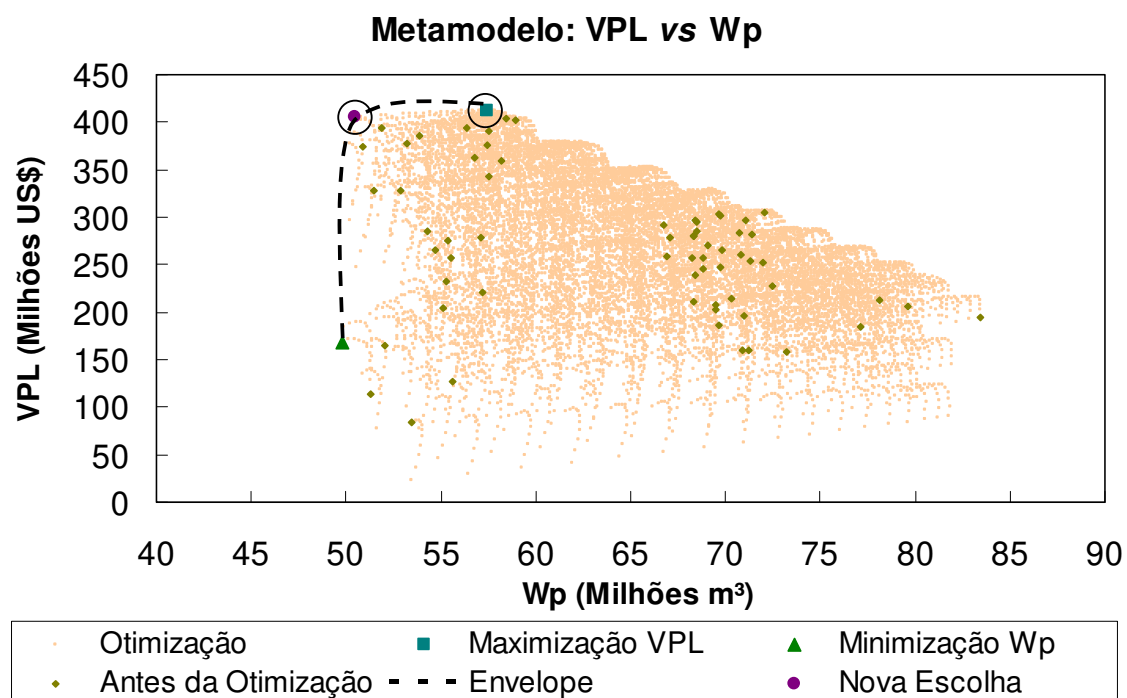


Figura 6.24: Área varrida durante a fase de otimização para os indicadores VPL e Wp.

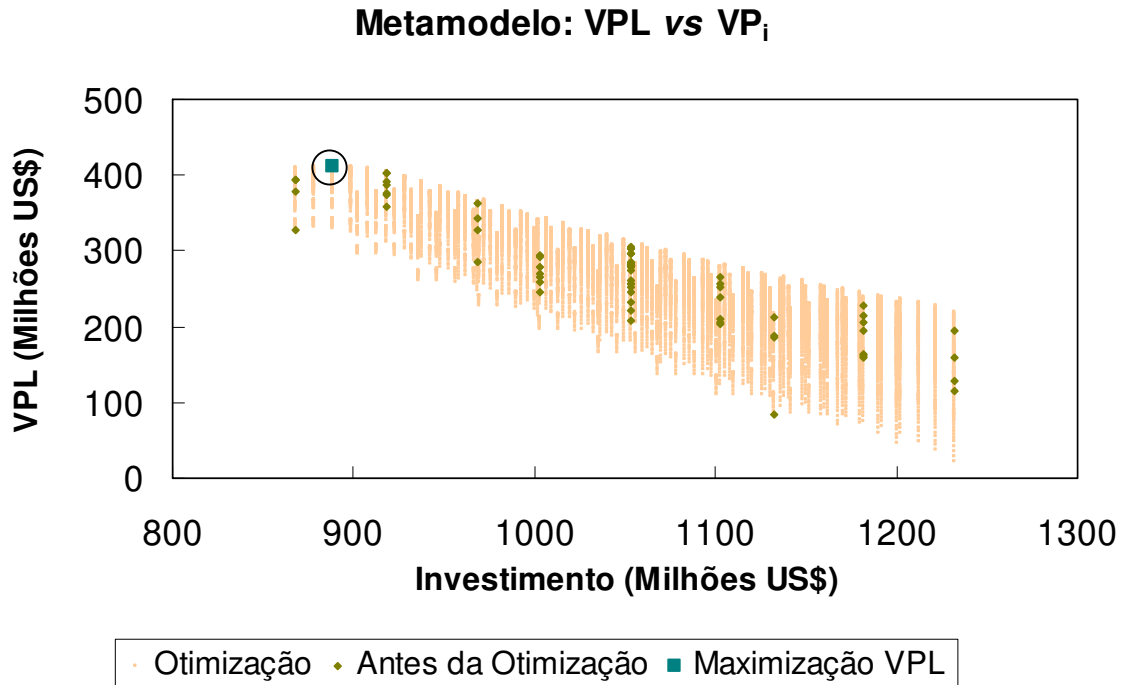


Figura 6.25: Área varrida durante a fase de otimização para os indicadores VPL e W_p .

Na Figura 6.24 observa-se que a quantidade de água produzida poderia ser diminuída sem sofrer alterações drásticas no VPL, de acordo com a estratégia da empresa. No caso acima citado, a maximização do VPL e minimização do W_p se dão em 412 milhões de dólares e 57,5 milhões de m^3 respectivamente. No caso, poder-se-ia reduzir W_p para 51 milhões de m^3 e, conseqüentemente o VPL apresentar-se-ia o valor de 404 milhões de dólares, ou seja, ocorreria uma redução no VPL de 2 % e na W_p de 11 %. E analisando a Figura 6.25 observa-se que a maximização do VPL ocorre para os menores investimentos. Desse modo, observa-se que a utilização de metamodelos contribuiu para a varredura de todo o espaço de solução, e permitiu também a alteração na estratégia de produção de acordo com as priorizações e viabilizações dos projetos. O mesmo raciocínio segue para os outros indicadores técnico-econômicos.

Capítulo 7

Conclusões e Recomendações

Este trabalho descreve uma metodologia utilizada no processo de geração de metamodelos para os indicadores técnico-econômicos de campos de petróleo, com aplicação na seleção de estratégia de produção e na construção das curvas de produção de óleo e água. Como o objetivo principal era verificar se metamodelos eram aplicados neste tipo de processo, foram utilizados inicialmente apenas 5 parâmetros: número de poços, camadas de completação dos produtores e injetores, capacidade de produção de óleo e injeção de água e cronograma de entrada de poços. Inicialmente foi construído um modelo sintético para que pudesse ser utilizado para a geração de metamodelos. Para a geração dos metamodelos foi utilizada a metodologia do planejamento estatístico e da superfície de resposta.

7.1. Conclusões

Devido à inexistência de trabalhos na literatura que envolvam a aplicação de metamodelos na seleção de estratégia de produção e na construção das curvas de produção de óleo e água, foi necessário inicialmente fazer um estudo aplicando a metodologia envolvida e verificar a sua eficácia no caso estudado. O estudo permitiu as seguintes conclusões:

- Utilizando planejamento estatístico do tipo *Plackett-Burman* foi possível identificar quais parâmetros apresentavam maior impacto nas variáveis de respostas estudadas; isso foi feito através da verificação de quais eram estatisticamente significativas.

- A vantagem deste tipo de planejamento em relação a outras técnicas, como por exemplo, a análise de sensibilidade, é que se pode verificar e quantificar efeitos sinérgicos e antagônicos entre as variáveis de interesse.
- A metodologia utilizada para criação de metamodelos foi a de superfície de resposta. Para otimizar as funções-objetivo geradas utilizou-se um método de busca exaustiva (algoritmo desenvolvido no MatLab).
- Para o caso testado, os resultados obtidos permitiram concluir que os metamodelos são eficazes no processo de substituição do simulador de fluxo para a seleção de estratégias de produção e para a construção das curvas de produção de óleo e água.
- Como os metamodelos gerados são aproximações de simulações, o procedimento que deve ser adotado é usar o processo de otimização com metamodelos como etapa inicial do processo total, usando as soluções encontradas como estratégias iniciais a serem testadas com o simulador.
- O uso de metamodelos para a construção das curvas de produção de óleo e água permitiu uma integração dos resultados gerados pelos metamodelos com avaliação econômica. Esse estudo embora apresentasse precisão menor do que a geração de indicadores diretamente, mostrou-se uma ferramenta importante pois permite o uso em outras aplicações sem a necessidade de gerar novamente os metamodelos, acarretando assim, uma redução significativa no número de simulações e conseqüentemente no tempo utilizado na geração dos metamodelos.
- A principal contribuição deste trabalho foi a de mostrar que metamodelos podem ser utilizados no processo de seleção de estratégia de produção, trazendo uma opção adicional do processo de análise de decisão ligada ao desenvolvimento de campos de petróleo.

7.2. Recomendações

A metodologia utilizada nesta dissertação possui uma estrutura bastante flexível. Ela pode ser adaptada e complementada de modo a expandir o seu conteúdo e melhorar a qualidade na definição de estratégias de produção, construção de curvas de produção e avaliação econômica de

campos de petróleo. Com isso, algumas recomendações para trabalhos futuros nesta linha de pesquisa são apresentados a seguir:

- Utilização de um maior número de parâmetros no processo de geração de metamodelos
- Estudar outros métodos de obtenção da superfície de resposta (metamodelos), além do planejamento estatístico, tais como, inteligência artificial e redes neurais.
- Fazer a otimização usando um algoritmo genético, simulação e metamodelo (tanto para o caso dos indicadores gerados diretamente quanto os gerados indiretamente) e comparar os resultados.
- Aplicar a metodologia a modelos mais complexos e verificar se a metodologia se mantém eficaz.
- Integrar o processo estudado com um processo de otimização híbrido que usa metamodelos para a parte de otimização que necessita de mais simulações e simulação numérica para validar os metamodelos e para ser utilizado na parte final do processo para dar confiabilidade ao processo.

Referências Bibliográficas

Alessio, L., Coca, S. e Bourdon, L. *Experimental Design as a Framework for Multiple Realisation History Matching: F6 Further Development Studies*. SPE 93164. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 5-7 Abril, 2005.

Barros, N. B., Scarminio, I. S., Bruns, R. E. *Como fazer Experimentos: Pesquisa e Desenvolvimento na Ciência e na Indústria*. Campinas: Editora Unicamp. 2001, 401p.

Box, G. P. G., Hunter, W. G., Hunter, J. S. *Statistics for Experimenters: An Introduction to Design, Data Analysis and Model Building*. United States of America: John Wiley & Sons, 1978, 653 p.

Box, G. E. P., and Wilson, K. B. *On the Experimental Attainment of Optimum Conditions*. Journal of the Royal Statistical Society, Series B, v. 13, n. 1, p. 1-45, 1951.

Cheong, Y. P. e Gupta, R., *Experimental Design and Analysis Methods for Assessing Volumetric Uncertainties*. SPE 80537. SPE Journal, v. 10, n. 3, p. 324 – 335, Setembro, 2005.

Corre, B., Thore, P., Feraudy, V., Vincent, G., *Integrated Uncertainty Assessment for Project Evaluation and Risk Analysis*. SPE 65205. SPE European Petroleum Conference, Paris, France, 24-25 Outubro, 2000.

Corrie, R.D. e Inemaka, S.A. *An Analytical Solution to Estimate the Optimum Number of Development Wells to Achieve Maximum Economical Return*. SPE 71431. Annual

Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, U.S.A., 30 Setembro-3 Outubro, 2001.

Cullick, A. S., Heath, D., Narayanan, K., April, J. e Kelly, J. *Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy with Reduced Risk*. SPE: 84239. Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, U.S.A., 5-8 Outubro, 2003.

Dake, L. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Netherlands: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978, 443p.

Damsleth, E., Hage, A., Hydro, N., e Volden, R. *Maximum Information at Minimum Cost: A North Sea Field Development Study using Experimental Design*. SPE 23139. Offshore Europe Conference, Aberdeen, Scotland, 3-6 Setembro, 1991.

Dejean, J. P., Blanc, G., *Managing Uncertainties on Production Predictions Using Integrated Statistical Methods*. SPE 56696. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, U.S.A., 3-6 Outubro, 1999.

Eide, A. L., Holden, L., Reiso, E. e Aanonsen, S. I. *Automatic History Matching by use of Response Surfaces and Experimental Design*. In: 4th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Røros, Norway, 7-10 Junho, 1994.

Fanchi, John R. *Principles of applied reservoir simulation*. United States of America: British Library, 2001, 355p.

Güyağüler, B., Horne R. N., Rogers, L. e Rosenzweig, J. J. *Optimization of Well Placement in a Gulf of Mexico Waterflooding Project*. SPE 63221. Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4 Outubro, 2000.

Hazlett, R. D., e Babu, D. K. *Optimal Well Placement in Heterogeneous Reservoirs Via Semi-Analytic Modeling*. SPE 84281. Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, U.S.A., 5-8 Outubro, 2003.

- Kuhnen, O. L. *Matemática Financeira Aplicada e Análise de Investimentos*. 2ª ed. São Paulo: Editora Atlas, 1996.
- Machado, Augusto André Vieira. *Análise de Sensibilidade Aplicada a Ajuste de Histórico de Produção Usando PVM*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 70p. Dissertação (Mestrado).
- Madeira, M. G. *Comparação de Técnicas de Análise de Risco Aplicadas ao desenvolvimento de Campos de Petróleo*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 132 p. Dissertação (Mestrado).
- Manceau, E., Mezghani, M., Mezghani, I. Z. e Roggero, F. *Combination of Experimental Design and Joint Modeling Methods for Quantifying the Risk Associated with Deterministic and Stochastic Uncertainties – An Integrated Test Study*. SPE 71620. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, U.S.A., 30 Setembro-3 Outubro, 2001.
- Mezzomo, C. C., Schiozer, D. J. *Field Development Planning Optimization Using Reservoir Simulation*. In: Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, 5-6 Novembro, 2002.
- Mezzomo, Cristina C. *Seleção de Projetos de Desenvolvimento Integrada a Análise de Riscos*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 175p. Tese (Doutorado).
- Montgomery, D. C. *Design and Analysis of Experiments*. United States of America: John Wiley & Sons, Inc, 2005, 643p.

- Moreno, R. B. Z. L. e Schiozer, D. J. *Use of Well Performance Parameters to Optimize Oil Field Recovery*. Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, 5-6 de Novembro, 2002.
- Myers, R. H., Montgomery, D. C. *Response Surface Methodology*. United States of America: John Wiley & Sons, Inc. Canadá. 2002, 798p.
- Nakajima, L. *Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 128 p. Dissertação (Mestrado).
- Narahara, G. M., Spokes, J. J., Brennan, D. D., Maxwell, G. e Bast, M. *Incorporating Uncertainties in Well-Count Optimization With Experimental Design for the Deepwater Agbami Field*. SPE 91012. SPE Annual Technical Conference e Exhibition, Houston, Texas, U.S.A., 26-29 Setembro, 2004.
- Narayanan, K., White, C. D., Lake, L. W. e Willis, B. J. *Response Surface Methods for Upscaling Heterogeneous Geologic Models*. SPE 51923. SPE Symposium on Reservoir Simulation, Houston, Texas, U.S.A., 14-17 Fevereiro, 1999.
- Neves, Fabio R., Schiozer, D. J., Suslick, S. B.: *Análise da Influência de Indicadores Econômicos e Incertezas na Escolha da Estratégia de Produção*. In: Rio Oil & Gas. Rio de Janeiro, Brasil, 4-7 Outubro, 2004.
- Newendorp, P. D., Schuyler, J. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*. Planning Press, Colorado, U.S.A., 2000.
- Özdogan, U., Horne, R. N. *Optimization of Well Placement with a History Matching Approach*. SPE 90091. Annual Technical Conference, Houston, Texas, U.S.A., 26-29 Setembro, 2004.

- Pedroso Jr., C. *Otimização de Locações de Poços usando Simulação Numérica de Reservatórios*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999, 125p. Dissertação (Mestrado).
- Peng, C.H. e Gupta, R. *Experimental Design in Deterministic Modelling: Assessing Significant Uncertainties*. SPE 80537. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Jakarta, Indonesia, 9-11 Setembro, 2003.
- Portella, R. C. M., Salomão, M. C., Blauth, M. e Duarte, R. L. B. *Uncertainty Quantification to Evaluate the Value of Information in a Deepwater Reservoir*. SPE 79707. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, U.S.A., 3-5 Fevereiro, 2003.
- Prado, R. P. S. *Comparação entre Estratégias de Produção Utilizando Poços Verticais e Horizontais*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 123p. Dissertação (Mestrado).
- Puccini, A. L. *Matemática Financeira Objetiva e Aplicada*. 6ª ed. São Paulo: Saraiva, 2000.
- Reis, L. C. *Risk Analysis With History Matching Using Experimental Design or Artificial Neural Networks*. SPE 100255. SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, 12-15 Junho, 2006.
- Risso, V. F. *Ajuste de Histórico Utilizando Planejamento Estatístico e Combinação de Dados de Produção, Pressão e Mapas de Saturação*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 263 p. Tese (Doutorado).
- Risso, V. F., Risso, F. V. A. e Schiozer, D. J. *Ajuste de Histórico de Campos de Petróleo Utilizando a Metodologia do Planejamento Estatístico*. In: XXVII CILAMCE. Belém, Pará, Brasil, p.03-06 Setembro, 2006.

- Risso, F. V. A., Risso, V. F. e Schiozer, D. J. *Risk Assessment of Oil Fields using Proxy Models: A Case Study*. In: 8th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 12-14 Junho, 2007.
- Risso, F. V. A., Risso, V. F., Schiozer, D. J.: *Aplicação de Planejamento Estatístico e Metamodelos na análise de Risco de Campos de Petróleo*. In: Rio Oil and Gás. Rio de Janeiro, Brasil, 11-14 Setembro, 2006.
- Rodrigues, M. I. e Iemma, A. F. *Planejamento de Experimentos e Otimização de Processos: Uma Estratégia Seqüencial de Planejamentos*. Campinas: Casa do Pão, 2005, 326p.
- Rosa, A. J., Carvalho, R. S. e Xavier, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, Petrobras, 2006, 832p.
- Schiozer, D. J. *Fundamentos de Simulação Numérica de Reservatórios*. 56f. Apostila do curso de Simulação Numérica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas – SP. 2005.
- Schiozer, D. J., Ligerio, E. L., Suslick, S. B., Costa, A. P. A. e Santos, J. A. M. *Use of Representative Models in the Integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition*. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 44, n. 1-2, p. 131-141, Outubro, 2004.
- Stermole, F.J. e Stermole, J.M. *Economic Evaluation and Investment Decision*. 6^a ed. Golden, Colorado: Investment Evaluation Corporation, 1984.
- Thomas, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência/Petrobras, 2001, 271 p.

- Túpac Valdivia, Y. J. *Sistema Inteligente de Otimização de Alternativas de Desenvolvimento de Campos Petrolíferos*. Rio de Janeiro: Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2005. 163p. Tese (Doutorado).
- Tyler, K., Sansdalen, L., Maeland, J.O., Aasen, J.O., Siring, F., and Barbieri, M., *Integrated Stochastic Modelling in Reservoir Evaluation for Project Evaluation and Risk Assessment*. SPE 36706. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, U.S.A., 6-9 Outubro, 1996.
- Van Elk, J.F., Guerrero, L., Vijayan, K. E. e Gupta, R. *Improved Uncertainty management in field Development studies through the application of the Experimental Design Method Realisations Approach*. SPE 64462. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, U.S.A., 1-4 Outubro, 2000.
- Venkataraman, R., *Application of the Method of Experimental Design to Quantify Uncertainty in Production Profiles*. SPE 59422. SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, Yokohama, Japan, 25-26 Abril, 2000.
- Vieira Sobrinho, J. D. *Matemática financeira*. 7ª Ed. São Paulo: Atlas, 2000.
- Weston, J. F., Brigham, E. F. *Fundamentos da Administração Financeira*. São Paulo: Editora Makron Books, 2000.
- White, C. D. e Royer, S.A., *Experimental Design as a Framework for Reservoir Studies*. SPE 79676. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, U.S.A., 3-5 Fevereiro, 2003.
- Xavier, A. M. *Análise do Valor da Informação na Avaliação e desenvolvimento de Campos de Petróleo*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 159 p. Dissertação (Mestrado).

Sugestão - site da ANP (Agência Nacional do Petróleo) com a definição de termos técnicos:

<http://www.anp.gov.br/glossario>.

Anexos I

Metamodelos gerados para as curvas de produção de óleo

$$\begin{aligned} t_1 = & 705,900 + 35,988.(A1) + 19,827.(A1^2) + 3,456.(A2) + 6,402.(A2^2) + 94,156.A3 - \\ & 17,581.(A3^2) - 4,362.A4 + 4,894.(A4^2) + 136,688.A5 - 123,223.(A5^2) - 10,150.A1.A2 + \\ & 21,650.A1.A3 - 5,975.A1.A4 + 14,125.A1.A5 + 3,100.A2.A3 - 4,175.A2.A4 - 5,100.A2.A5 + \\ & 11,875.A3.A4 - 60,700.A3.A5 - 7,325.A4.A5. \end{aligned} \quad \text{I.1}$$

$$\begin{aligned} t_p = & 753,600 + 211,319.(A1) - 250,140.(A1^2) + 35,306.(A2) - 106,623.(A2^2) - \\ & 711,050.A3 + 132,902.(A3^2) + 255,406.A4 - 234,506.(A4^2) - 76,594.A5 + 26,260.(A5^2) + \\ & 35,125.A1.A2 - 78,450.A1.A3 + 230,375.A1.A4 + 4,675.A1.A5 - 12,475.A2.A3 + \\ & 26350.A2.A4 + 31,225.A2.A5 - 26,325.A3.A4 + 72,450.A3.A5 + 23,325.A4.A5. \end{aligned} \quad \text{I.2}$$

$$\begin{aligned} Q_o = & 11000,00 + 411,19.(A1) - 426,31.(A1^2) + 11,75.(A2) - 46,90.(A2^2) + \\ & 2037,63.A3 - 740,40.(A3^2) + 556,13.A4 - 522,90.(A4^2) - 84,19.A5 + \\ & 108,19.(A5^2) + 0,00.A1.A2 + 654,50.A1.A3 + 248,50.A1.A4 + 227,75.A1.A5 + \\ & 34,25.A2.A3 - 12,75.A2.A4 + 0,00.A2.A5 + 799,50.A3.A4 - 80,25.A3.A5 + \\ & 28,75.A4.A5. \end{aligned} \quad \text{I.3}$$

$$C_o = 6,76600 + 0,36824.(A1) - 1,61222.(A1^2) - 0,04054.(A2) - 0,62968.(A2^2) - 0,61774.A3 - 1,11466.(A3^2) + 0,96396.A4 - 1,11594.(A4^2) - 0,09105.A5 - 0,37970.(A5^2) + 0,05638.A1.A2 + 0,67253.A1.A3 + 0,79878.A1.A4 + 0,26698.A1.A5 - 0,00605.A2.A3 + 0,11720.A2.A4 + 0,21998.A2.A5 + 0,65203.A3.A4 - 0,10538.A3.A5 + 0,20783.A4.A5. \quad I.4$$

$$Q_{o,min} = 750,769 - 200,393.(A1) + 101,781.(A1^2) + 2,911.(A2) + 2,518.(A2^2) - 19,577.A3 + 25,228.(A3^2) - 183,661.A4 + 177,697.(A4^2) + 1,259.A5 - 20,439.(A5^2) - 20,897.A1.A2 - 0,071.A1.A3 - 121,161.A1.A4 - 27,059.A1.A5 - 27,325.A2.A3 - 5,606.A2.A4 + 85,452.A2.A5 - 0,492.A3.A4 + 0,922.A3.A5 - 4,945.A4.A5. \quad I.5$$

Tabela I.1: Planejamento *Box-Behnken* para as FO geradas para curva de produção de óleo.

Sim	Numero Poços	Cam	Capacidade (m³/d)		Crono	Funções-Objetivo – Metamodelos					
						Curva de produção de óleo					
			Prod	Inj		t ₁ (Dias)	t ₂ (Dias)	t _p (d) (Dias)	Q _o (m³/d)	C _o	Q _{o,min} (m³/d)
1	12 P/10 I	1 P/10 I	11000	17000	2 P/1 I	761.42	1440.01	678.59	10950	4.91	648
2	8 P/6 I	3 P/8 I	11000	17000	2 P/1 I	682.54	867.87	185.34	10104	4.25	1090
3	12 P/10 I	3 P/8 I	11000	17000	2 P/1 I	774.81	1312.54	537.73	10926	4.88	717
4	8 P/6 I	1 P/10 I	11000	17000	2 P/1 I	709.75	895.45	185.70	10127	4.06	1105
5	10 P/8 I	2 P/9 I	14000	21000	2 P/1 I	794.88	964.91	170.03	13130	5.53	734
6	10 P/8 I	2 P/9 I	8000	13000	2 P/1 I	615.29	1696.61	1081.31	7942	4.84	1178
7	10 P/8 I	2 P/9 I	14000	13000	2 P/1 I	779.86	779.86	-288.14	10419	2.30	1154
8	10 P/8 I	2 P/9 I	8000	21000	2 P/1 I	582.82	2227.60	1644.78	7456	5.47	760
9	10 P/8 I	1 P/10 I	11000	17000	3 P/1 I	724.12	1387.30	663.18	10989	5.85	814
10	10 P/8 I	3 P/8 I	11000	17000	1 P/1 I	443.84	1189.59	745.75	11134	6.11	745
11	10 P/8 I	1 P/10 I	11000	17000	1 P/1 I	460.95	1214.86	753.91	11157	5.59	613
12	10 P/8 I	3 P/8 I	11000	17000	3 P/1 I	727.41	1257.52	530.11	10965	5.49	604
13	12 P/10 I	2 P/9 I	14000	17000	2 P/1 I	859.94	918.12	58.18	12937	4.46	644
14	8 P/6 I	2 P/9 I	8000	17000	2 P/1 I	599.65	1657.30	1057.64	8039	4.96	1124
15	12 P/10 I	2 P/9 I	8000	17000	2 P/1 I	628.33	2265.51	1637.18	7552	4.35	673
16	8 P/6 I	2 P/9 I	14000	17000	2 P/1 I	744.66	744.66	-207.56	10805	2.38	1095
17	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	21000	3 P/1 I	712.57	1460.06	747.49	11086	6.35	738

18	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	13000	1 P/1 I	447.92	837.79	389.87	10142	4.61	1133
19	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	21000	1 P/1 I	453.85	1307.88	854.03	11197	6.12	731
20	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	13000	3 P/1 I	735.95	925.98	190.03	9916	4.01	1161
21	10 P/8 I	1 P/10 I	14000	17000	2 P/1 I	795.43	887.09	91.66	12296	4.36	713
22	10 P/8 I	3 P/8 I	8000	17000	2 P/1 I	600.21	2043.36	1443.15	8198	5.67	773
23	10 P/8 I	1 P/10 I	8000	17000	2 P/1 I	600.92	2139.63	1538.71	8153	5.60	844
24	10 P/8 I	3 P/8 I	14000	17000	2 P/1 I	782.32	828.32	46.00	12204	4.45	751
25	12 P/10 I	2 P/9 I	11000	21000	2 P/1 I	756.27	1722.33	966.05	11267	6.17	622
26	8 P/6 I	2 P/9 I	11000	13000	2 P/1 I	693.02	725.63	32.60	9332	3.50	1099
27	12 P/10 I	2 P/9 I	11000	13000	2 P/1 I	776.95	776.95	-5.51	9657	2.64	1111
28	8 P/6 I	2 P/9 I	11000	21000	2 P/1 I	696.25	778.91	82.67	9947	3.83	1095
29	10 P/8 I	2 P/9 I	14000	17000	3 P/1 I	735.24	932.81	197.57	12241	4.46	744
30	10 P/8 I	2 P/9 I	8000	17000	1 P/1 I	273.55	2046.41	1772.86	8334	5.88	766
31	10 P/8 I	2 P/9 I	14000	17000	1 P/1 I	583.26	789.12	205.86	12570	4.85	739
32	10 P/8 I	2 P/9 I	8000	17000	3 P/1 I	668.33	2143.10	1474.77	8326	5.90	768
33	12 P/10 I	2 P/9 I	11000	17000	3 P/1 I	789.30	1458.43	669.12	11237	5.32	539
34	8 P/6 I	2 P/9 I	11000	17000	1 P/1 I	443.95	843.63	399.67	10583	4.76	1086
35	12 P/10 I	2 P/9 I	11000	17000	1 P/1 I	487.68	1300.64	812.96	10950	4.97	633
36	8 P/6 I	2 P/9 I	11000	17000	3 P/1 I	689.08	926.21	237.13	9959	4.05	1099
37	10 P/8 I	1 P/10 I	11000	21000	2 P/1 I	712.11	1441.65	729.53	10985	6.06	739
38	10 P/8 I	3 P/8 I	11000	13000	2 P/1 I	713.93	862.04	148.11	9850	4.21	1137
39	10 P/8 I	1 P/10 I	11000	13000	2 P/1 I	729.19	895.21	166.02	9899	3.90	1143
40	10 P/8 I	3 P/8 I	11000	21000	2 P/1 I	713.55	1319.77	606.22	10987	5.91	756
41	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	17000	2 P/1 I	705.90	1459.50	753.60	11000	6.77	751

Metamodelos gerados para as curvas de produção de água

$$\begin{aligned}
 t_{BT} = & 646,2000 - 35,7625.(A1) + 20,2833.(A1^2) + 78,1250.(A2) - 4,3167.(A2^2) - \\
 & 51,1625.A3 + 47,0333.(A3^2) - 5,4937.A4 + 3,9917.(A4^2) + 141,3563.A5 - \\
 & 41,7917.(A5^2) - 4,0750.A1.A2 + 19,1500.A1.A3 + 7,0250.A1.A4 - 22,0500.A1.A5 - \\
 & 36,3250.A2.A3 - 7,4500.A2.A4 + 28,2000.A2.A5 - 1,9000.A3.A4 - 0,4750.A3.A5 - \\
 & 11,1500.A4.A5.
 \end{aligned}
 \tag{I.6}$$

$$\begin{aligned}
t_{Q_{w,\max}} = & 4748,00 - 694,47.(A1) + 1276,47.(A1^2) - 99,74.(A2) - 18,17.(A2^2) - \\
& 106,43.A3 + 114,58.(A3^2) - 1071,84.A4 + 773,31.(A4^2) + 60,69.A5 + \\
& 10,52.(A5^2) - 110,38.A1.A2 - 64,75.A1.A3 - 601,25.A1.A4 + 145,00.A1.A5 - \\
& 26,05.A2.A3 + 0,00.A2.A4 + 18,88.A2.A5 - 91,25.A3.A4 + 15,74.A3.A5 + \\
& 18,87.A4.A5.
\end{aligned}
\tag{I.7}$$

$$\begin{aligned}
Q_{w,\max} = & 15135,99 + 1608,73.(A1) - 1039,48.(A1^2) - 71,04.(A2) - 118,29.(A2^2) + \\
& 12,67.A3 - 143,01.(A3^2) + 1824,46.A4 - 1070,47.(A4^2) + 11,02.A5 - \\
& 106,57.(A5^2) - 38,37.A1.A2 - 8,84.A1.A3 + 1548,32.A1.A4 + 64,00.A1.A5 - \\
& 5,82.A2.A3 - 7,10.A2.A4 - 18,04.A2.A5 - 13,52.A3.A4 + 6,92.A3.A5 + \\
& 0,73.A4.A5.
\end{aligned}
\tag{I.8}$$

$$\begin{aligned}
Q_{w,\text{final}} = & 9249,23 - 1223,03.(A1) + 1324,47.(A1^2) + 118,15.(A2) + 231,34.(A2^2) - \\
& 104,57.A3 + 206,75.(A3^2) - 1127,24.A4 + 1133,55.(A4^2) - 2,32.A5 - \\
& 245,77.(A5^2) - 472,24.A1.A2 - 1,74.A1.A3 - 690,03.A1.A4 - 471,48.A1.A5 - \\
& 472,68.A2.A3 + 14,51.A2.A4 + 1414,55.A2.A5 - 1,10.A3.A4 - 0,92.A3.A5 + \\
& 7,72.A4.A5.
\end{aligned}
\tag{I.9}$$

$$\begin{aligned}
C_w = & 0,004000 + 0,000131.(A1) - 0,000410.(A1^2) + 0,000069.(A2) + 0,000006.(A2^2) + \\
& 0,000119.A3 - 0,000177.(A3^2) + 0,000488.A4 - 0,000369.(A4^2) + 0,000206.A5 - \\
& 0,000094.(A5^2) - 0,000025.A1.A2 + 0,000350.A1.A3 + 0,000400.A1.A4 - \\
& 0,000100.A1.A5 - 0,000050.A2.A3 + 0,000050.A2.A4 + 0,000000.A2.A5 + \\
& 0,000125.A3.A4 - 0,000050.A3.A5 + 0,000125.A4.A5.
\end{aligned}
\tag{I.10}$$

Tabela I.2: Planejamento *Box-Behnken* para as FO geradas para curva de produção de água.

Sim	Numero Poços	Cam	Capacidade (m^3/d)		Crono	Funções-Objetivo – Metamodelos				
						Curva de produção de água				
			Prod	Inj		t_{BT} (Dias)	$T_{Qw,max}$ (Dias)	$Q_{w,max}$ (m^3/d)	$Q_{w,final}$ (m^3/d)	C_w
1	12 P/10 I	1 P/10 I	11000	17000	2 P/1 I	700.45	5101.72	15478	9228	3.77E-03
2	8 P/6 I	3 P/8 I	11000	17000	2 P/1 I	615.73	6690.13	12402	11438	3.37E-03
3	12 P/10 I	3 P/8 I	11000	17000	2 P/1 I	552.35	5521.94	15696	9936	3.68E-03
4	8 P/6 I	1 P/10 I	11000	17000	2 P/1 I	780.13	6711.41	12337	12618	3.56E-03
5	10 P/8 I	2 P/9 I	14000	21000	2 P/1 I	638.67	4366.37	15746	9357	4.19E-03
6	10 P/8 I	2 P/9 I	8000	13000	2 P/1 I	751.98	6722.91	12072	11820	2.97E-03
7	10 P/8 I	2 P/9 I	14000	13000	2 P/1 I	653.46	6692.56	12124	11613	2.96E-03
8	10 P/8 I	2 P/9 I	8000	21000	2 P/1 I	744.79	4761.72	15748	9568	3.70E-03
9	10 P/8 I	1 P/10 I	11000	17000	3 P/1 I	847.77	4720.18	14833	10765	4.19E-03
10	10 P/8 I	3 P/8 I	11000	17000	1 P/1 I	408.81	4798.27	14953	10534	3.64E-03
11	10 P/8 I	1 P/10 I	11000	17000	1 P/1 I	508.66	4561.05	14847	7941	3.78E-03
12	10 P/8 I	3 P/8 I	11000	17000	3 P/1 I	635.12	4881.90	15011	7700	4.05E-03
13	12 P/10 I	2 P/9 I	14000	17000	2 P/1 I	645.74	5273.41	15566	9451	4.01E-03
14	8 P/6 I	2 P/9 I	8000	17000	2 P/1 I	819.59	6875.20	12323	12106	3.51E-03
15	12 P/10 I	2 P/9 I	8000	17000	2 P/1 I	709.77	5615.76	15558	9664	3.08E-03
16	8 P/6 I	2 P/9 I	14000	17000	2 P/1 I	678.97	6791.85	12366	11901	3.05E-03
17	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	21000	3 P/1 I	733.11	4539.55	15795	9015	4.36E-03
18	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	13000	1 P/1 I	461.39	6561.85	12124	11274	2.97E-03
19	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	21000	1 P/1 I	472.70	4380.41	15772	9004	3.69E-03
20	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	13000	3 P/1 I	766.40	6645.48	12145	11254	3.13E-03
21	10 P/8 I	1 P/10 I	14000	17000	2 P/1 I	679.55	4612.20	14810	9228	3.97E-03
22	10 P/8 I	3 P/8 I	8000	17000	2 P/1 I	625.63	5024.52	14927	9201	3.59E-03
23	10 P/8 I	1 P/10 I	8000	17000	2 P/1 I	854.53	4877.16	14797	10383	3.83E-03
24	10 P/8 I	3 P/8 I	14000	17000	2 P/1 I	595.95	4863.78	14964	9937	3.93E-03
25	12 P/10 I	2 P/9 I	11000	21000	2 P/1 I	636.24	4430.22	18008	8667	4.24E-03
26	8 P/6 I	2 P/9 I	11000	13000	2 P/1 I	718.76	7962.84	11141	13367	3.00E-03
27	12 P/10 I	2 P/9 I	11000	13000	2 P/1 I	633.18	7776.40	11262	12301	2.46E-03
28	8 P/6 I	2 P/9 I	11000	21000	2 P/1 I	693.72	7021.65	11693	12493	3.18E-03
29	10 P/8 I	2 P/9 I	14000	17000	3 P/1 I	741.16	4843.10	14917	9102	4.00E-03
30	10 P/8 I	2 P/9 I	8000	17000	1 P/1 I	560.77	4934.58	14870	9316	3.35E-03
31	10 P/8 I	2 P/9 I	14000	17000	1 P/1 I	459.40	4690.24	14881	9109	3.69E-03
32	10 P/8 I	2 P/9 I	8000	17000	3 P/1 I	844.44	5024.48	14878	9313	3.87E-03
33	12 P/10 I	2 P/9 I	11000	17000	3 P/1 I	708.24	5546.21	15674	8631	3.73E-03

34	8 P/6 I	2 P/9 I	11000	17000	1 P/1 I	497.05	6813.77	12434	11082	3.06E-03
35	12 P/10 I	2 P/9 I	11000	17000	1 P/1 I	469.62	5134.83	15524	9579	3.52E-03
36	8 P/6 I	2 P/9 I	11000	17000	3 P/1 I	823.86	6645.15	12328	12020	3.67E-03
37	10 P/8 I	1 P/10 I	11000	21000	2 P/1 I	711.06	4331.55	15694	9620	4.24E-03
38	10 P/8 I	3 P/8 I	11000	13000	2 P/1 I	565.79	6674.72	12187	11638	3.13E-03
39	10 P/8 I	1 P/10 I	11000	13000	2 P/1 I	736.94	6475.24	12059	11845	3.17E-03
40	10 P/8 I	3 P/8 I	11000	21000	2 P/1 I	569.71	4531.03	15850	9354	4.01E-03
41	10 P/8 I	2 P/9 I	11000	17000	2 P/1 I	646.20	4748.00	15136	9249	4.00E-03

Análise de variância para as funções-objetivo de poços

Tabela I.3: Análise de Variância para as funções-objetivo de poços.

t_1

	SQ	GL	QM	F_{Calc}
Regressão	6.45E+05	20	3.23E+04	21.26
Resíduo	3.04E+04	20	1.52E+03	
Total	6.76E+05	40		

$$F_{0,95;20;20}=2,12$$

$$R^2 = 0,95$$

t_p

	SQ	GL	QM	F_{Calc}
Regressão	1.16E+07	20	5.79E+05	14.98
Resíduo	7.73E+05	20	3.87E+04	
Total	1.24E+07	40		

$$F_{0,95;20;20}=2,12$$

$$R^2 = 0,93$$

Q_o

	SQ	GL	QM	F_{Calc}
Regressão	8.52E+07	20	4.26E+06	24.74
Resíduo	3.44E+06	20	1.72E+05	
Total	8.87E+07	40		

$$F_{0,95;20;20}=2,12$$

$$R^2 = 0,96$$

C_o

	SQ	GL	QM	F_{Calc}
Regressão	4.48E+01	20	2.24E+00	2.29
Resíduo	1.96E+01	20	9.79E-01	
Total	6.44E+01	40		

$$F_{0,95;20;20}=2,12$$

$$R^2 = 0,69$$

$Q_{o,min}$

	SQ	GL	QM	F_{Calc}
Regressão	4.27E+07	20	2.14E+06	13.61
Resíduo	3.14E+06	20	1.57E+05	
Total	4.59E+07	40		

$$F_{0,95;20;20}=2,12$$

$$R^2 = 0,93$$

t_{BT}

	SQ	GL	QM	F_{Calc}
Regressão	-	-	-	-
Resíduo	-	-	-	
Total	-	-		

$$F_{0,95;20;20}=2,12$$

$$R^2 = 1$$

$t_{Qw,max}$	SQ	GL	QM	F_{Calc}
Regressão	4.46E+07	20	2.23E+06	13.74
Resíduo	3.25E+06	20	1.62E+05	
Total	4.78E+07	40		

$F_{0,95;20;20}=2,12$
 $R^2 = 0,93$

$Q_{w,max}$	SQ	GL	QM	F_{Calc}
Regressão	1.18E+08	20	5.89E+06	41.78
Resíduo	2.82E+06	20	1.41E+05	
Total	1.21E+08	40		

$F_{0,95;20;20}=2,12$
 $R^2 = 0,97$

$Q_{w,final}$	SQ	GL	QM	F_{Calc}
Regressão	7.98E+07	20	3.99E+06	6.25
Resíduo	1.28E+07	20	6.39E+05	
Total	9.26E+07	40		

$F_{0,95;20;20}=2,12$
 $R^2 = 0,86$

C_w	SQ	GL	QM	F_{Calc}
Regressão	8.08E-06	20	4.04E-07	5.50
Resíduo	1.47E-06	20	7.35E-08	
Total	9.55E-06	40		

$F_{0,95;20;20}=2,12$
 $R^2 = 0,84$

Correlação do VPL e ROI

Além disso, é interessante observar o comportamento do indicador VPL *versus* ROI. Na Figura I.1 observa-se o comportamento do VPL e ROI, e conseqüentemente a correlação desses indicadores. O valor da correlação destes é de 97,61 %. Devido a esse resultado, o indicador ROI não será incluído nas próximas análises. O critério de decisão de não incorporar esse indicador em análises futuras deve-se ao fato do ROI seguir a mesma tendência do VPL, uma vez que o esse é dependente do VPL (Equação 3.7), como discutido em capítulos anteriores.

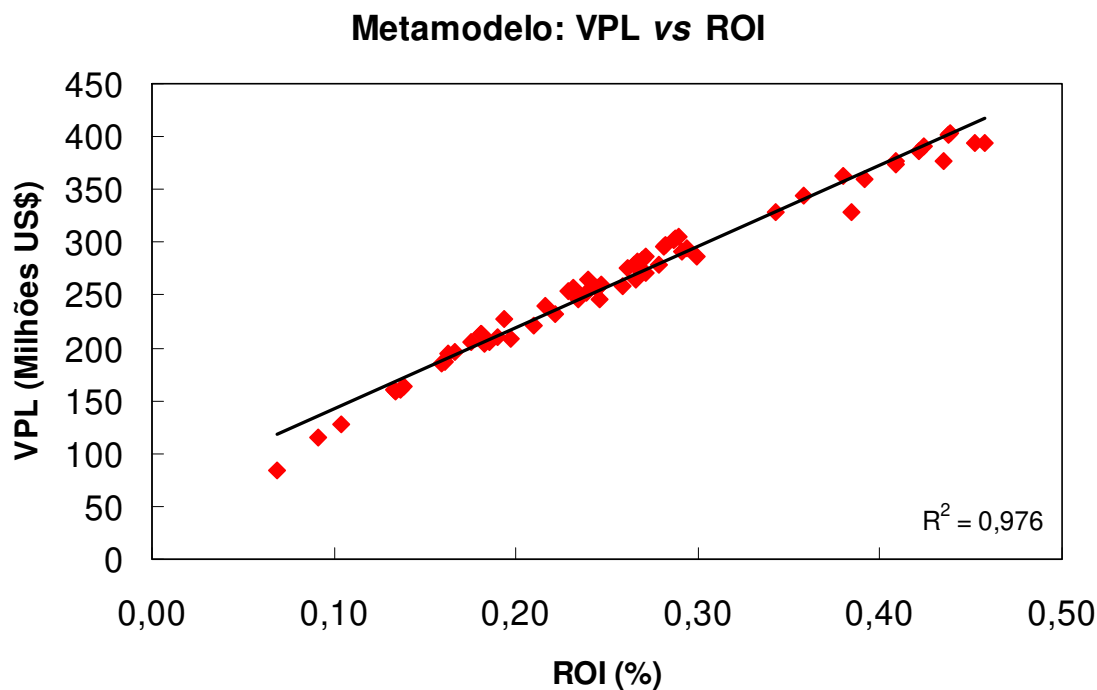


Figura I.1: Correlação do VPL e do ROI do campo.

Gráficos das curvas de produção de óleo e água para os casos estudados

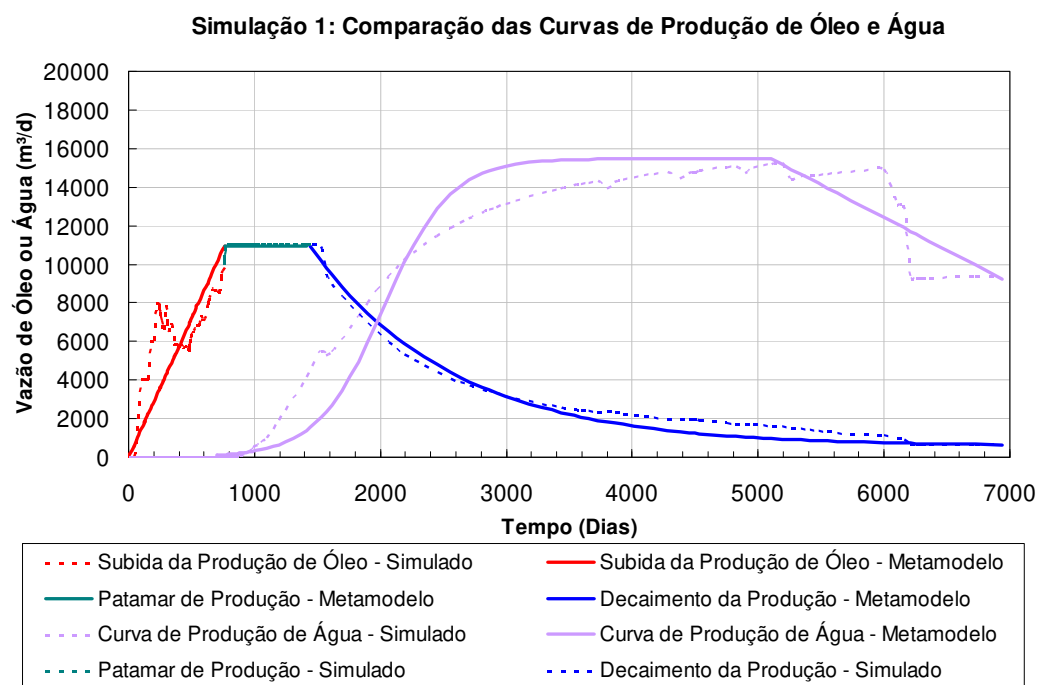


Figura I.2: Simulação 1 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 2: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

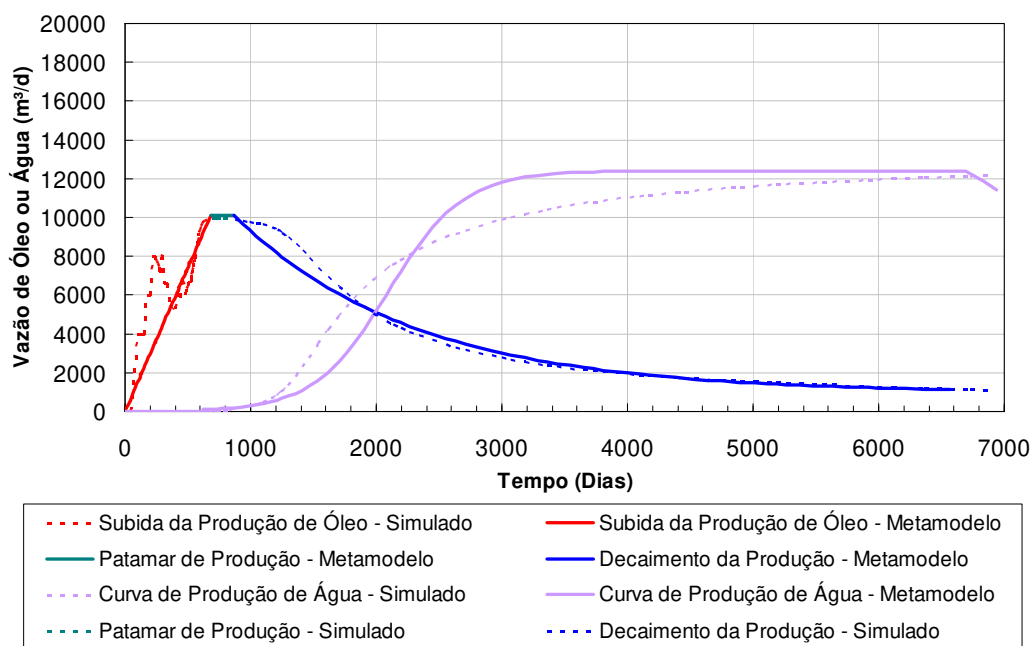


Figura I.3: Simulação 2 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 3: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

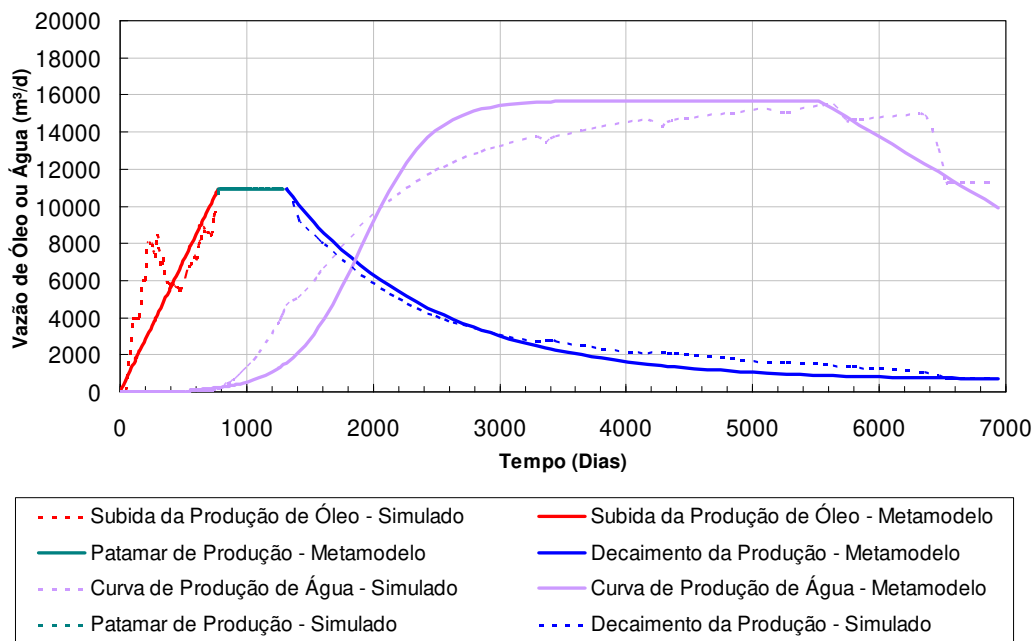


Figura I.4: Simulação 3 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 5: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

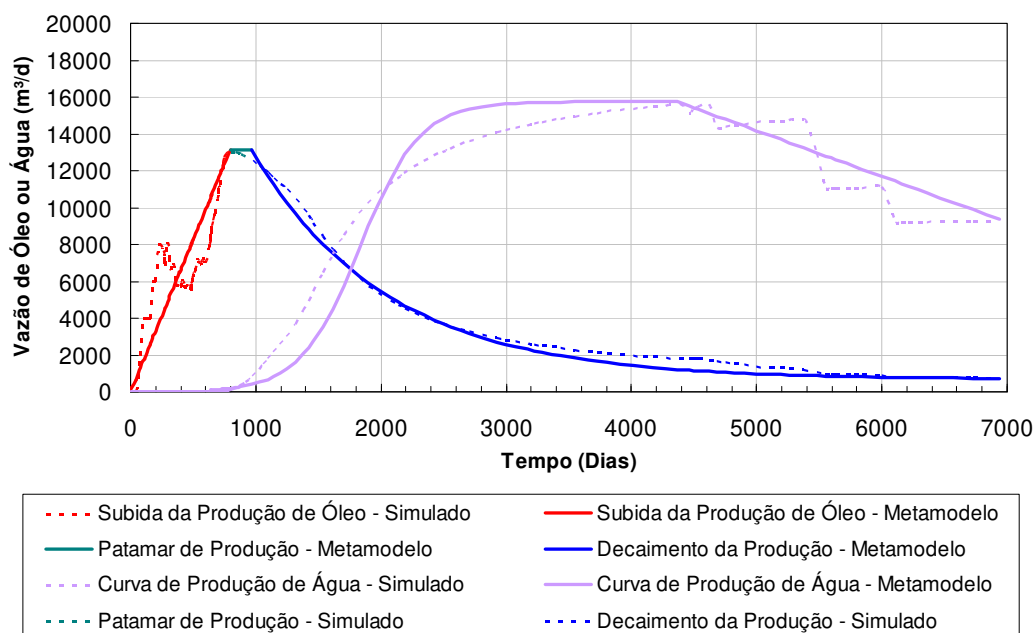


Figura I.5: Simulação 5 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 7: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

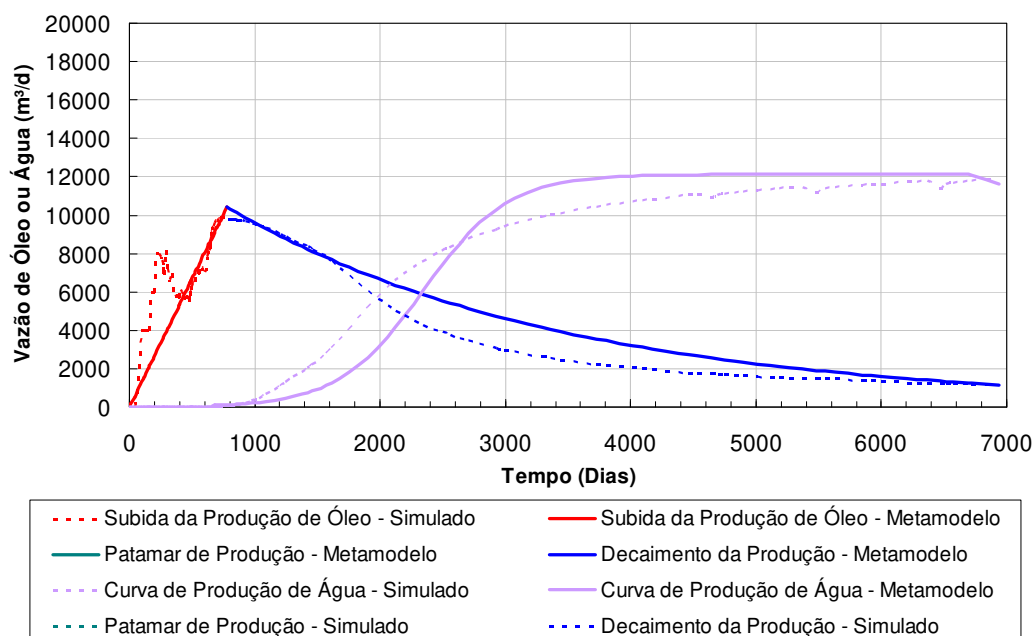


Figura I.6: Simulação 7 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 8: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

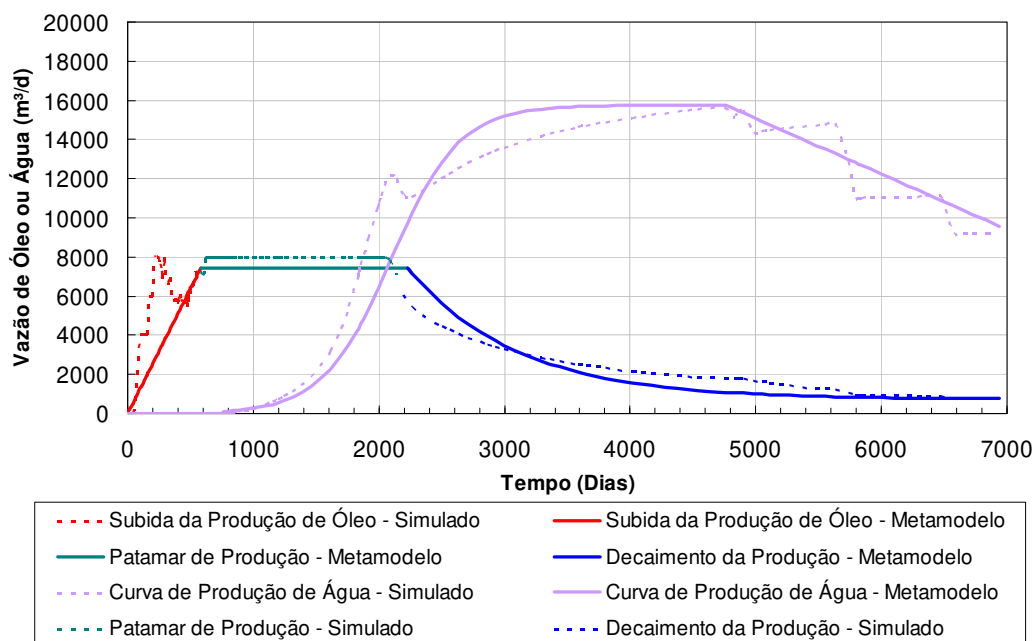


Figura I.7: Simulação 8 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 9: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

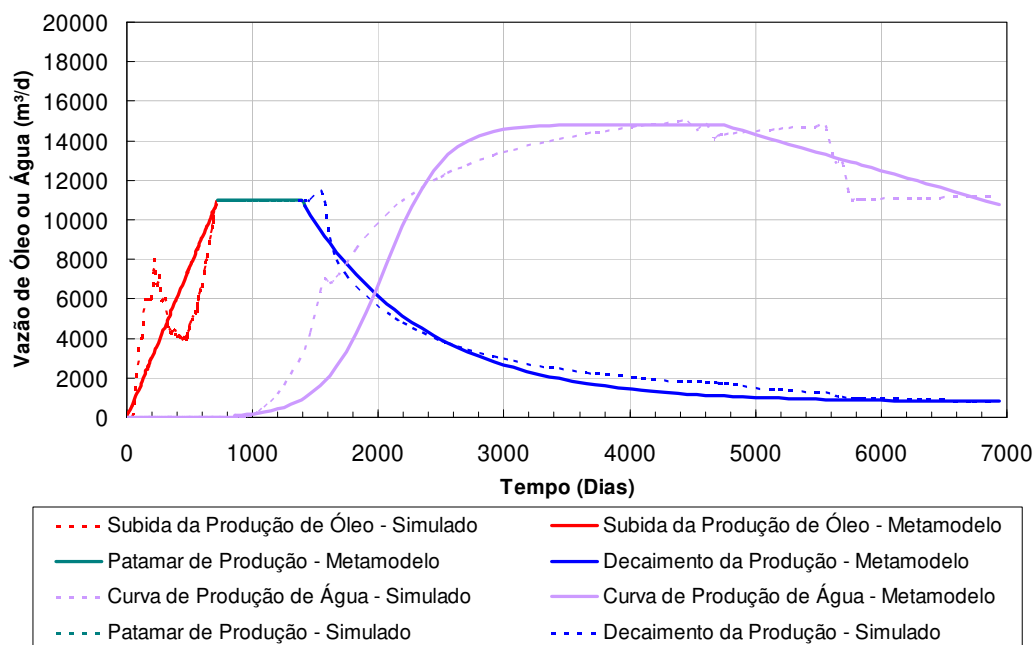


Figura I.8: Simulação 9 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 10: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

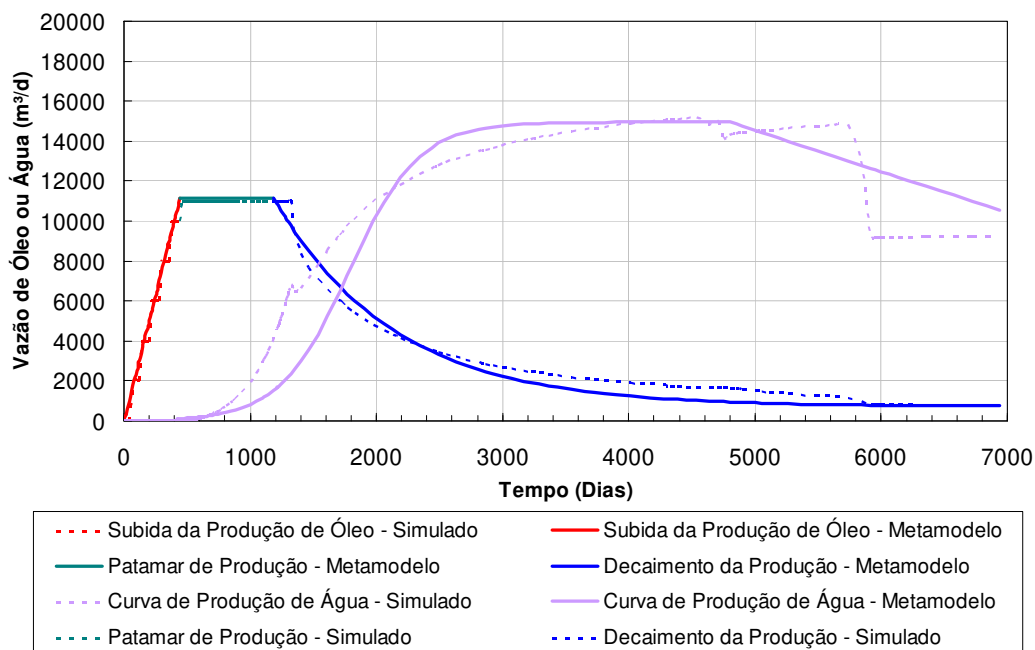


Figura I.9: Simulação 10 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 12: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

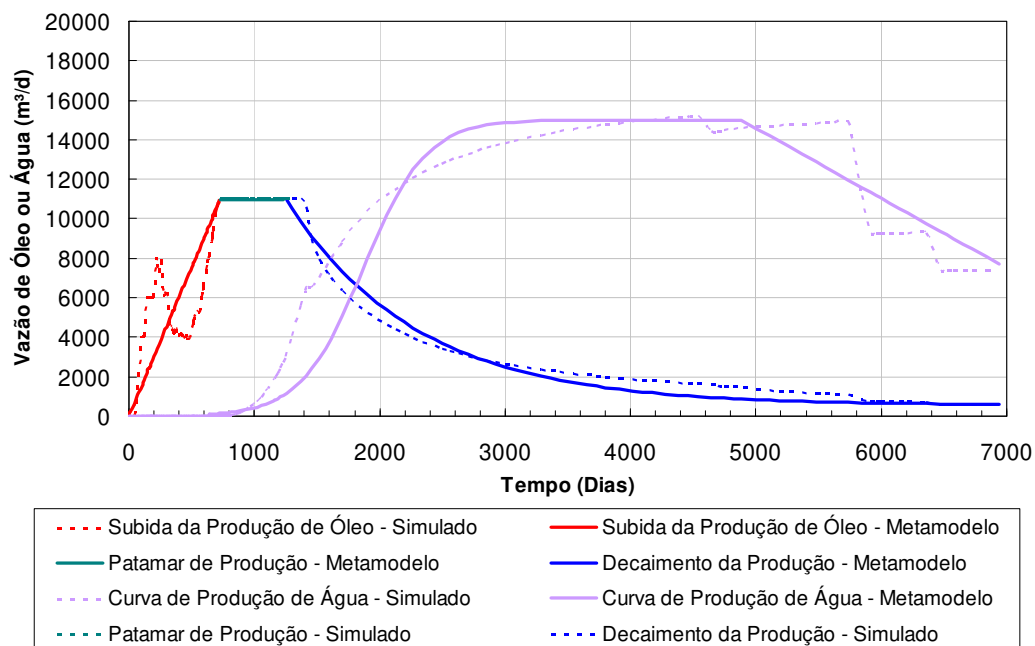


Figura I.10: Simulação 12 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 13: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

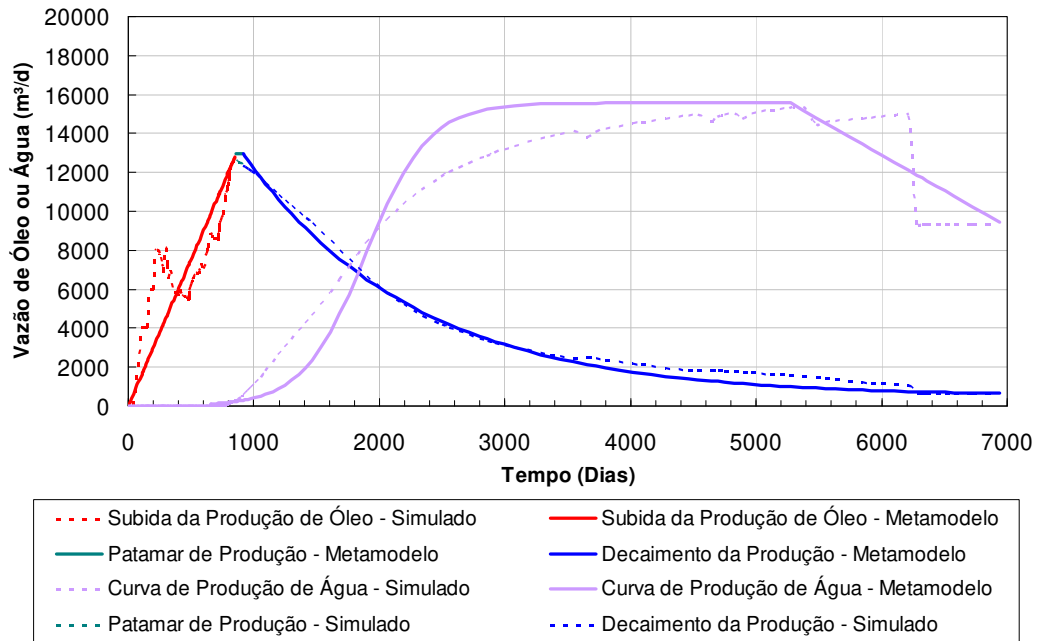


Figura I.11: Simulação 13 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 14: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

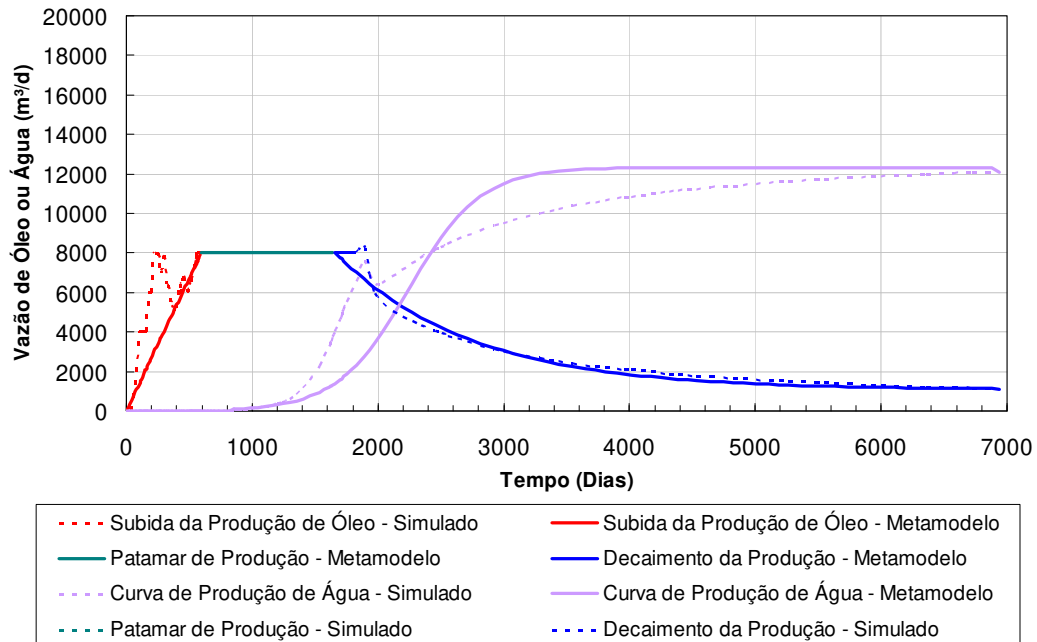


Figura I.12: Simulação 14– comparação das curvas de produção de óleo e água.

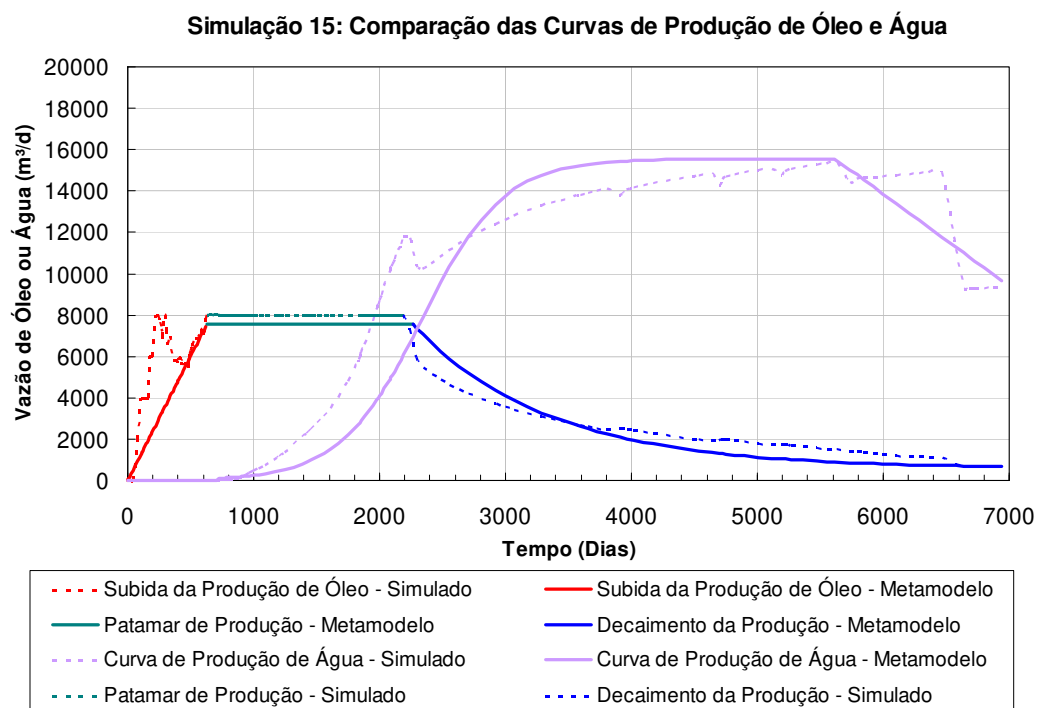


Figura I.13: Simulação 15 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

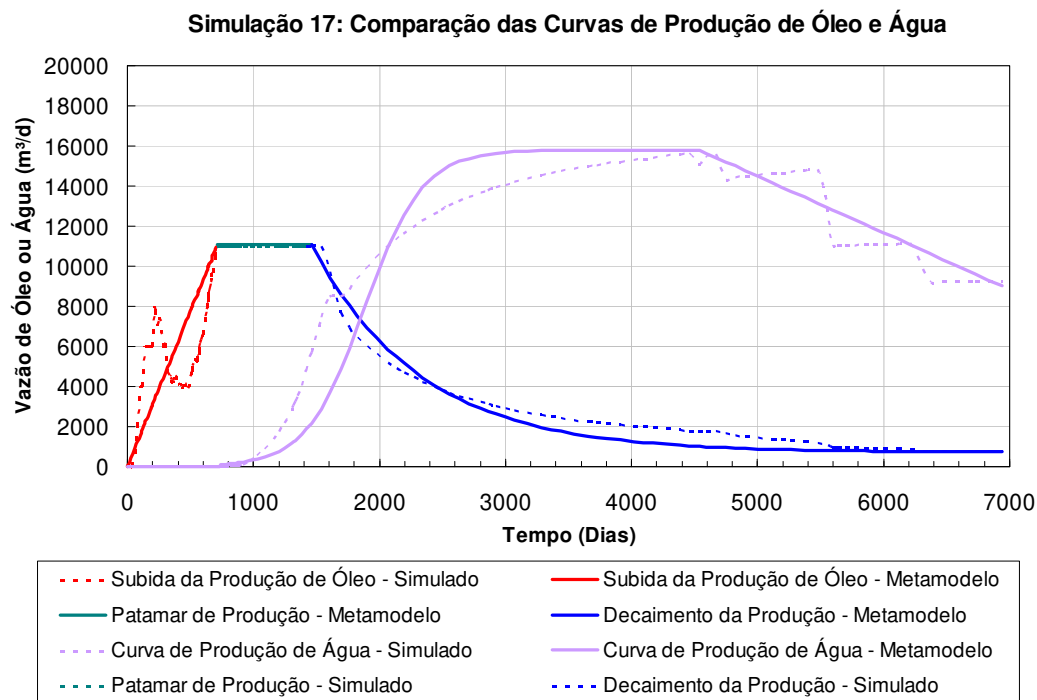


Figura I.14: Simulação 17 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

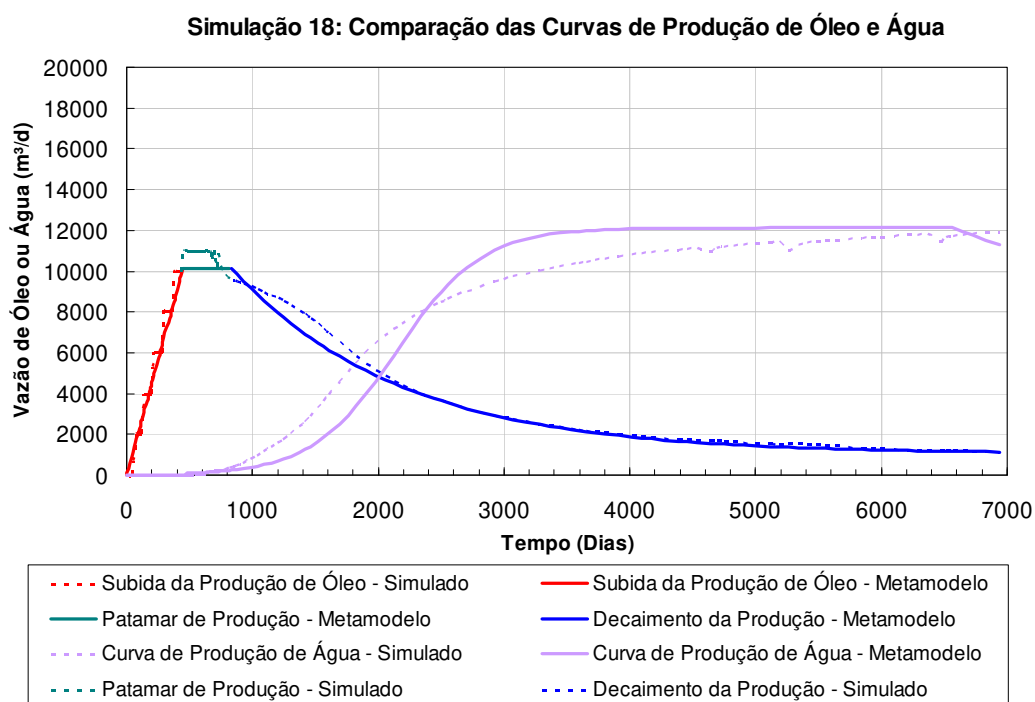


Figura I.15: Simulação 18 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

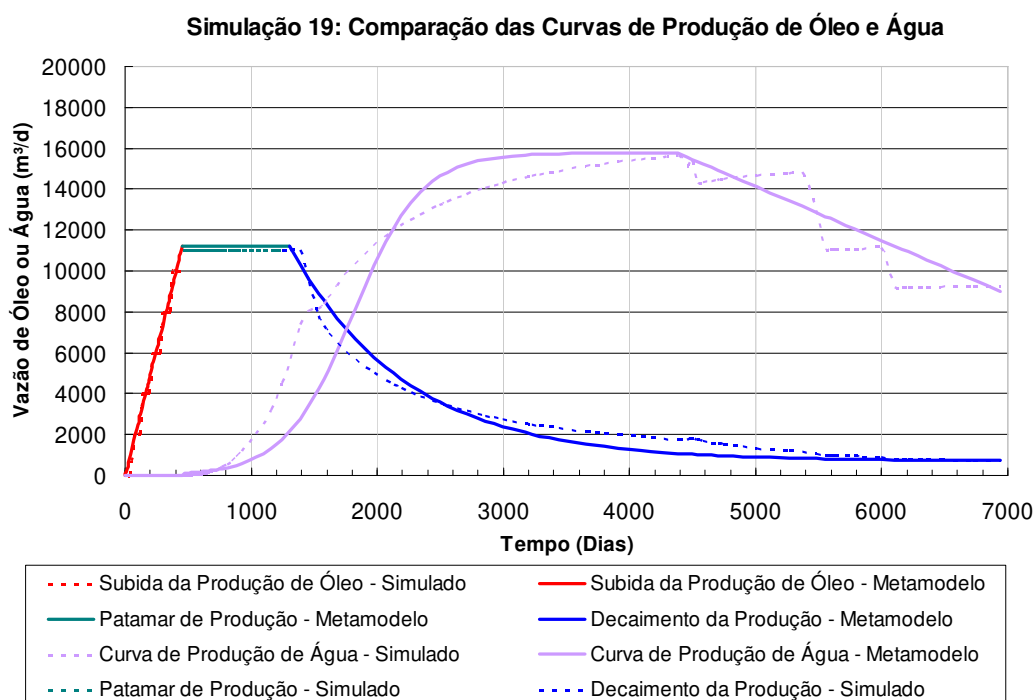


Figura I.16: Simulação 19 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 20: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

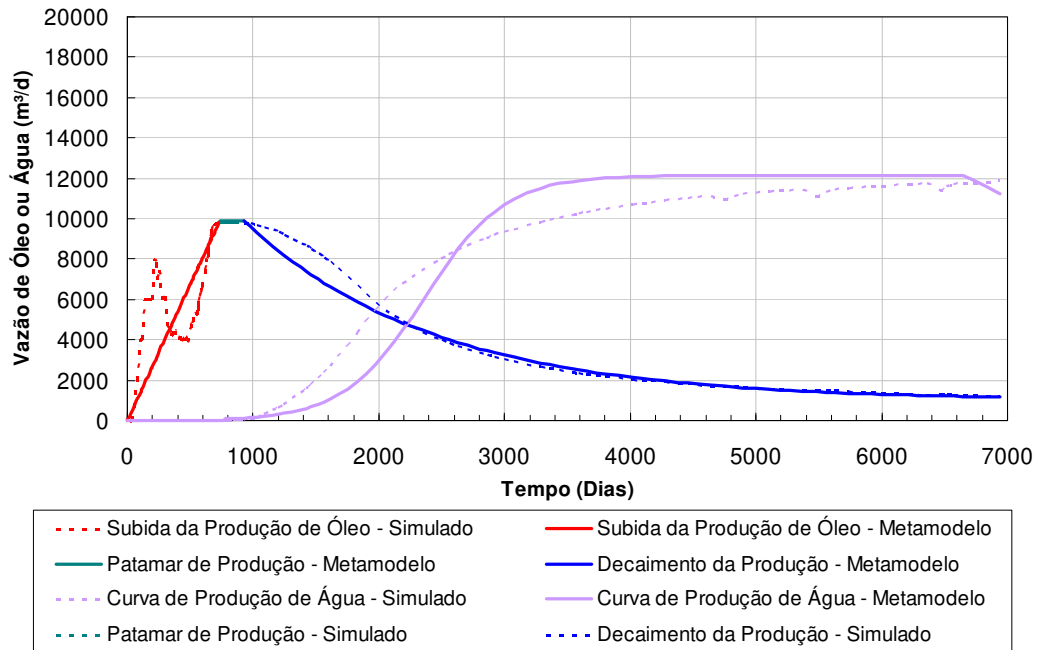


Figura I.17: Simulação 20 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 21: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

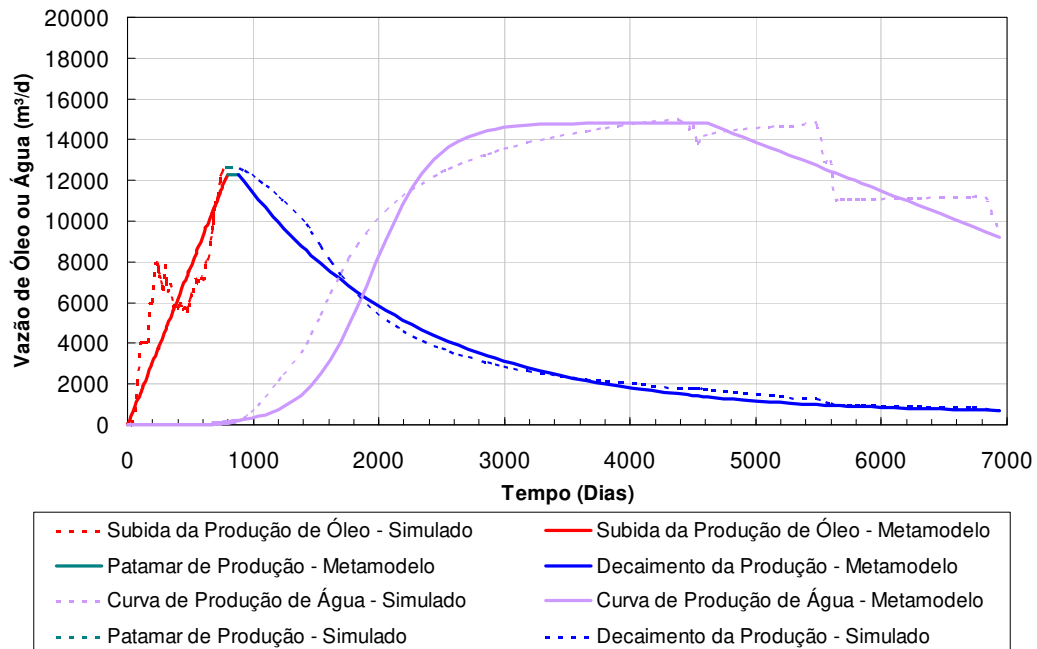


Figura I.18: Simulação 21 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

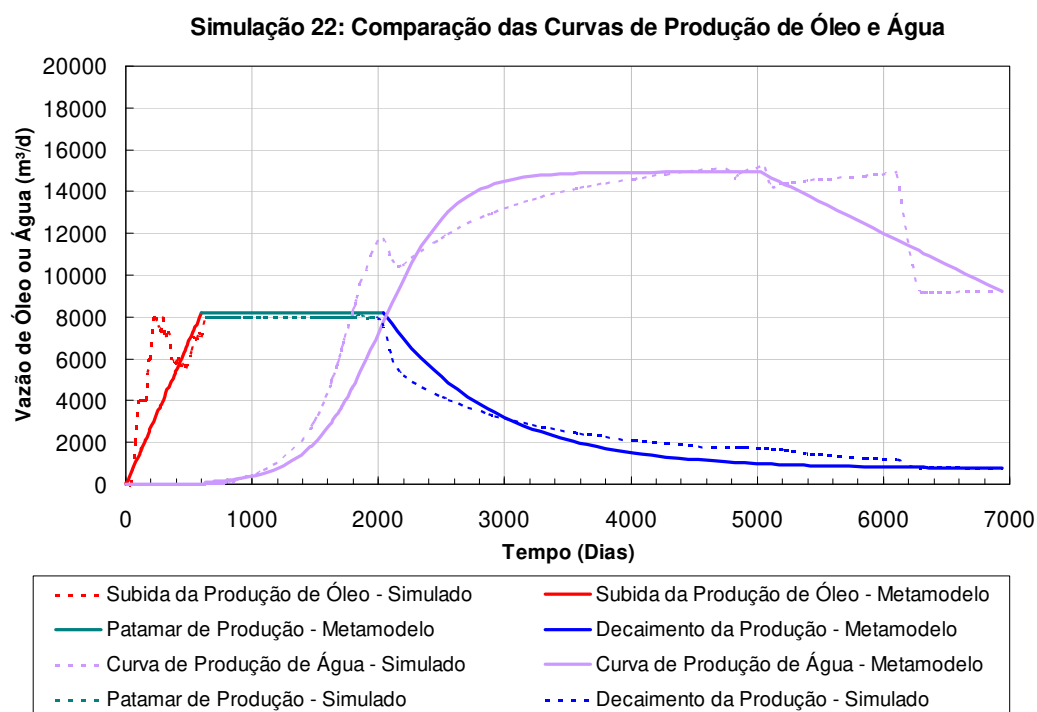


Figura I.19: Simulação 22 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

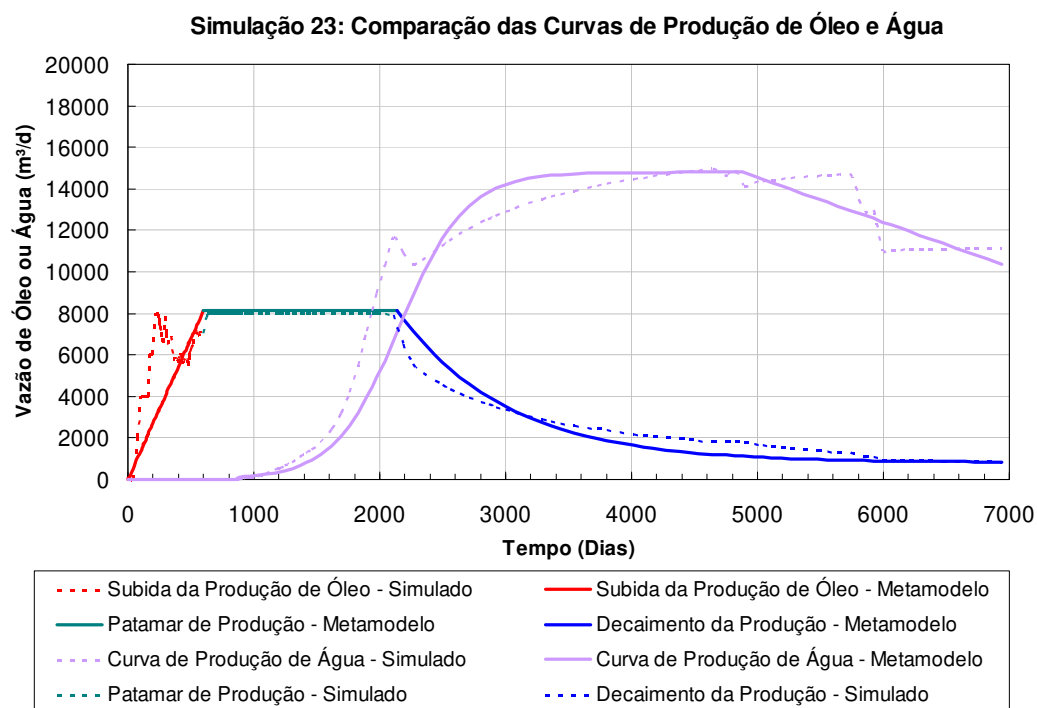


Figura I.20: Simulação 23 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 24: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

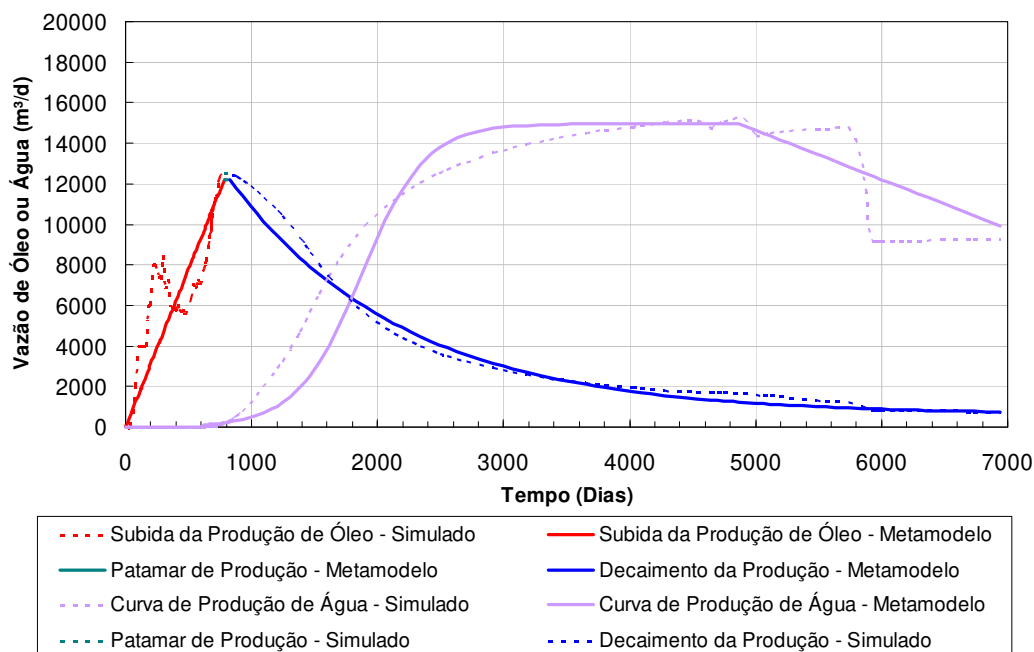


Figura I.21: Simulação 24 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 25: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

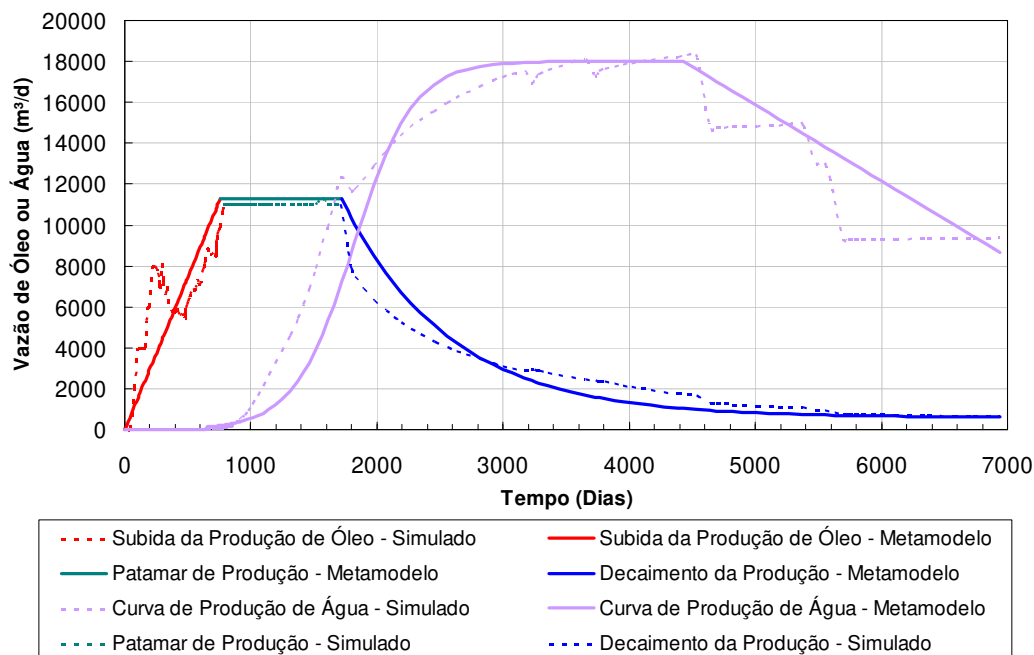


Figura I.22: Simulação 25 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

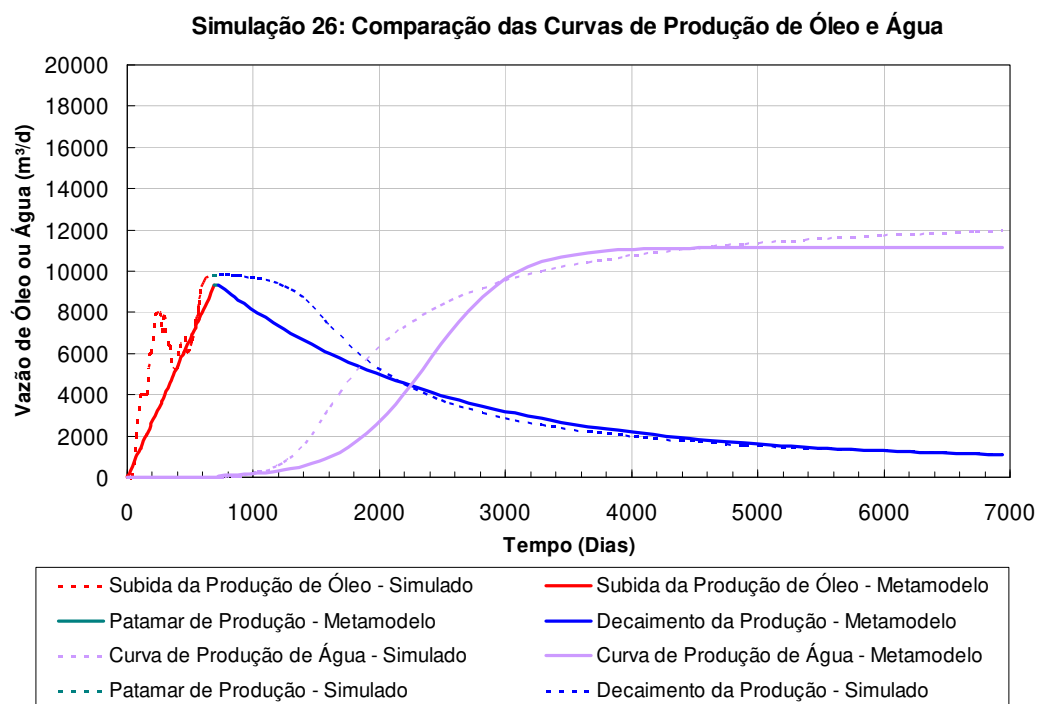


Figura I.23: Simulação 26 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

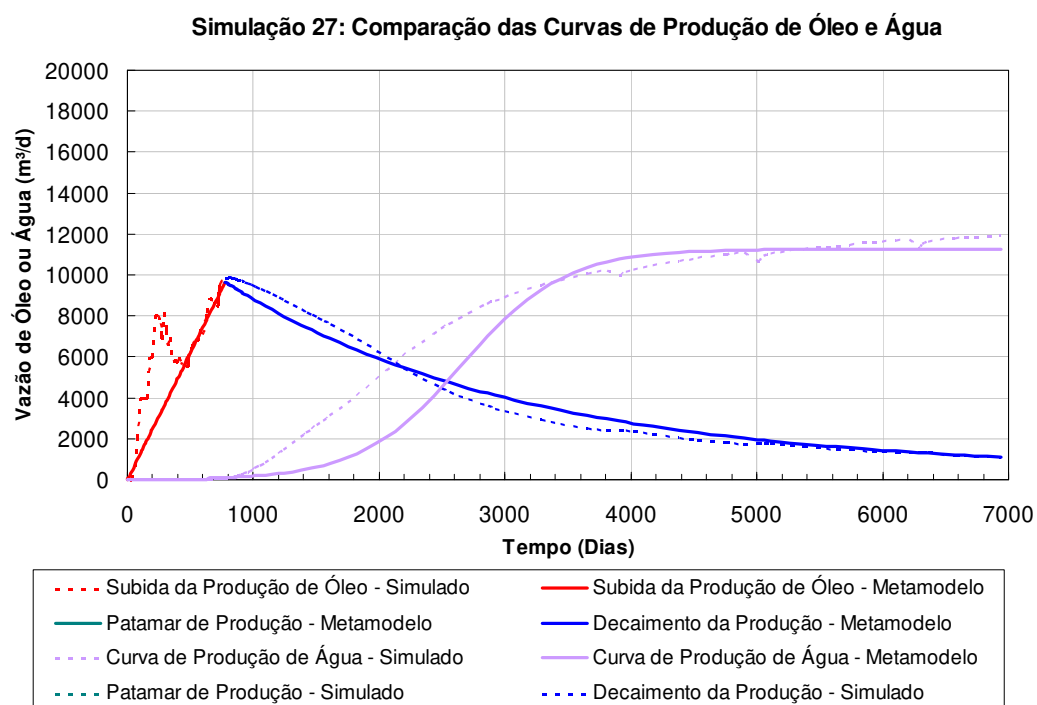


Figura I.24: Simulação 27 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

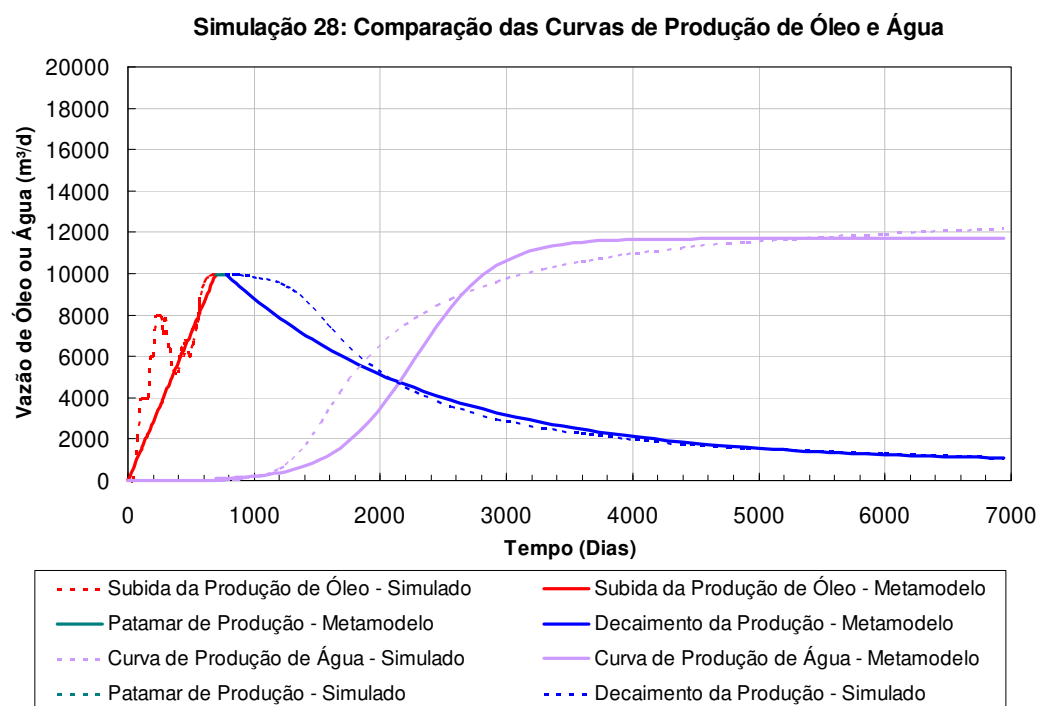


Figura I.25: Simulação 28 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

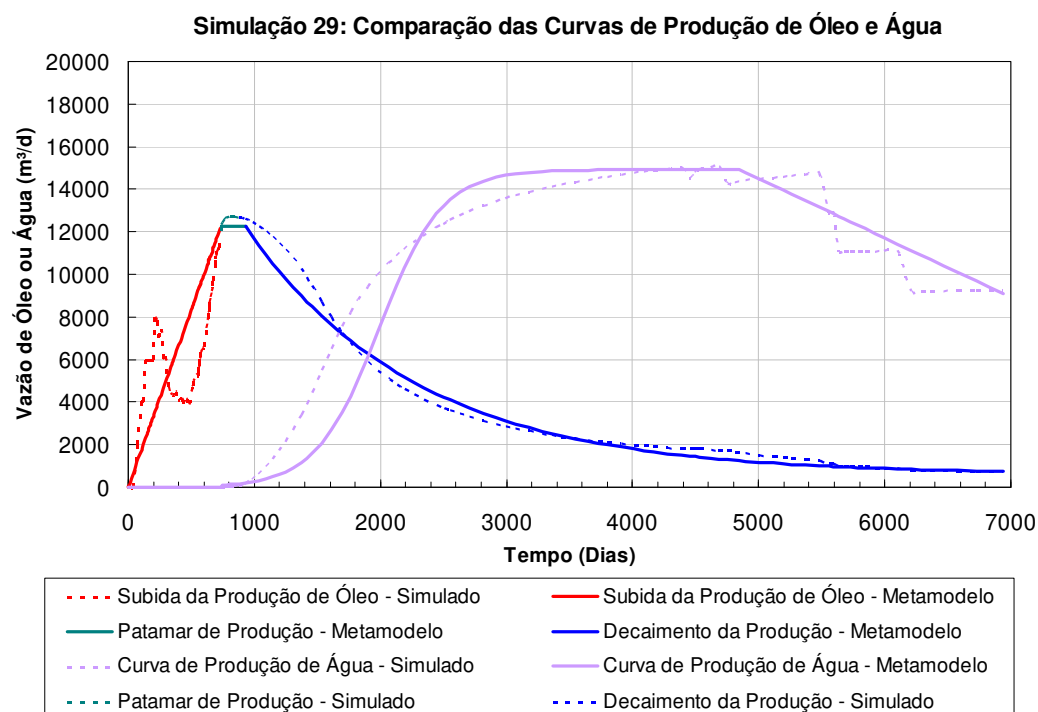


Figura I.26: Simulação 29 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

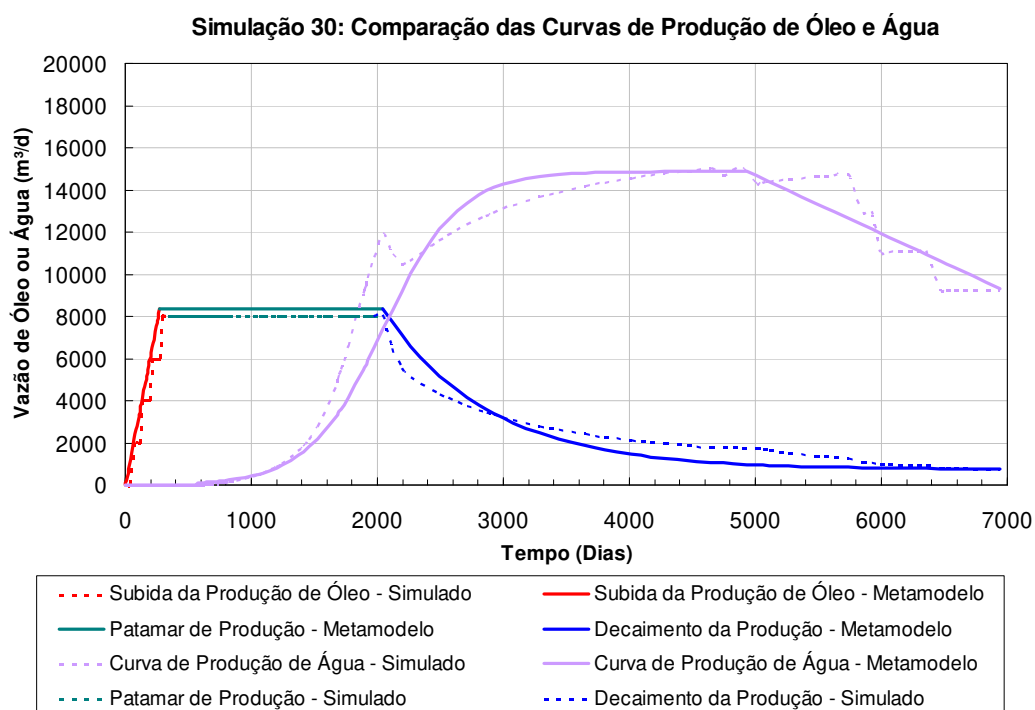


Figura I.27: Simulação 30 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

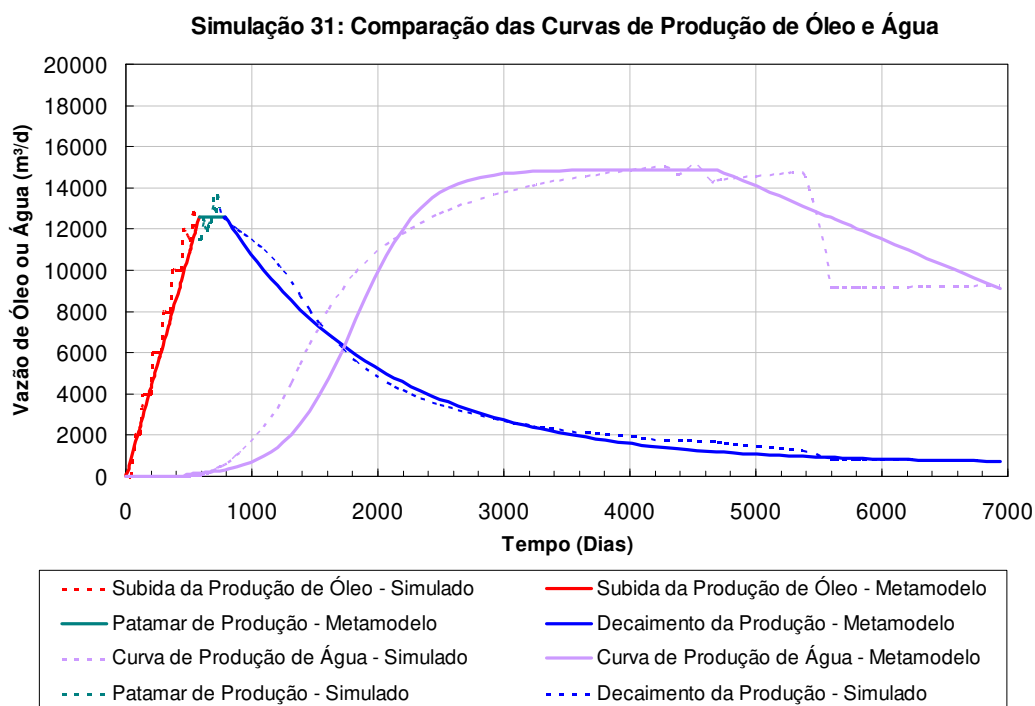


Figura I.28: Simulação 31 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

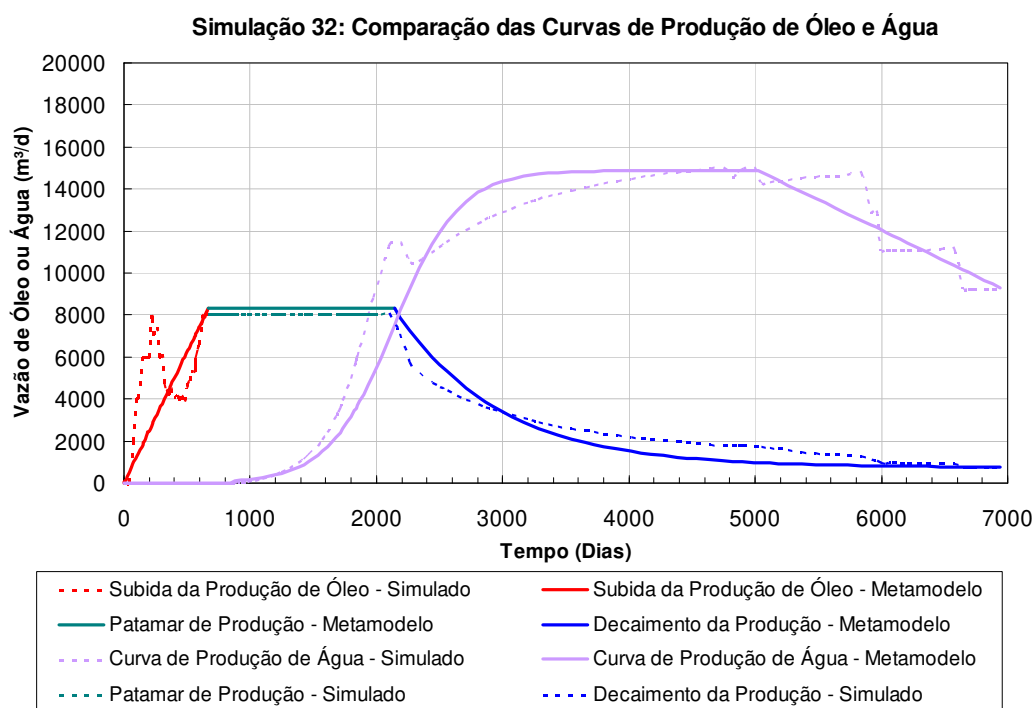


Figura I.29: Simulação 32 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

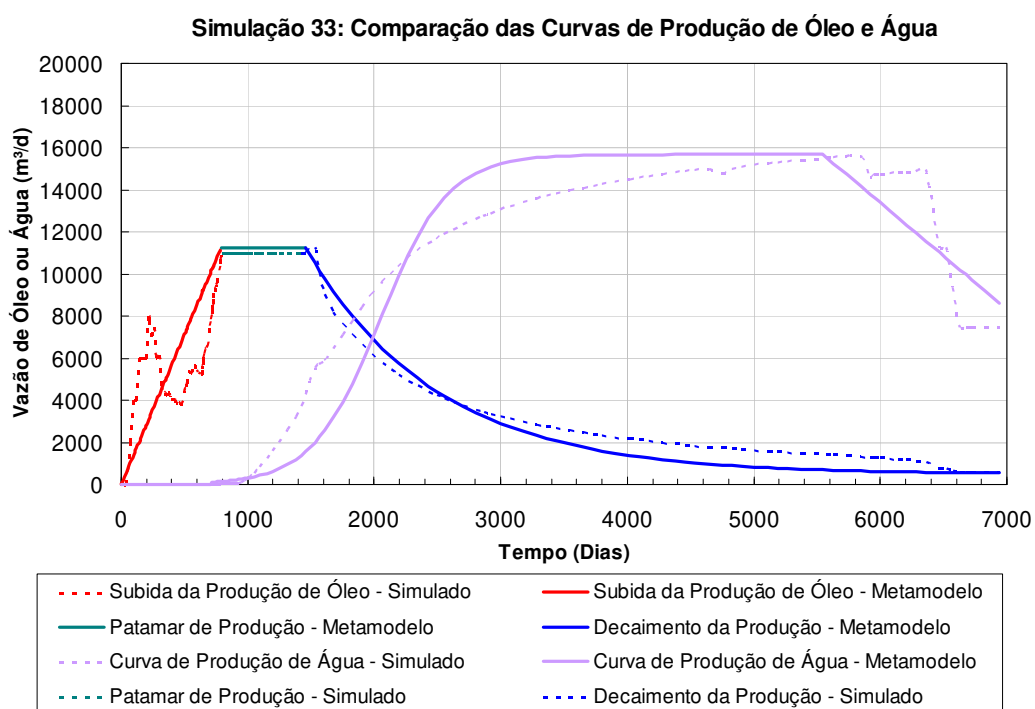


Figura I.30: Simulação 33 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 34: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

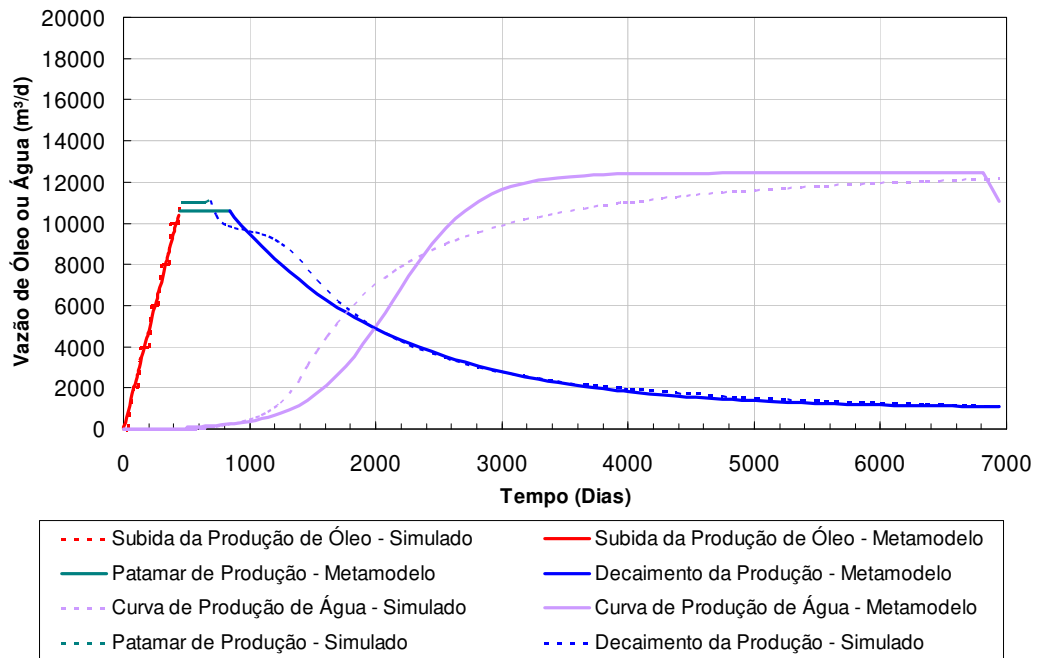


Figura I.31: Simulação 34 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

Simulação 35: Comparação das Curvas de Produção de Óleo e Água

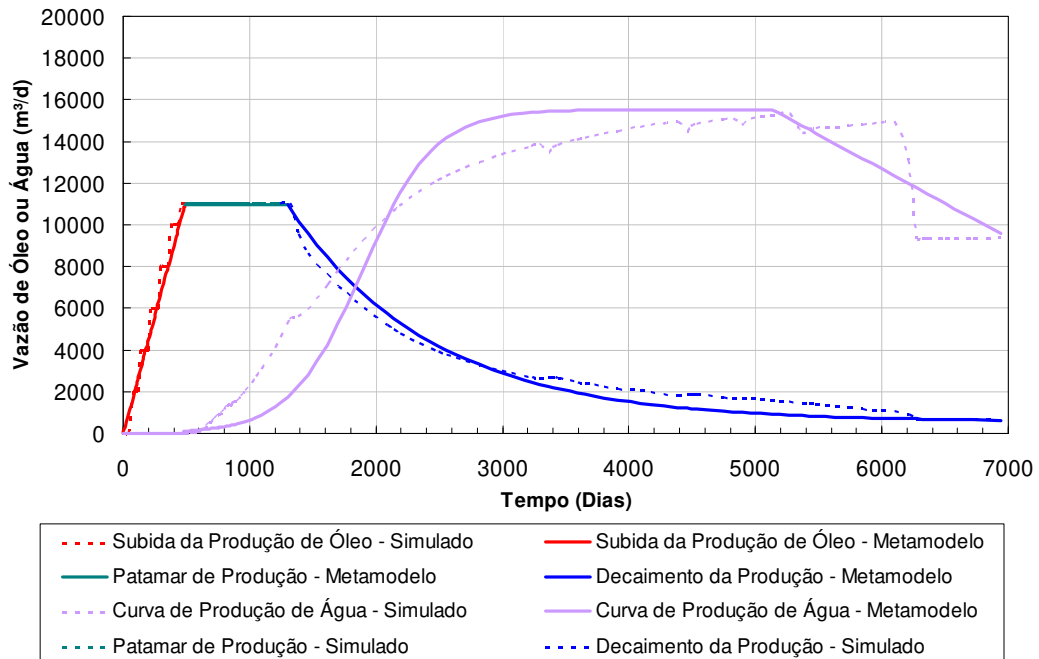


Figura I.32: Simulação 35 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

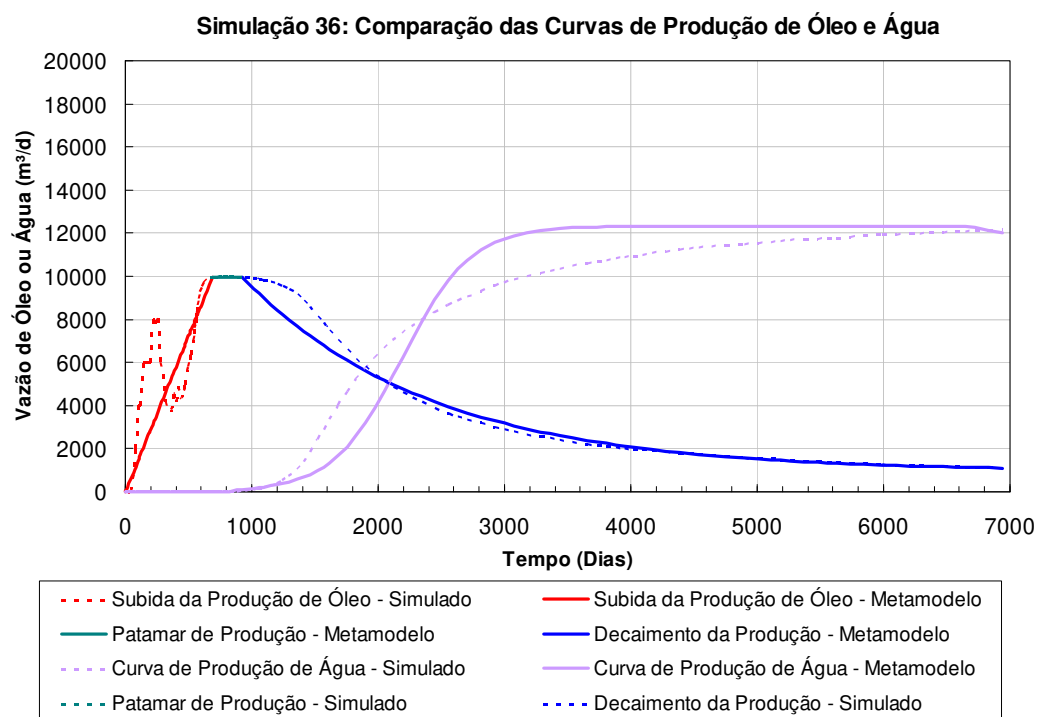


Figura I.33: Simulação 36 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

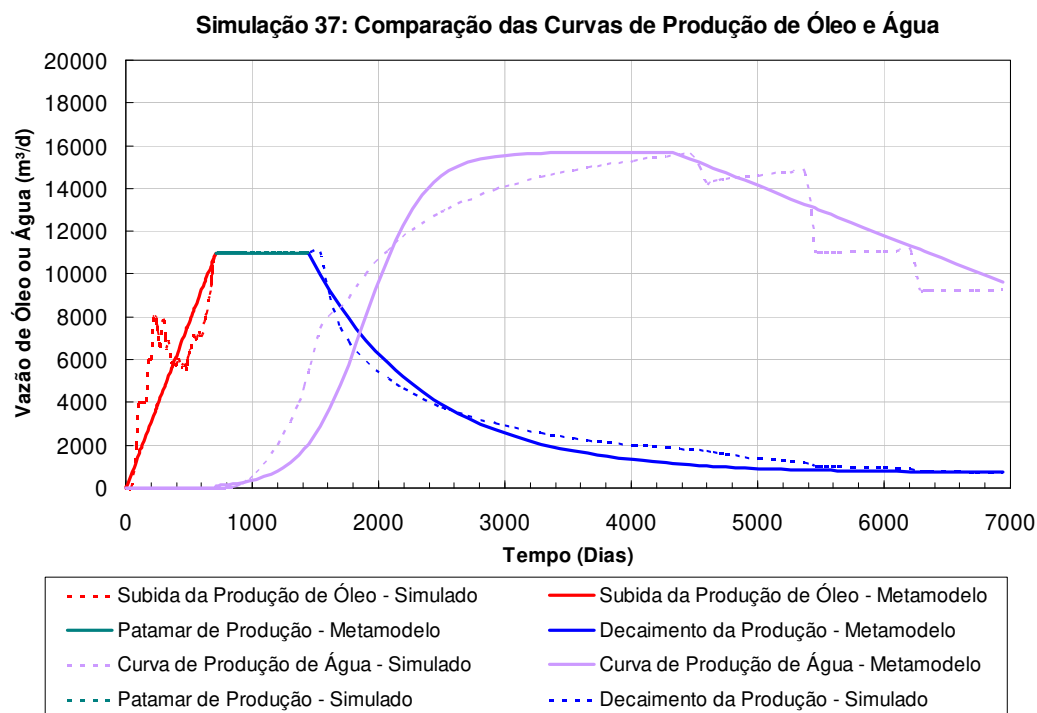


Figura I.34: Simulação 37 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

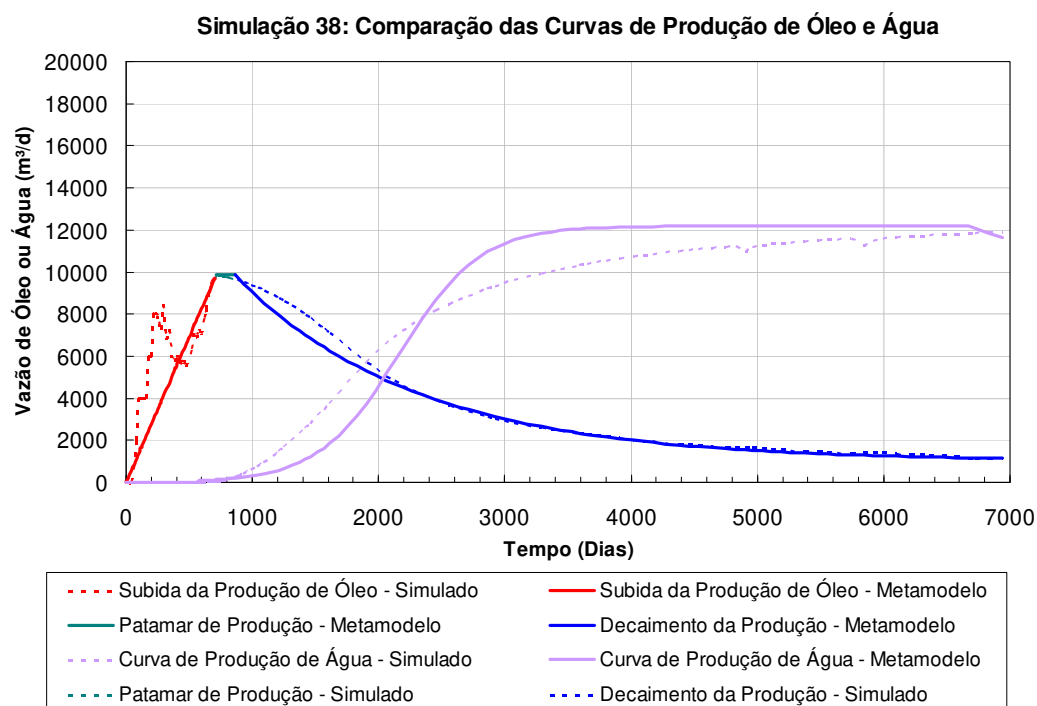


Figura I.35: Simulação 38 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

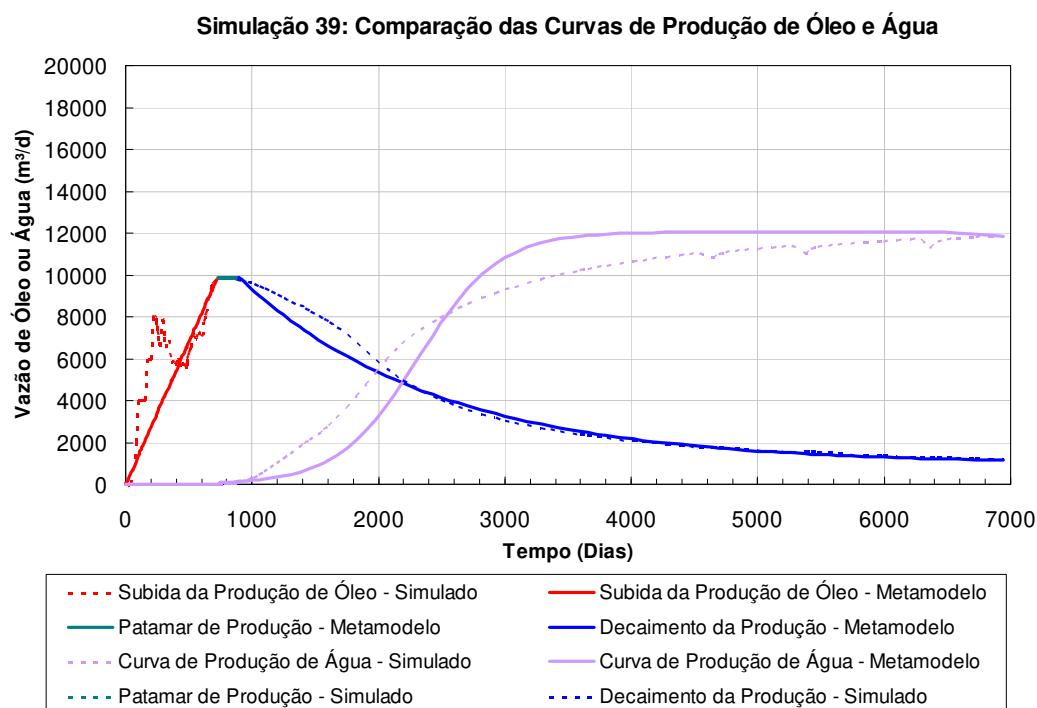


Figura I.36: Simulação 39 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

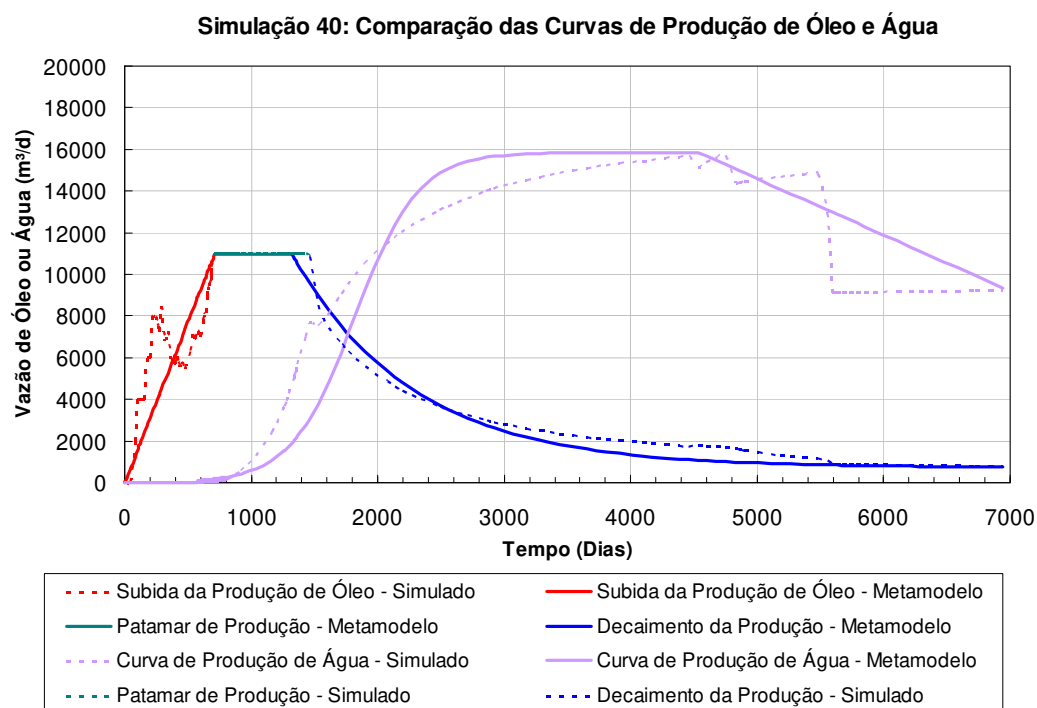


Figura I.37: Simulação 40 – comparação das curvas de produção de óleo e água.

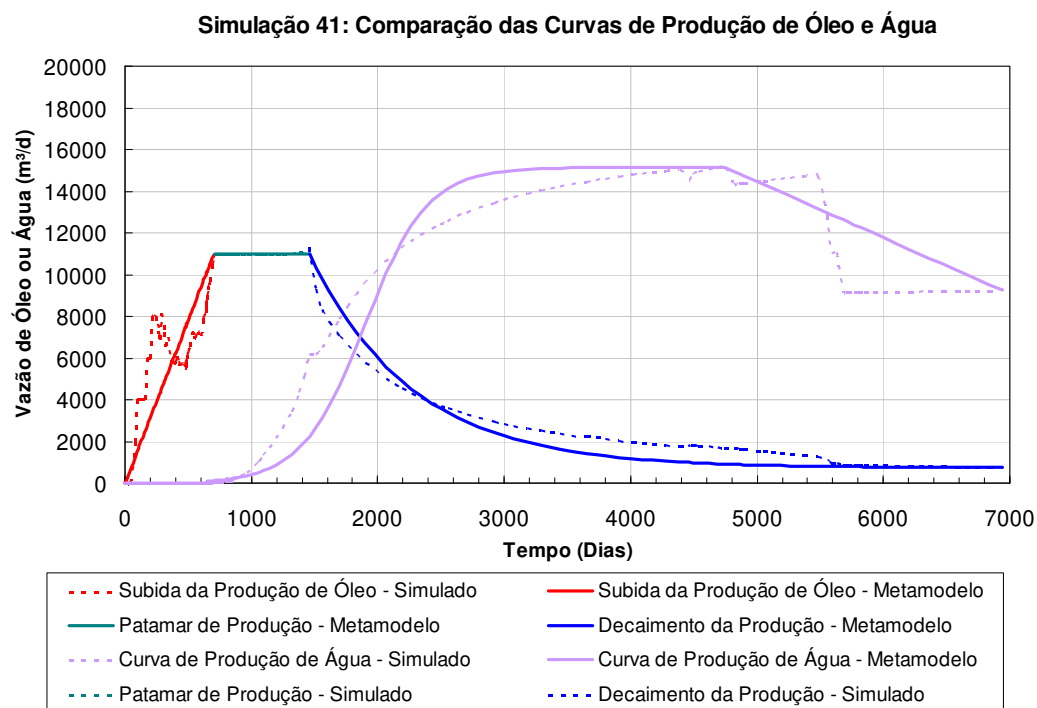


Figura I.38: Simulação 41 – comparação das curvas de produção de óleo e água.