

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**Metodologia para Ajuste de Histórico de Produção
em Campos de Petróleo Utilizando Dados de
Saturação de Perfis**

Autor: Constantino Bornia Grecco
Orientador: Denis José Schiozer

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Metodologia para Ajuste de Histórico de Produção em Campos de Petróleo Utilizando Dados de Saturação de Perfis

Autor: **Constantino Borna Grecco**
Orientador: **Denis José Schiozer**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Sub-Comissão de Pós-Graduação Interdisciplinar da Faculdade de Engenharia Mecânica e do Instituto de Geociências, como pré-requisito para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2008
S.P. – Brasil

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

G799m Grecco, Constantino Bornia
Metodologia para ajuste de histórico de produção em campos de petróleo utilizando dados de saturação de perfis / Constantino Bornia Grecco. --Campinas, SP: [s.n.], 2008.

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

1. Reservatórios. 2. Petróleo - Prospecção. 3. Poços de petróleo. 4. Campos petrolíferos. 5. Engenharia de petróleo. I. Schiozer, Denis José. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: Methodology for production history matching of petroleum fields utilizing logging saturation data

Palavras-chave em Inglês: Reservoir simulation, Production history matching, Saturation logging, Streamlines

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Antônio Cláudio de França Correa, Osvaldo Vidal Trevisan

Data da defesa: 11/04/2008

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

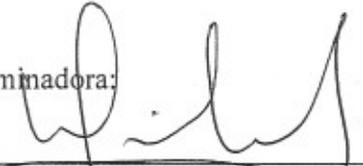
200905464

Metodologia para Ajuste de Histórico de
Produção em Campos de Petróleo Utilizando
Dados de Saturação de Perfis

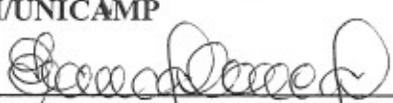
Autor: **Constantino B. Grecco**

Orientador: **Denis José Schiozer**

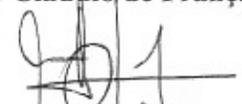
Banca examinadora:



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



Prof. Dr. **Antônio Cláudio de França Correa**
PETROBRAS



Prof. Dr. **Osvair Vidal Trevisan**
DEP/FEM/UNICAMP

Campinas, 11 de abril de 2008

Dedicatória

Dedico esta dissertação aos meus pais, Constantino e Maria Aparecida, pelo carinho, compreensão e apoio recebido. A motivação e incentivo transmitido por eles me deram força para concluir mais esse importante objetivo em minha vida.

Agradecimentos

Agradeço a meus pais, Constantino e Maria Aparecida pelo constante apoio e incentivo.

Ao professor Denis José Schiozer pela orientação, estímulo e paciência ao longo da execução deste trabalho.

A Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo apoio financeiro.

A Petrobras pela proposição do tema desta dissertação.

Aos amigos de turma, principalmente o Beto, Fernando, André, Carlão e Paulo, companheiros de república, pelos importantes momentos de descontração.

Ao Departamento de Engenharia de Petróleo (DEP), ao Instituto de Geociências (IG) e ao Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) pelo apoio técnico e a todos os seus professores, funcionários e estagiários, que colaboraram direta ou indiretamente para a execução deste trabalho.

Aos pesquisadores e analistas de sistema do Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios (UNISIM) pela colaboração.

A todos os colegas do curso de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo e a todos que de alguma maneira colaboraram para a conclusão desta dissertação.

*“O homem é conhecido pelas suas obras e não por suas palavras”
Dr. Celso Charuri*

Resumo

GRECCO, Constantino Bornia. *Metodologia para Ajuste de Histórico de Produção em Campos de Petróleo Utilizando Dados de Saturação de Perfis*, Campinas, 112 pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2007.

A técnica de ajuste de histórico de produção consiste em modificar um modelo de simulação de reservatório para que ele fique consistente com os dados de produção, dentro das restrições observadas na fase de caracterização geológica. Essa técnica é limitada, principalmente em campos antigos, quando o histórico de produção não é muito confiável, ou no início de produção, quando há menos dados observados e as incertezas são maiores. O advento de novas tecnologias para obtenção de dados de saturação no decorrer da vida produtiva dos reservatórios, como é o caso da sísmica 4D e das ferramentas de perfilagem TDT/TDM, ajudou a superar algumas dificuldades da fase de construção do modelo geológico, mas o grande desafio tem sido em utilizar esses dados de maneira a beneficiar a produção de petróleo. Metodologias de ajuste de histórico utilizando dados de saturação da sísmica 4D já são encontrados na literatura, mas nenhum trabalho foi encontrado utilizando os dados de perfis. A vantagem dos dados de perfilagem é a maior precisão, mas, por outro lado, as informações são limitadas a alguns pés ao redor dos poços. O objetivo deste trabalho é integrar o processo tradicional de ajuste de histórico com dados de saturação de perfis, desenvolvendo modelos de simulação mais precisos, produzindo previsões de produção mais confiáveis e facilitando futuras tomadas de decisão. Os dados de saturação são utilizados como um novo parâmetro a ser ajustado e como uma ferramenta auxiliar para a definição das regiões críticas do reservatório, que serão alteradas. Uma metodologia de ajuste de histórico assistido utilizando dados de saturação, linhas de fluxo e um algoritmo de otimização é proposta e aplicada a um modelo sintético de reservatório. Parâmetros do processo são estudados e detalhados, achando a melhor maneira de usar os dados. O modelo também é ajustado sem o uso de informações de saturação e previsões dos modelos ajustados são comparadas, mostrando os benefícios e restrições da nova metodologia.

Palavras Chave:

Simulação de Reservatórios, Ajuste de Histórico de Produção, Perfis de Saturação, Linhas de Fluxo.

Abstract

GRECCO, Constantino Bornia. *Methodology for Production History Matching of Petroleum Fields Utilizing Logging Saturation Data*, Campinas, 112 pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2007.

In the production history matching process, the reservoir simulation model is modified in a way that it becomes consistent with production data, keeping the observed restrictions of the geological characterization phase. This technique is limited, mainly in mature fields, when the production history is not reliable, or in the beginning of production, when there are only a few observed data and uncertainties are higher. The development of new saturation data acquisition tools, such as 4D seismic and TDT/TDM logging tools helped to overcome some difficulties in the geologic model construction phase but the great challenge is how to use this data in a way to improve the petroleum production. History matching methodologies integrated with saturation data from 4D seismic are available in literature but no publications that utilize saturation data obtained from well logging were found. The advantage of the logging tools is the data accuracy but, on the other hand, it is limited to a few feet around the wells. The main objective of this project is to integrate the traditional history matching process with logging saturation data, developing more reliable simulation models and production forecasts and assisting future decision making processes. The saturation data is utilized as a new parameter to be matched as well as an auxiliary tool to help to determine critical regions which will be modified. An assisted history matching methodology utilizing saturation data, streamlines and an optimization algorithm is proposed and applied to a synthetic reservoir model. Parameters of the process are studied and detailed, finding the best way to use the data. The model is also history matched with no saturation information and predictions of the matched models are compared, showing the benefits and restrictions of the new methodology.

Key words:

Reservoir Simulation, Production History Matching, Saturation Logging, Streamlines.

Índice

Dedicatória	v
Agradecimentos	vi
Resumo	viii
Abstract	ix
Índice	x
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xv
Nomenclatura	xvi
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Motivação/Justificativa	3
1.2 Objetivo	4
1.3 Descrição do texto	4
Capítulo 2	6
Revisão Bibliográfica e Fundamentação Teórica	6
2.1 Ajuste de Histórico de Produção	6
2.2 A Simulação por Linhas de Fluxo	11
2.3 Dados de Saturação	14
2.4 Ajuste de Mapas de Saturação	19
2.5 A Função-Objetivo	21
2.6 Análise de Sensibilidade	24
Capítulo 3	26
Metodologia	26
3.1 Metodologia Geral da Dissertação	26
3.2 Metodologia de Ajuste	28
3.2.1 Definição da Função-Objetivo	29
3.2.2 Definição dos Atributos Gerais a Serem Ajustados	31
3.2.3 Análise de Sensibilidade e Parâmetros Influentes.....	35
3.2.4 Algoritmo de Otimização	38

3.3 Previsões e Recompletações.....	40
Capítulo 4.....	41
Aplicação	41
4.1 Descrição do Modelo	41
4.1.1 Modelo Heterogêneo (Sintético)	41
4.1.2 Modelo Homogêneo (Base)	42
4.2 Pré-Análise	43
4.3 Definição da Função-Objetivo	48
4.4 Procedimentos de Ajuste	49
4.4.1 Ajuste 1	49
4.4.2 Ajuste 2	50
4.4.3 Ajuste 3	50
Capítulo 5.....	53
Resultados e Discussão.....	53
5.1 Ajuste 1	53
5.1.1 Definição de Atributos Gerais a Serem Ajustados.....	53
5.1.2 Análise de Sensibilidade e Parâmetros Influentes.....	55
5.1.3 Algoritmo de Otimização	56
5.1.4 Resultados no Final da Iteração	57
5.1.5 Demais Iterações	66
5.2 Resultados Finais dos Ajustes	70
5.3 Previsões.....	80
5.3.1 Previsões sem Recompletações	80
5.3.2 Previsões com Recompletações	88
Capítulo 6.....	90
Conclusões e Recomendações.....	90
6.1 Conclusões	90
6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	92
Referências Bibliográficas	93

Lista de Figuras

Figura 2.1: Esquema geral do processo de ajuste de histórico de produção.	7
Figura 2.2: Exemplo de um espaço de soluções discretizado para dois atributos.	8
Figura 2.3: Exemplo bidimensional do funcionamento do algoritmo de otimização de busca direta desenvolvido por Leitão e Schiozer (1998).	9
Figura 2.4: Exemplo bidimensional do funcionamento do algoritmo de otimização de busca direta (Maschio e Schiozer, 2004).	10
Figura 2.5: Exemplos de visualização do simulador por diferenças finitas e do simulador por linhas de fluxo, respectivamente (Grecco, 2005).	12
Figura 2.6: Esquema do processo de simulação por linhas de fluxo (Thiele, 2003).	13
Figura 2.7: Ilustração do procedimento de perfilagem em poços.	15
Figura 2.8: Exemplo de região mapeada ao redor dos poços.	16
Figura 2.9: Desenho esquemático do funcionamento das ferramentas de TDT/TMD. (Kronbauer, 1998).	17
Figura 2.10: Exemplo de poucas regiões mapeadas ao redor dos poços em um reservatório.	17
Figura 2.11: Ilustração do processo de aquisição de dados sísmicos no mar.	18
Figura 2.12: Exemplo da variação de uma função-objetivo em um problema com dois parâmetros (Leitão e Schiozer, 1998).	22
Figura 2.13: Exemplo de análise de sensibilidade no ajuste de histórico de produção, mostrando os parâmetros mais importantes para o ajuste.	25
Figura 3.1: Fluxograma geral da metodologia aplicada nesta dissertação.	27
Figura 3.2: Fluxograma geral do procedimento de ajuste utilizado neste trabalho.	28
Figura 3.3: Regiões onde a função-objetivo de saturação é computada.	30
Figura 3.4: Exemplo de regiões areais definidas pelas linhas de fluxo (adaptado de Thiele, 2001).	33
Figura 3.5: Exemplo do gráfico do erro linear dos dados de saturação de um poço.	34

Figura 3.6: <i>Exemplo da análise de sensibilidade proposta neste trabalho.</i>	37
Figura 3.7: <i>Exemplo do funcionamento do algoritmo utilizado neste trabalho (para dois atributos).</i>	39
Figura 4.1: <i>Permeabilidade horizontal do modelo sintético e disposição dos poços.</i>	42
Figura 4.2: <i>Permeabilidade horizontal constante de 100 md usada no modelo base e malha de simulação.</i>	43
Figura 4.3: <i>Vazão de óleo do campo (histórico e base).</i>	44
Figura 4.4: <i>Vazão de água injetada do campo (histórico e base).</i>	44
Figura 4.5: <i>Vazão de água produzida do campo (histórico e base).</i>	45
Figura 4.6: <i>Pressão média do campo (histórico e base).</i>	45
Figura 4.7: <i>Perfil do erro de saturação linear inicial para o poço P01.</i>	46
Figura 4.8: <i>Perfis do erro de saturação linear inicial para os poços P02, P03, P04 e P05.</i> ..	47
Figura 4.9: <i>Regiões areais definidas pelas linhas de fluxo.</i>	52
Figura 5.1: <i>Sub-regiões da região areal 5, definidas pelos perfis de saturação.</i>	54
Figura 5.2: <i>Variação da função-objetivo na análise de sensibilidade do Produtor P05 na 1ª Iteração.</i>	56
Figura 5.3: <i>Ajuste da pressão do poço P01 no final da 1ª iteração.</i>	58
Figura 5.4: <i>Ajuste da pressão do poço P02 no final da 1ª iteração.</i>	58
Figura 5.5: <i>Ajuste da pressão do poço P03 no final da 1ª iteração.</i>	59
Figura 5.6: <i>Ajuste da pressão do poço P04 no final da 1ª iteração.</i>	59
Figura 5.7: <i>Ajuste da pressão do poço P05 no final da 1ª iteração.</i>	60
Figura 5.8: <i>Ajuste da vazão de água do poço P01 no final da 1ª iteração.</i>	60
Figura 5.9: <i>Ajuste da vazão de água do poço P02 no final da 1ª iteração.</i>	61
Figura 5.10: <i>Ajuste da vazão de água do poço P03 no final da 1ª iteração.</i>	61
Figura 5.11: <i>Ajuste da vazão de água do poço P04 no final da 1ª iteração.</i>	62
Figura 5.12: <i>Ajuste da vazão de água do poço P05 no final da 1ª iteração.</i>	62
Figura 5.13: <i>Erro linear de saturação nos blocos dos poços P01 e P02.</i>	63
Figura 5.14: <i>Erro linear de saturação nos blocos dos poços P03 e P04.</i>	64
Figura 5.15: <i>Erro linear dos valores de saturação nos blocos do poço P05.</i>	65
Figura 5.16: <i>Mapa de permeabilidade horizontal após a 1ª Iteração.</i>	66

Figura 5.17: <i>Variação da função-objetivo na análise de sensibilidade do Produtor P05 na 2ª Iteração</i>	68
Figura 5.18: <i>Mapa de permeabilidade horizontal após a 2ª Iteração</i>	69
Figura 5.19: <i>Mapa de permeabilidade horizontal final</i>	70
Figura 5.20: <i>Ajuste final da vazão de água do poço P01.</i>	72
Figura 5.21: <i>Ajuste final da vazão de água do poço P02.</i>	72
Figura 5.22: <i>Ajuste final da vazão de água do poço P03.</i>	73
Figura 5.23: <i>Ajuste final da vazão de água do poço P04.</i>	73
Figura 5.24: <i>Ajuste final da vazão de água do poço P05.</i>	74
Figura 5.25: <i>Ajuste final da pressão no bloco do poço P01.</i>	74
Figura 5.26: <i>Ajuste final da pressão no bloco do poço P02.</i>	75
Figura 5.27: <i>Ajuste final da pressão no bloco do poço P03.</i>	75
Figura 5.28: <i>Ajuste final da pressão no bloco do poço P04.</i>	76
Figura 5.29: <i>Ajuste final da pressão no bloco do poço P05.</i>	76
Figura 5.30: <i>Gráfico do erro linear final de saturação no bloco do poço P01.</i>	77
Figura 5.31: <i>Gráficos do erro linear final de saturação nos poços P02 e P03.</i>	78
Figura 5.32: <i>Gráficos do erro linear final de saturação nos poços P04 e P05.</i>	79
Figura 5.33: <i>Previsão da vazão de óleo do poço P01 (sem recompletações).</i>	80
Figura 5.34: <i>Previsão da vazão de óleo do poço P02 (sem recompletações).</i>	81
Figura 5.35: <i>Previsão da vazão de óleo do poço P03 (sem recompletações).</i>	81
Figura 5.36: <i>Previsão da vazão de óleo do poço P04 (sem recompletações).</i>	82
Figura 5.37: <i>Previsão da vazão de óleo do poço P05 (sem recompletações).</i>	82
Figura 5.38: <i>Previsão da vazão de água do poço P01 (sem recompletações).</i>	83
Figura 5.39: <i>Previsão da vazão de água do poço P02 (sem recompletações).</i>	83
Figura 5.40: <i>Previsão da vazão de água do poço P03 (sem recompletações).</i>	84
Figura 5.41: <i>Previsão da vazão de água do poço P04 (sem recompletações).</i>	84
Figura 5.42: <i>Previsão da vazão de água do poço P05 (sem recompletações).</i>	85
Figura 5.43: <i>Saturação de água no poço P05 após seis meses de previsão.(sem recompletações).</i>	86
Figura 5.44: <i>Saturação de água do poço P05 após dois anos de previsão.(sem recompletações).</i>	87
Figura 5.45: <i>Previsões da vazão de óleo e água do poço P05 após recompletações.</i>	89

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: <i>Valores dos pesos (α_i) utilizados nos ajustes.</i>	50
Tabela 5.1: <i>Subcamadas escolhidas para o procedimento de ajuste inicial.</i>	56
Tabela 5.2: <i>Multiplicadores otimizados e valores da FO encontrados no final da 1^a iteração.</i>	57
Tabela 5.3: <i>Subcamadas definidas para a segunda iteração</i>	67
Tabela 5.4: <i>Multiplicadores otimizados e valores da FO encontrados no final da 2^a iteração</i>	69
Tabela 5.5: <i>Número de simulações e valores finais da função-objetivo.</i>	70
Tabela 5.6: <i>Valores finais dos erros normalizados e média dos poços.</i>	71

Nomenclatura

Letras Latinas

E_W	Erro adimensional dos dados de vazão de água
E_P	Erro adimensional dos dados de pressão
E_S	Erro adimensional dos dados de saturação
E_{LS}	Erro linear dos dados de saturação
Por	Porosidade
K	Permeabilidade total
K_x	Permeabilidade horizontal
K_z	Permeabilidade vertical
S	Saturação
V	Velocidade
C_{por}	Compressibilidade da rocha

Letras Gregas

α	Pesos atribuídos aos dados
σ	Fator de normalização
Φ	Porosidade
ρ	Densidade

Siglas

FO	Função-objetivo
Obs	Dados observados, medidos
Sim	Dados simulados
LF	Linhas de fluxo

Subscritos

i	Índice que varia de 1 a n
n	Número de dados sendo ajustados
n_1	Número de dados de produção sendo ajustados
n_2	Número de dados de saturação sendo ajustados
o	Relativo a fase óleo
g	Relativo à fase gás
w	Relativa à fase água
VA	Referente aos dados de vazão de água dos poços
VG	Referente aos dados de vazão de gás dos poços
WCUT	Referente aos dados de corte de água dos poços
PRES	Referente aos dados de pressão dos poços
SAT	Referente aos dados de saturação
PROD	Referente aos dados de produção

Capítulo 1

Introdução

Uma das principais tarefas na engenharia de reservatórios é a previsão de comportamento para melhor planejar e otimizar a estratégia de produção de campos de petróleo. Os métodos analíticos disponíveis para a previsão de comportamento de reservatórios não são aplicáveis para casos complexos, pois envolvem muitas variáveis, sendo necessário o uso de simuladores numéricos.

Atualmente, mesmo com a evolução da aquisição de dados geológicos (geofísica, sísmica etc.), os dados adquiridos ainda não são suficientes para uma boa representação do reservatório. Assim, o modelo gerado nunca reproduz exatamente a realidade, sendo necessário um ajuste dinâmico, ou seja, é necessário calibrar o modelo, inserindo dados de produção (histórico de produção), como vazões produzidas e pressões, para gerar um novo modelo que reproduza mais fielmente a realidade e que seja mais confiável para a previsão de produção. Essa atividade de calibração do modelo é conhecida como ajuste de histórico de produção e tem grande importância na engenharia de reservatórios.

O objetivo da técnica de ajuste de histórico de produção é construir um modelo de reservatório consistente com os dados de produção, dentro das restrições observadas na fase de caracterização geológica. O grande número de incertezas envolvidas devido à detalhada distribuição das propriedades dos reservatórios, como porosidades e permeabilidades, gerando muitas heterogeneidades, além de outros fatores como interação entre poços, definição da função-objetivo etc., tornam o processo de ajuste de histórico muito difícil e demorado. Além disso, para realizar esse ajuste, é necessária a alteração desses parâmetros geológicos e de fluidos, também chamados de atributos. Porém, a dificuldade de localizar as áreas que deverão ser modificadas no

modelo torna o processo de ajuste de histórico uma tarefa que necessita muito da experiência do engenheiro de reservatórios.

O processo de ajuste de histórico de produção também tem grande importância no gerenciamento de reservatórios maduros. Esses reservatórios, mesmo com a relativamente grande disponibilidade de dados geológicos e ao grande número de poços perfurados, podem apresentar uma escassez nos dados de produção, pois, devido ao longo tempo em que foram adquiridos (alguns a mais de 40 anos), podem ter sido perdidos ou nem sequer medidos. Além disso, os poucos dados disponíveis geralmente possuem pouca confiabilidade, devido à falta de cuidados nas medições. Assim, o processo de ajuste de histórico torna-se uma tarefa extremamente complexa nesses casos.

Para se contornar os problemas acima descritos e se obter modelos mais confiáveis, novos ramos de pesquisas na área de ajuste de histórico vem sendo desenvolvidos nos últimos anos; esse é o caso da simulação por linhas de fluxo e a utilização de dados de saturação do campo, que consiste em adicionar aos dados tradicionalmente ajustados (vazões, pressões etc.) informações de saturação de fluidos através da obtenção de mapas de saturação do reservatório em diferentes tempos. Dessa forma, o engenheiro pode ajustar seu modelo para que ele reproduza não apenas as vazões e pressões do histórico de produção, mas também os avanços de frentes de saturações no campo, obtendo assim um modelo mais realista.

A determinação dos dados de saturação de uma formação pode ser realizada em laboratório, através da análise de amostras (testemunhos), ou no campo, através da análise de perfis ou da sísmica 4D. Os dados de saturação são de extrema importância para a avaliação de reservatórios, sendo utilizados para a determinação de reservas, para a definição de estratégias de produção e, mais recentemente, no processo de ajuste de histórico de produção. Risso (2006), por exemplo, desenvolveu com sucesso uma metodologia para ajuste de histórico de produção utilizando mapas de saturação obtidos através da sísmica 4D. A utilização dos mapas permitiu melhorias no processo, facilitando a identificação de canais e barreiras, determinando locais de fluxo preferencial e zonas de acumulação de fluidos, além de permitir que mais dados sejam ajustados, aumentando a confiabilidade do modelo.

Recentemente, através do desenvolvimento de novas ferramentas para a perfuração de poços, foi possível obter dados de saturação dos fluidos com uma maior confiabilidade. Porém, esses dados são obtidos apenas em uma pequena região ao redor dos poços (ao contrário da sísmica 4D que fornece as saturações dos fluidos no campo todo, porém, com menor precisão). A disponibilidade desses dados abriu várias possibilidades no gerenciamento e desenvolvimento de campos de petróleo, entre elas, a determinação de zonas com alta saturação de óleo que ainda não foram exploradas (em campos maduros). Isso possibilita o aumento da recuperação final do campo e a obtenção de mapas de saturação através de técnicas geoestatísticas, gerando mapas com maior grau de confiabilidade. Esses mapas poderiam ser usados tanto no processo de ajuste de histórico de produção como na inicialização de modelos de simulação de campos maduros, eliminando a necessidade de dados de produção muito antigos.

Além da utilização de mapas de saturação, outra técnica que também tem ganhado muita importância nos últimos anos é a simulação por linhas de fluxo¹, que consiste em um método numérico de simulação diferente do método tradicionalmente empregado na indústria do petróleo que é o de diferenças finitas. Geralmente é um método mais rápido devido a algumas simplificações feitas para a modelagem do processo, mas, por isso, tem algumas limitações. Assim, embora não possa ser utilizado para substituir o simulador tradicional, ele pode ser utilizado como ferramenta auxiliar, gerando benefícios em diversas áreas, como na definição de estratégias de produção ou no processo de ajuste de histórico de produção, identificando áreas de fluxo no interior do reservatório, as quais poderão ter suas propriedades geológicas alteradas.

Desse modo, a utilização em conjunto de dados de saturação e da simulação por linhas de fluxo no processo de ajuste de histórico de produção pode aumentar a eficiência do processo, conforme será analisado neste trabalho.

1.1 Motivação/Justificativa

Com o aumento do consumo mundial, a dificuldade de se viabilizar novas grandes reservas e o aumento do preço de petróleo, técnicas que viabilizem o aumento da produção de

¹ O termo linha de fluxo está sendo usado no texto por ser este o termo que vem sendo utilizado nos programas computacionais e na indústria, embora o mais correto seria usar o termo corrente ao invés de fluxo.

óleo têm ganhado extrema importância nos últimos anos. Modelos de simulação que reproduzam mais fielmente os reservatórios são cada vez mais importantes devido à necessidade de previsões mais precisas e confiáveis. Assim, novas tecnologias vêm sendo desenvolvidas, dentre elas novas ferramentas para aquisição de dados no decorrer da vida produtiva do reservatório.

O grande desafio é saber como utilizar esses dados de maneira a beneficiar a produção de petróleo. Metodologias para ajuste de histórico de produção utilizando dados da sísmica 4D já são encontradas na literatura, mas nenhuma publicação sobre a utilização dos dados oriundos da perfilagem de poços no processo de ajuste de histórico foi encontrada, ressaltando o caráter inovador deste trabalho.

1.2 Objetivo

O objetivo principal deste trabalho é melhorar o processo de ajuste de histórico de produção através do desenvolvimento de uma metodologia que integre dados de saturação de perfis de poços e dados de produção, gerando, assim, modelos de simulação mais confiáveis. Pretende-se desenvolver uma técnica que, através dos dados de saturação obtidos nas proximidades dos poços, permita a identificação de zonas de maior ou menor fluxo, identificando, assim, canais e barreiras horizontais no reservatório. Isso permitirá o detalhamento das camadas por onde há irrupção de água nos poços, refinando o modelo de simulação. Além disso, essa técnica possibilitará que dados além dos tradicionais (histórico de produção) também sejam ajustados, adicionando confiabilidade ao ajuste. Outro objetivo é o estudo da viabilidade da utilização da técnica de simulação por linhas de fluxo em conjunto com dados de saturação no processo de ajuste de histórico de produção.

1.3 Descrição do texto

Essa dissertação foi dividida da seguinte maneira:

Capítulo 1) Introdução: introdução sobre o tema proposto, apresentando os objetivos e motivações deste trabalho.

- Capítulo 2) Revisão Bibliográfica e Fundamentação Teórica: apresenta e explica conceitos importantes relativos ao tema proposto, necessários para o entendimento do texto, além de apresentar uma revisão de trabalhos já realizados que serviram como base e referência para a elaboração desta dissertação, destacando-se os temas referentes ao processo de ajuste de histórico de produção e ao ajuste de mapas de saturação.
- Capítulo 3) Metodologia: neste capítulo é apresentada a metodologia proposta neste trabalho, mostrando de que forma ela foi elaborada e quais passos devem ser seguidos para a sua utilização.
- Capítulo 4) Aplicação: este capítulo detalha o modelo de reservatório onde a metodologia do capítulo anterior foi aplicada, com o intuito de validá-la. Os procedimentos de ajuste realizados no modelo também são explicados.
- Capítulo 5) Resultados e Discussão: são apresentados e detalhados os resultados obtidos após a aplicação dos procedimentos de ajuste no modelo de simulação. A qualidade dos ajustes é analisada e uma discussão dos resultados é feita.
- Capítulo 6) Conclusões e Recomendações: este capítulo traz as conclusões sobre essa dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica e Fundamentação Teórica

Este capítulo apresenta uma revisão de trabalhos e de fundamentos teóricos na área de ajuste de histórico de produção, necessários para um melhor entendimento desta dissertação. Os tópicos abordados serão: técnicas de ajuste (ajuste com linhas de fluxo e ajuste de mapas de saturação), funções-objetivo e análise de sensibilidade no processo de ajuste de histórico de produção.

2.1 Ajuste de Histórico de Produção

Devido ao grande número de heterogeneidades e incertezas que ocorrem na maioria dos reservatórios de petróleo, a previsão de comportamento desses reservatórios se torna uma tarefa muito difícil, necessitando que dados dinâmicos sejam incluídos no modelo de simulação, com o intuito de calibrá-lo (ajuste de histórico de produção), dando, assim, maior confiabilidade às previsões. Porém, o processo de ajuste de histórico é uma tarefa muito complexa e demorada que depende muito da habilidade do engenheiro de reservatórios para identificar as regiões e parâmetros que serão modificados. Para auxiliar no processo, fluxos de trabalho e técnicas auxiliares vêm sendo desenvolvidos.

O ajuste de histórico de produção pode ser dividido, de uma maneira geral, em duas etapas: ajuste global, onde as propriedades gerais do reservatório são modificadas, de uma maneira global, e ajuste local, onde apenas propriedades de uma determinada região são modificadas. O foco deste trabalho será no ajuste local, pois será na região dos poços que a saturação dos fluidos será obtida.

No processo de ajuste de histórico de produção, o primeiro passo é comparar os dados da simulação com os dados de produção para conferir a necessidade de ajuste. Em caso afirmativo, a primeira etapa é o ajuste global, onde é verificado se as vazões e pressões de todo o campo estão ajustadas. Caso não estejam, propriedades gerais do reservatório são modificadas e o processo é refeito até que se obtenha um bom ajuste. A etapa seguinte é o ajuste local de determinados poços que estão ainda desajustados. Primeiro verifica-se os dados de produção do poço estão ajustados ao histórico de produção. Caso não estejam, uma região próxima ao poço é definida e algumas propriedades geológicas dessa região são alteradas. Esse procedimento é repetido várias vezes até que se obtenha um bom ajuste para o poço, passando-se, assim, para um próximo poço. Este processo é repetido até que todos os poços estejam ajustados. Depois disso é conferido novamente se o campo está ajustado, repetindo-se o procedimento ou terminando-se o processo de ajuste. A **Figura 2.1** mostra esquematicamente como o processo é realizado.

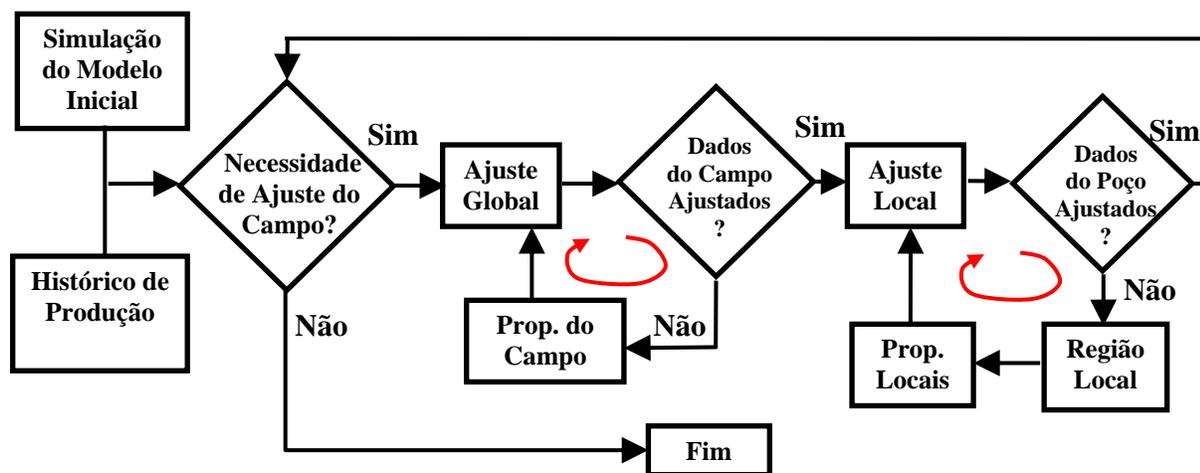


Figura 2.1: Esquema geral do processo de ajuste de histórico de produção.

O processo de ajuste de histórico poder ser feito manualmente, consistindo basicamente em um processo de tentativa e erro, tornando-se uma tarefa lenta, tediosa e muito dependente da experiência do profissional envolvido. Há também o processo de ajuste totalmente automatizado, que não depende da experiência do engenheiro, mas, para casos complexos, torna-se pouco aplicável, pois este procedimento leva a um número muito grande de simulações, tornando o processo inviável. Uma boa alternativa é o uso do ajuste de histórico de produção assistido, que consiste em uma combinação dos processos manual e automático. Neste processo, o engenheiro

fica responsável pela escolha de alguns parâmetros envolvidos, como, por exemplo, prioridades, funções-objetivo, regiões e propriedades que serão alteradas (parte manual). Já a parte automática consiste na utilização de um algoritmo de otimização, que encontra os melhores valores para as propriedades escolhidas.

De uma forma geral, os métodos de otimização para ajuste de histórico assistido podem ser classificados em duas grandes categorias: métodos baseados em gradientes e métodos de otimização global. Maschio e Schiozer (2005) estudaram duas metodologias de ajuste de histórico assistido, uma baseada em cálculo de gradientes (que consiste no cálculo das derivadas da função-objetivo) e a outra baseada em otimização global (que não requerem o cálculo de gradientes), apresentando as vantagens e limitações das técnicas. As técnicas de otimização global são geralmente baseadas em métodos de busca direta. Esses métodos consistem na exploração de um espaço de soluções composto por um conjunto de pontos discretos, representando valores das propriedades do reservatório a serem alteradas no ajuste.

A **Figura 2.2** ilustra um exemplo de um espaço de soluções discretizado, para dois atributos (permeabilidade e porosidade). Os eixos são compostos por valores discretos das propriedades ou de multiplicadores das mesmas, dentro de um espaço de soluções. Eles variam de um valor mínimo (k_{\min} e Φ_{\min}) de cada propriedade até um valor máximo (k_{\max} e Φ_{\max}), através de um determinado número de intervalos (Δk e $\Delta\Phi$), definidos pelo profissional envolvido no ajuste. O algoritmo de otimização procura a melhor combinação desses atributos que diminua a diferença entre os dados simulados e os dados reais de produção.

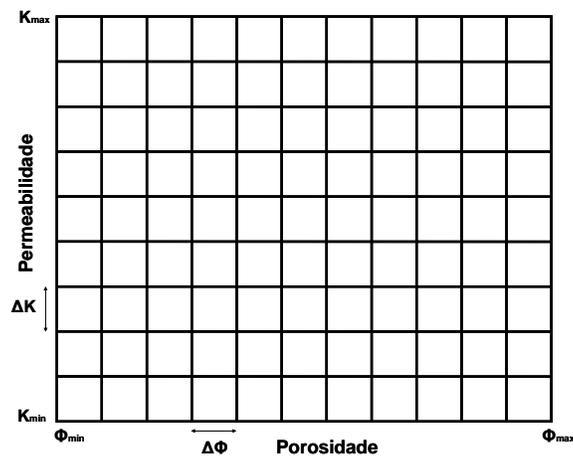


Figura 2.2: Exemplo de um espaço de soluções discretizado para dois atributos.

Leitão e Schiozer (1998, 1999) e Schiozer (1999) desenvolveram um algoritmo de otimização baseado em seqüências de buscas exploratórias e lineares no espaço de soluções discretizado. A **Figura 2.3** mostra um exemplo bidimensional de como funciona o algoritmo. Neste caso, foram alteradas a porosidade e a permeabilidade (horizontal ou vertical) da região em questão. O programa começa a otimização realizando uma simulação com os valores das propriedades em um ponto aleatório ou definido pelo usuário (ponto 1) e calcula o valor da função-objetivo (FO) neste ponto. Em seguida, uma busca exploratória é feita ao redor do ponto inicial (pontos 1a, 1b, 1c e 1d), onde várias simulações são feitas com os valores de cada ponto, tentando achar algum com menor valor da FO. Caso seja encontrado (ponto 1d), uma busca linear é realizada nesta direção, até que se encontre outro ponto de menor FO (ponto 2). Assim, esse procedimento é refeito até que seja encontrado um ponto de mínimo, que não possua menor valor da FO ao seu redor (ponto 4). Os valores das propriedades neste ponto serão os valores que melhor ajustarão a curva de simulação à curva de histórico de produção (conforme detalhe no canto superior direito).

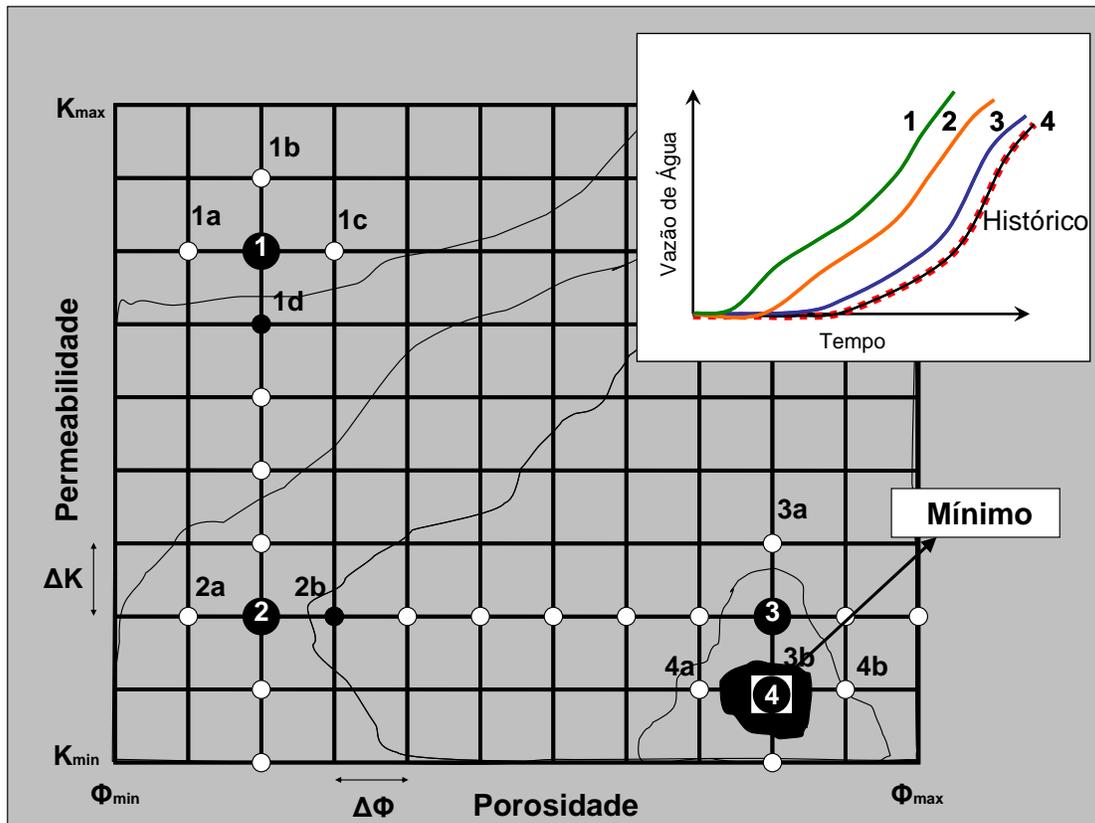


Figura 2.3: Exemplo bidimensional do funcionamento do algoritmo de otimização de busca direta desenvolvido por Leitão e Schiozer (1998).

A função-objetivo em questão representa a distância entre os valores medidos e simulados de um determinado parâmetro do reservatório, ou seja, ao erro entre os dados reais e os dados simulados, e será abordada com maiores detalhes no **Item 2.5** deste capítulo.

Maschio e Schiozer (2004) desenvolveram uma variação desse algoritmo. Em vez de adotar sempre a direção do menor ponto da busca exploratória para se iniciar a busca linear, analisa-se primeiramente a diferença entre os menores pontos de uma busca exploratória. A **Figura 2.4** mostra um exemplo do funcionamento do algoritmo. Na busca exploratória inicial, o ponto 2a foi o que apresentou menor valor para a função-objetivo. Porém, o ponto 2b apresentou também um baixo valor, ligeiramente maior que o ponto 2a. No caso do algoritmo anterior, a busca linear caminharia na direção 1-2a (direção indicada pela seta em preto), desconsiderando o ponto 2b. Já nesta nova variação, a direção adotada seria definida pelo ponto 1-2c (direção indicada pela seta azul). A direção em vermelho seria a situação onde a função-objetivo no ponto 2b é relativamente menor do que a função-objetivo no ponto 2a e a direção em verde seria o oposto, quando a função-objetivo no ponto 2a é relativamente menor do que no ponto 2b.

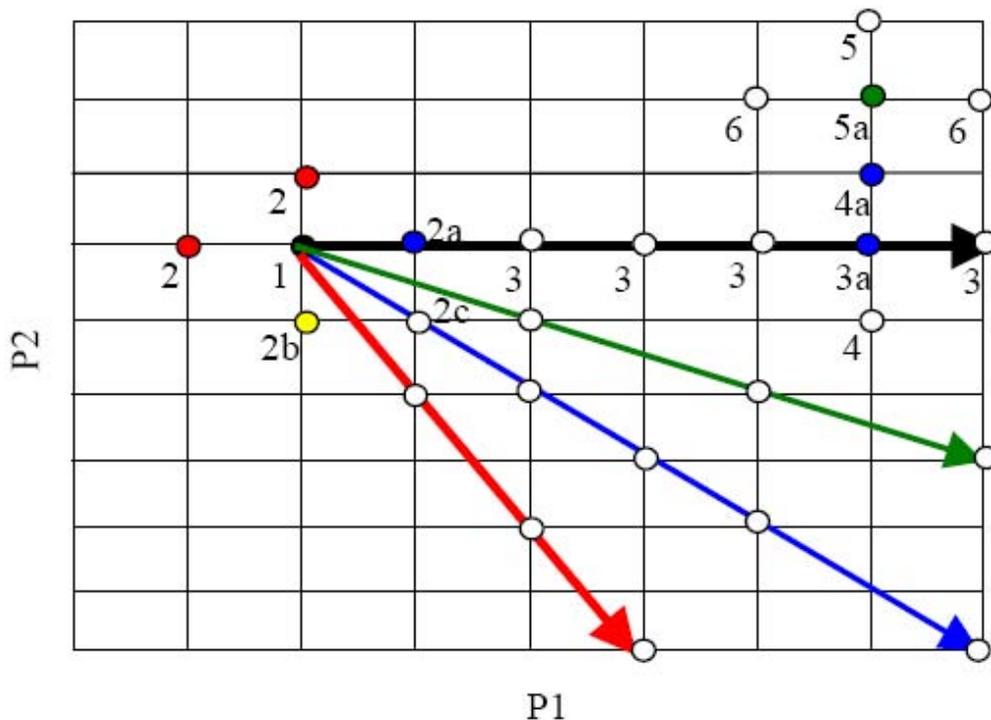


Figura 2.4: Exemplo bidimensional do funcionamento do algoritmo de otimização de busca direta (Maschio e Schiozer, 2004).

Para realizar o ajuste, além da alteração dos atributos geológicos e de fluido, ou até as características do modelo numérico, é necessária a definição de regiões do reservatório para serem alteradas (ajuste local). Porém, a dificuldade de localizar as áreas que deverão ser modificadas no modelo torna o processo de ajuste de histórico uma tarefa que necessita muito da integração e da experiência dos profissionais envolvidos. Para auxiliar no processo, técnicas auxiliares têm sido usadas, como a simulação por linhas de fluxo e o ajuste combinado de dados de produção e de saturação (que é o foco desta dissertação).

2.2 A Simulação por Linhas de Fluxo

A técnica de simulação por linhas de fluxo tem despertado bastante interesse nos últimos anos e tem se mostrado uma ferramenta importante na aplicação em diversas tarefas de gerenciamento envolvendo a simulação numérica de reservatórios. O princípio da simulação por linhas de fluxo é a decomposição de um problema tridimensional (3D) em uma série de problemas unidimensionais (1D) independentes, ou seja, ao invés de considerar o movimento do fluido de célula para célula, a simulação por linhas de fluxo divide o reservatório em sistemas unidimensionais. As equações de transporte são, então, resolvidas ao longo de um espaço unidimensional, definido pelas linhas de fluxo, usando o conceito do “tempo de residência”. Assim, grandes intervalos de tempo podem ser usados, a difusão numérica é minimizada e o tempo de computação varia, dependendo do caso, linearmente com o tamanho do modelo (Maschio e Schiozer, 2003).

A simulação por linhas de fluxo é um método numérico diferente do método de simulação tradicionalmente empregado na indústria do petróleo que é o de diferenças finitas. É um método mais rápido devido a algumas simplificações feitas para a modelagem do processo, mas, por isso, apresenta algumas limitações. Entretanto, embora não possa ser utilizada para substituir o simulador tradicional, ela pode ser utilizada como ferramenta auxiliar, trazendo benefícios para o processo. A **Figura 2.5** mostra uma comparação de visualização entre o simulador por diferenças finitas e o simulador por linhas de fluxo.

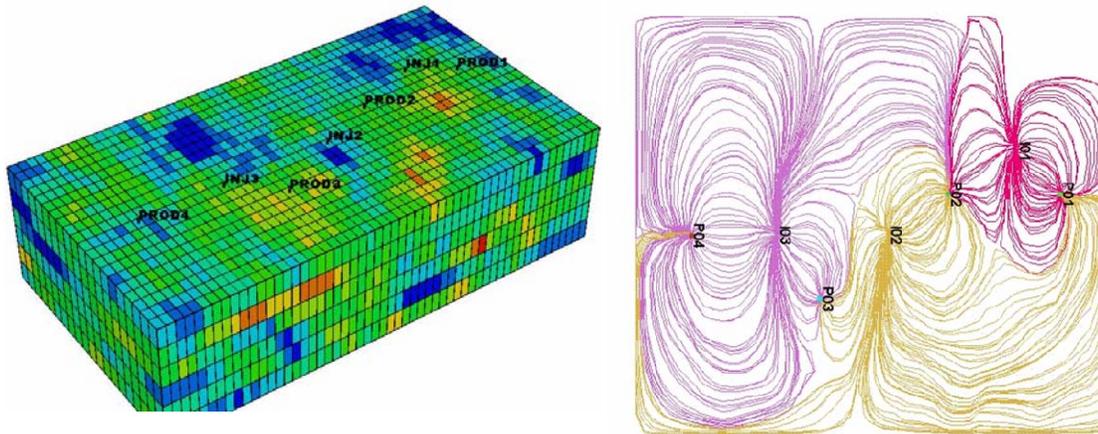


Figura 2.5: Exemplos de visualização do simulador por diferenças finitas e do simulador por linhas de fluxo, respectivamente (Grecco, 2005).

O simulador por linhas de fluxo é um simulador de reservatórios de petróleo tridimensional e trifásico, que usa uma grade de linhas de fluxo para representar o movimento dos fluidos. A técnica de simulação por linhas de fluxo baseia-se na formulação IMPES (IMplícito para Pressão e Explicíto para Saturação), ou seja, esta formulação consiste em resolver o campo de pressão de forma implícita e a saturação das fases água/óleo/gás, de forma explícita. Detalhes matemáticos podem ser encontrados em Thiele (1994), Batycky (1997), Datta-Gupta (2001), Samier (2001).

Thiele (2001) mostra que a simulação por linhas de fluxo funciona com base em seis princípios básicos:

- Construção de linhas de fluxo ao longo de um espaço tridimensional;
- Reformulação da equação de conservação de massa ao longo das linhas de fluxo em termos de tempo de residência;
- Atualização periódica das linhas de fluxo;
- Soluções numéricas unidimensionais ao longo das linhas de fluxo;
- Estimativa dos efeitos da gravidade através da separação de operadores;
- Extensão para escoamentos compressíveis.

A simulação segue os seguintes passos:

1. O campo de pressão é calculado através do conhecimento das propriedades das rochas, dos fluidos e dos dados disponíveis.
2. Usando a Lei de Darcy, as linhas de fluxo são traçadas através do domínio tridimensional.
3. A composição do fluido é traçada e definida ao longo de cada linha de fluxo.
4. Uma equação geral e unidimensional de balanço de massa é resolvida através de cada linha de fluxo para mover a composição do fluido ao longo do tempo.
5. A composição do fluido através das linhas de fluxo é mapeada de volta através da grade tridimensional.
6. O fluido é, então, movido verticalmente para considerar o efeito da gravidade e é mapeado através da grade novamente.

O campo de pressão é então recalculado e os passos 1-6 são repetidos. A **Figura 2.6** mostra esquematicamente como a simulação funciona (Thiele, 2003). O modelo geológico é convertido para o modelo de simulação (a). Em seguida, o campo de pressões é calculado (b) e as linhas de fluxo, que são perpendiculares aos gradientes de pressão, são traçadas (c). A próxima etapa consiste do cálculo das saturações dos fluidos ao longo das linhas de fluxo (d). Esse processo é repetido a cada intervalo de tempo.

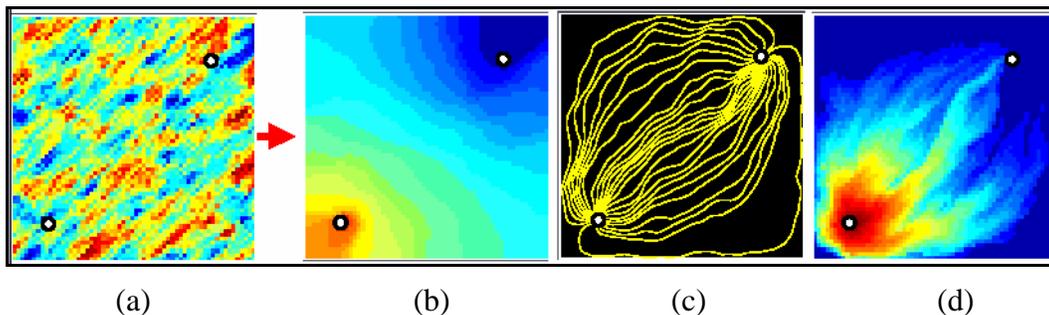


Figura 2.6: Esquema do processo de simulação por linhas de fluxo (Thiele, 2003).

Deve-se ressaltar que o simulador por linhas de fluxo, mesmo com os significativos avanços obtidos nos últimos anos, como, por exemplo, sua utilização em escoamentos compressíveis, ainda aborda de uma maneira simplificada o problema de escoamento em meios porosos. Desse modo, cuidado deve ser tomado quando esse modelo for utilizado. As linhas de fluxo são fortemente dependentes do campo de permeabilidades do modelo de simulação e, como

esse parâmetro possui muita incerteza em seus valores, as linhas de fluxo dificilmente corresponderão aos “caminhos” reais dos fluidos no reservatório real (elas são criadas sobre um modelo “errado”).

Mesmo assim, a simulação por linhas de fluxo tem grande utilidade na engenharia de reservatórios. Ela se mostrou uma ferramenta auxiliar importante em diversas áreas, como na estratégia de produção (principalmente quando há a injeção de água no reservatório, permitindo a quantificação da relação de fluxo entre injetores e produtores, possibilitando um balanceamento do esquema de injeção, segundo Grinestaff, 1999, Guimarães, 2005 e Grecco, 2004), ou no processo de ajuste de histórico de produção (Milliken, 2001, Wang, 2002), identificando áreas de fluxo no interior do reservatório, as quais poderão ter suas propriedades geológicas alteradas (Maschio e Schiozer, 2004, Maschio e Schiozer, 2005 e Grecco, 2005). Porém, neste último processo, as linhas de fluxo devem ser utilizadas em uma fase final de ajuste, onde o modelo já esteja muito parecido com o modelo real.

Neste projeto, a simulação por linhas de fluxo será utilizada de maneira qualitativa apenas, servindo para identificar uma região areal ao redor dos poços, conforme será explicado no capítulo de metodologia.

2.3 Dados de Saturação

Para uma ampla gama de atividades envolvidas nos estudos de reservatório, faz-se necessário um conhecimento das características das saturações dos fluidos da formação em questão. A determinação destes parâmetros pode ser feita em laboratório, através de uma série de procedimentos controlados, ou diretamente no campo, utilizando-se ferramentas de perfilagem ou de sísmica.

Para as análises laboratoriais, as amostras são obtidas através do procedimento de testemunhagem. Geralmente a determinação das saturações dos fluidos em laboratório é feita pela evaporação dos fluidos no testemunho ou pela extração destes fluidos através da aplicação de algum solvente. Maiores detalhes desses métodos podem ser encontrados em Stevens (1960) e Koederitz (1990).

O procedimento de perfilagem de poços consiste da introdução das ferramentas de leitura no poço, onde são emitidos sinais e as respostas, que são computadas e armazenadas simultaneamente à aquisição, variam de acordo com a rocha que recebe o sinal. Através de um pós-processamento dos dados, propriedades como porosidade, saturações, permeabilidades etc., são determinadas nas regiões próximas ao poço. A **Figura 2.7** ilustra como o procedimento de perfilagem de poços é realizado.

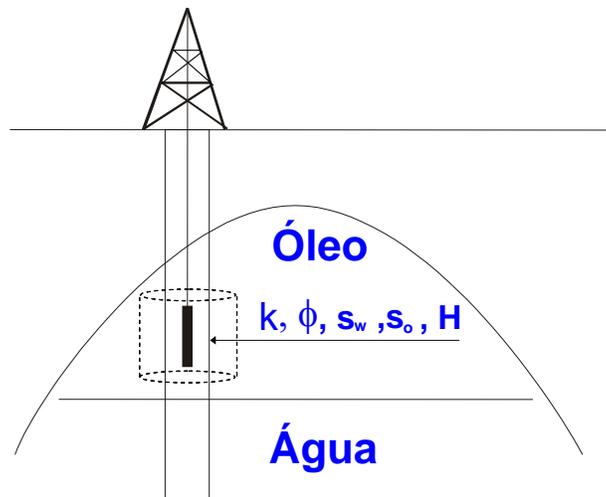


Figura 2.7: Ilustração do procedimento de perfilagem em poços.

Tradicionalmente, dados de saturação eram obtidos através da utilização de perfis de resistividade. A resistividade de uma substância ou material é definida como sendo sua capacidade em impedir o fluxo de uma corrente elétrica através dela(e). Quanto maior a resistividade, maior a resistência à passagem de corrente elétrica. A resistividade das rochas reservatório é função da salinidade da água presente nos poros, da porosidade e da quantidade de hidrocarbonetos presentes. Maiores detalhes sobre esses perfis podem ser encontrados em Archie (1942), Donaldson (1996) e nos manuais da Schlumberger (1986 e 1987). Recentemente, ferramentas importantes nessa área foram desenvolvidas (TDT/TMD²) e estão sendo amplamente utilizadas na indústria, fornecendo dados precisos sobre saturação de fluidos nas proximidades dos poços, conforme ilustrado na **Figura 2.8**.

² Thermal Decay Time/Thermal Multigate Decay

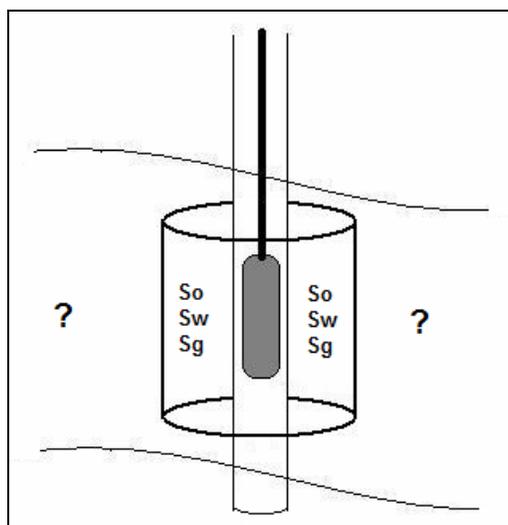


Figura 2.8: Exemplo de região mapeada ao redor dos poços.

As ferramentas de TDT/TMD são delgadas, de 1 11/16 polegadas de diâmetro, apropriadas para perfilar poços revestidos, em produção ou amortecidos, como mostra a **Figura 2.9**, e são constituídas basicamente de um acelerador de partículas (Minitron) capaz de emitir pulsos de nêutrons de 14 MeV de energia, nêutrons rápidos, que interagem com os átomos dos elementos presentes no poço e na formação, perdem energia, e são capturados (Steinman, 1986). Nas ferramentas TDT/TMD os nêutrons em estágio de energia termal, 0.025 eV, de baixa energia, são capturados pelos elementos da formação e emitem raios gama que são registrados em dois detectores, um próximo e outro mais distante da fonte. A taxa de captura dos nêutrons termais (SIGMA) é proporcional ao tamanho da seção de captura dos elementos presentes na formação. O Cloro, elemento presente nas salmouras, tem uma seção de captura muito grande quando comparada com as dos elementos formadores das rochas siliciclásticas e dos hidrocarbonetos, por isso zonas saturadas de água salgada com salinidade superior a 60000 ppm são facilmente diferenciadas de zonas portadoras de hidrocarboneto (Smith, 1988). Desse modo, as saturações residuais são calculadas nas proximidades dos poços.

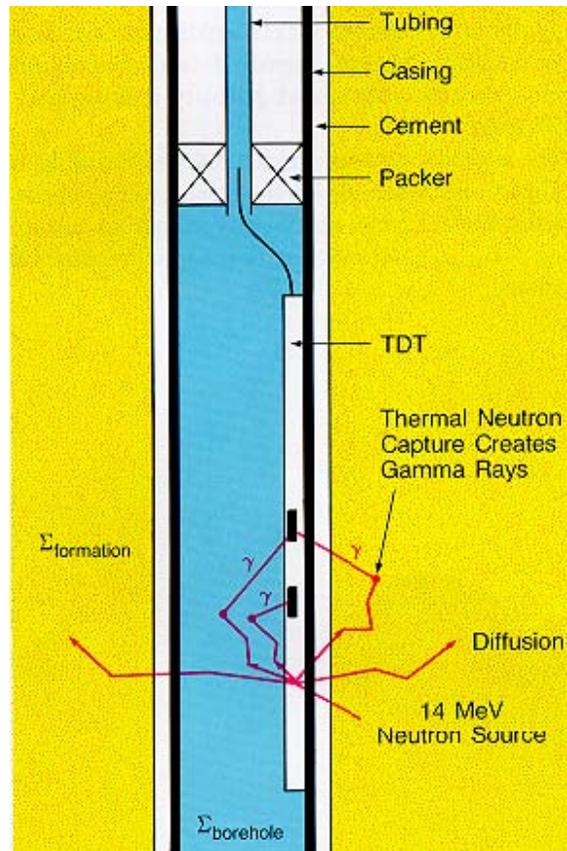


Figura 2.9: Desenho esquemático do funcionamento das ferramentas de TDT/TMD. (Kronbauer, 1998).

Porém, devido a baixa quantidade de poços perfilados, apenas uma pequena área do reservatório é mapeada, ou seja, as saturações são obtidas apenas em alguns poucos pontos do reservatório (conforme ilustrado na **Figura 2.10**).

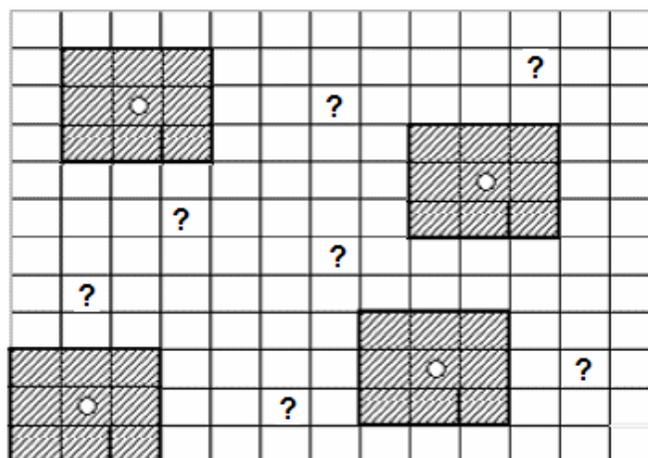


Figura 2.10: Exemplo de poucas regiões mapeadas ao redor dos poços em um reservatório.

Desse modo, devido ao alto grau de heterogeneidades, o mapeamento das saturações de fluidos em todo o reservatório torna-se complicado, requerendo o uso da geoestatística, onde essas propriedades são atribuídas através do uso de propriedades estatísticas de probabilidade espacial (Kronbauer, 2003). Com o uso da geoestatística é possível determinar as saturações de fluidos em todos os pontos do reservatório, utilizando apenas os dados obtidos nos poços (tanto de testemunhos, quanto de perfis). Porém, quanto mais longe dos poços estiverem os dados obtidos, menor confiabilidade eles apresentarão.

Outro método de campo que pode ser utilizado na aquisição de propriedades estáticas e dinâmicas dos reservatórios é a sísmica, que consiste em um processo de emissão, transmissão e reflexão de ondas acústicas entre meios físicos de propriedades elásticas distintas, medindo parâmetros como espessura de camadas, presença de falhas, ocorrências de acumulações de hidrocarbonetos e deslizamentos submarinos. A **Figura 2.11** ilustra o processo de aquisição de dados sísmicos (marítimo). Tem como vantagem adquirir dados de todo o reservatório, porém, com menor precisão que na perfilagem. Neste trabalho serão usados dados provenientes da perfilagem de poços e não da sísmica. Porém, como o processo de ajuste utilizado neste projeto utiliza características semelhantes aos trabalhos encontrados na literatura, que utilizam mapas de saturação oriundos da sísmica, ela é estudada neste capítulo.

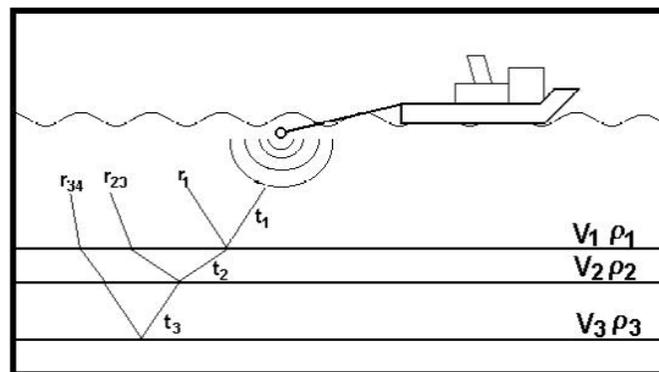


Figura 2.11: Ilustração do processo de aquisição de dados sísmicos no mar.

Para a aquisição de dados de saturação de fluidos, um método que têm ganhado grande importância nos últimos anos é a sísmica 4D, que consiste na repetição do processo de aquisição de dados sísmicos 3D em um reservatório em tempos diferentes. Ela tem um grande potencial de impacto na engenharia de reservatórios, pois foi a primeira técnica capaz de gerar imagens de

propriedades dinâmicas do reservatório, como, por exemplo, variações de pressão de poros, movimentação de fluidos e variações de temperatura. O uso da sísmica 4D na caracterização, desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios têm crescido conforme a interpretação dos dados tem se tornado mais confiável. Esses dados têm se mostrado muito úteis para a localização de óleo residual nos reservatórios e para o planejamento de novas perfurações de poços. Mais recentemente, eles vêm sendo usados no processo de modelagem de reservatórios, principalmente no processo de ajuste de histórico de produção.

2.4 Ajuste de Mapas de Saturação

O processo de ajuste de mapas de saturação ainda é um procedimento novo, com poucos casos encontrados na literatura. Desses casos, todos são relacionados ao ajuste dos mapas com dados oriundos da sísmica 4D. O grande problema do uso da sísmica é o alto grau de incerteza envolvida, pois dados de todo o campo são obtidos através de testes na superfície, onde correlações entre profundidade e tempos de propagação de onda ainda são alvos de estudo, gerando dados com pouca confiabilidade.

Kretz et al. (2002) propôs um método para ajuste de histórico através do uso da sísmica 4D. O ajuste consiste na minimização de uma função-objetivo definida como a diferença quadrática dos valores simulados e observados, tanto de produção como de saturação do campo. Um reservatório sintético de gás foi utilizado nos estudos. Ele dividiu o histórico de dezesseis anos em duas partes: Os primeiros 8 anos foram utilizados para o ajuste de histórico e os últimos 8 anos foram utilizados para comparar a qualidade da previsão de produção do modelo ajustado. Ele realizou dois ajustes: (1) apenas com os dados de produção e (2) com dados de produção e dados sísmicos. Maior esforço computacional foi exigido no segundo método, porém foram obtidas previsões de produção muito mais próximas da real que no primeiro método.

Roggero et al. (2002) utilizou a mesma metodologia de Kretz (no mesmo modelo), porém agora os dados sísmicos foram discretizados em três níveis, para cada célula da malha: -1 (correspondendo à diminuição da saturação de gás), 0 (quando não ocorre variação na saturação) e +1 (correspondendo a um aumento da saturação de gás). De acordo com o autor, esse procedimento retrata melhor a realidade, pois os dados sísmicos não fornecem valores de

saturação tão precisos. A previsão de produção não foi tão precisa como a obtida utilizando valores detalhados de saturação, porém ainda foi bem melhor que a previsão do ajuste apenas dos dados de produção (ajuste de histórico tradicional).

Mezghani e Fornel (2004) propuseram um método similar, porém aplicando diferentes pesos aos dados ajustados, ou seja, atribui-se um peso para os valores oriundos da sísmica e outro para os valores de produção, dependendo da confiabilidade dos dados. A metodologia proposta por ele é composta de duas fases: (1) Inversão dos dados sísmicos em diferentes tempos (sísmica 4D) para se obter propriedades estáticas (porosidades e permeabilidades) e dinâmicas (saturações) do reservatório e, (2) Utilização das propriedades obtidas na primeira fase em conjunto com os dados de produção para ajustar o modelo geológico. O ajuste consiste na minimização automática de uma função-objetivo que inclui tanto dados de saturação como de produção e pressão.

Kretz et al. (2004) utilizou o simulador por linhas de fluxo e os dados da sísmica 4D para ajustar as frentes de saturação antes que houvesse a irrupção de água nos poços. Ele calculou as posições das frentes de água com o simulador por linhas de fluxo e as comparou com as posições das frentes obtidas com a sísmica 4D. Desse modo, é possível melhorar a caracterização do modelo geológico no começo da vida do reservatório, quando os dados de produção de água (muito importantes para o processo de ajuste de histórico de produção) ainda são inexistentes.

Risso e Schiozer (2006) propuseram uma metodologia para ajuste de mapas e dados de produção para reservatórios bidimensionais. Eles utilizam uma função-objetivo linear, ou seja, ela consiste apenas na diferença entre os dados observados e os dados simulados. Pesos foram atribuídos aos dados de produção e aos dados sísmicos, dependendo da fase de desenvolvimento do campo. O reservatório foi dividido em regiões para o ajuste, de acordo com o erro entre os dados. Essas regiões tiveram suas propriedades geológicas alteradas para minimizar a função-objetivo. Planejamento experimental foi utilizado para se encontrar a melhor maneira de realizar esse processo.

Arenas et al. (2001) propôs um método para ajuste de histórico semi-automático, utilizando dados de produção e dados sísmicos. O método semi-automático consiste no uso de

um algoritmo de otimização para uma função-objetivo quadrática, baseado no método dos gradientes. A grande diferença deste método é que ao invés de utilizar diretamente dados de saturação oriundos da interpretação sísmica ele utiliza a velocidade da onda sísmica como parâmetro de ajuste. O procedimento foi aplicado com sucesso a um reservatório bidimensional.

Grosselin et al. (2003) desenvolveu um software completo para ajuste de histórico semi-automático (HUTS), utilizando dados de produção e da sísmica 4D. Ele também utilizou um algoritmo de otimização baseado no método dos gradientes. Porém, os dados sísmicos ajustados foram parâmetros petro-elásticos do reservatório, obtidos pela inversão dos dados sísmicos. A metodologia foi aplicada com sucesso em campos reais, localizados no Mar do Norte e Mar Adriático.

Ao contrário dos trabalhos encontrados na literatura, que utilizam dados oriundos da sísmica 4D, este trabalho utilizará dados de saturação provenientes da perfilagem em poços. Os trabalhos citados acima serviram de base para o desenvolvimento da metodologia. Por exemplo, a abordagem da função-objetivo é parecida com a utilizada por Mezghani e Fornel (2004), utilizando pesos para os dados de saturação e produção e um ajuste semi-automático também é utilizado, como nos trabalhos de Arenas e Grosselin, porém um algoritmo de busca direta é utilizado. Os detalhes desta metodologia são explicados posteriormente nesta dissertação.

2.5 A Função-Objetivo

A função-objetivo, no processo de ajuste de histórico de produção, é definida como uma função matemática que define o erro entre os dados medidos e os dados simulados. Ela tem sido amplamente utilizada, pois evita a abordagem visual de gráficos, que depende muito do profissional envolvido. Desse modo, o objetivo principal do processo de ajuste é achar a melhor combinação de valores dos atributos incertos, dentro de limites geológicos, que façam com que o valor da função-objetivo se aproxime ao máximo de zero. A **Figura 2.12** ilustra a variação de uma função-objetivo através da combinação dos valores de dois atributos em um espaço de soluções discretizado.

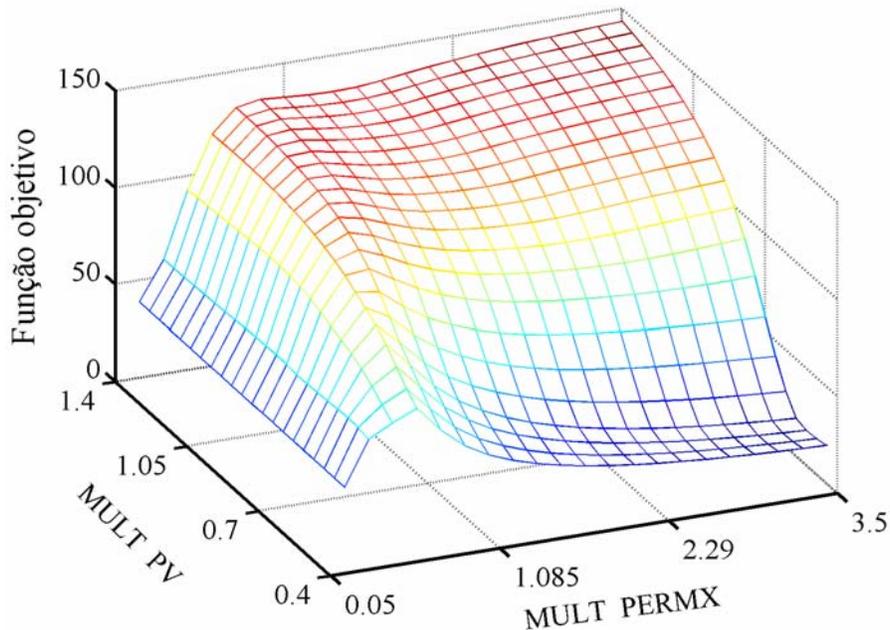


Figura 2.12: Exemplo da variação de uma função-objetivo simples em um problema com dois parâmetros (Maschio et al., 2008).

Muitas formulações são possíveis para se definir uma função-objetivo. A mais utilizada na indústria petrolífera é a dos mínimos quadrados, que consiste na soma dos quadrados das diferenças entre os dados reais e os dados simulados, conforme mostra a **Equação 2.1**.

$$FO = \sum_{i=1}^n (obs_i - sim_i)^2 \dots\dots\dots (2.1)$$

onde:

FO = Função-objetivo

obs = Dados observados (histórico)

sim = Dados simulados

n = Número de dados medidos

Tradicionalmente, a função-objetivo é composta por uma combinação de vários dados de produção e pressão. Com o advento de novas tecnologias, conforme explicado anteriormente, dados de saturação também têm sido adicionados à função-objetivo. Assim, ela acaba sendo composta por dados de diferentes grandezas, tornando-se necessário que estes dados sejam adimensionalizados. Além disso, pesos geralmente são atribuídos aos dados, de acordo com a

confiabilidade e precisão de cada série de valores. A **Equação 2.2** mostra uma formulação típica utilizada para a função-objetivo quando dados de saturação e produção são ajustados simultaneamente (Mantica, 2001).

$$FO = \frac{\alpha_1 \sum_i^{n_1} (obs_i - sim_i)_{PROD}^2}{\sigma_{PROD}} + \frac{\alpha_2 \sum_i^{n_2} (obs_i - sim_i)_{SAT}^2}{\sigma_{SAT}} \dots\dots\dots(2.2)$$

onde:

α = Pesos atribuídos aos dados

σ = Fator de normalização

PROD = Dados de produção (vazões e pressões)

SAT = Dados de saturação

n_1 = Número de dados de produção medidos

n_2 = Número de dados de saturação medidos

No ajuste de histórico global, os valores dos parâmetros inseridos na função-objetivo são os dados totais do campo, como vazão total, pressão média do campo etc. Já no ajuste local, os dados utilizados são os dados dos poços, individualmente. Normalmente, o ajuste dos poços é feito poço por poço, um por vez, utilizando funções-objetivo separadas (FOS). Nesse caso, modificações são feitas no reservatório até que um determinado poço seja ajustado. Após esta etapa, o modelo de reservatório obtido do ajuste anterior é utilizado como base para o ajuste do poço seguinte. E assim segue-se o procedimento, até que todos os poços estejam ajustados. Esse método é o mais utilizado atualmente, porém apresenta a desvantagem de ser muito vagaroso, requerendo muitas simulações, dependendo do número de poços e da complexidade do reservatório.

Outro método muito utilizado na prática é o ajuste de histórico de vários poços simultaneamente, utilizando uma função-objetivo combinada (FOC). Esse método consiste em combinar dados de vários poços simultaneamente em uma única função-objetivo e modificar parâmetros do modelo até minimizar essa função. Porém, a combinação de vários parâmetros de vários poços gera uma função-objetivo muito complexa, tornando o problema mais difícil de ser solucionado (a dimensão do problema de otimização pode se tornar muito grande).

Maschio e Schiozer (2007) propuseram um novo método para utilização da função-objetivo no processo de ajuste de histórico local. A metodologia consiste em ajustar simultaneamente um grupo de poços, mas utilizando uma função-objetivo independente (FOI) para cada um deles. Para isso, uma região é definida para o ajuste de cada poço. Então parâmetros de ajuste são definidos para cada região, independentemente. Uma análise de sensibilidade é feita variando-se esses parâmetros e averiguando se as modificações em uma região afetam a função-objetivo de outra região. Caso a resposta seja negativa, todas as regiões podem ser modificadas simultaneamente em uma única simulação, diminuindo drasticamente o tempo de otimização do processo, em comparação com os métodos anteriores.

A análise de sensibilidade é uma parte fundamental no processo de ajuste de histórico de produção, tanto para a definição de parâmetros mais influentes como para a definição da função-objetivo a ser utilizada e será abordada com mais detalhes no tópico seguinte.

2.6 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é um processo muito útil e muito utilizado na engenharia de reservatórios, como na análise do impacto de incertezas nas previsões de produção e análise econômica de desenvolvimento de campos de petróleo, bem como para estimar perfis probabilísticos de parâmetros econômicos e de produção. Ela também é muito utilizada no processo de ajuste de histórico de produção, e tem como principal objetivo definir quais os parâmetros mais influentes a serem utilizados no procedimento de ajuste.

Ela consiste em um procedimento de análise da influência da variação de todos os parâmetros incertos na função-objetivo, avaliando, dessa forma, quais os parâmetros mais importantes. Ela é feita da seguinte maneira: primeiro são definidos vários atributos, os quais podem influenciar a produção do campo. Então esses atributos são variados para um valor mínimo e para um valor máximo (dentro das restrições físicas do problema). Para cada uma dessas mudanças é observada a variação na função-objetivo e gráficos “tornado” são feitos, ilustrando essa mudança, conforme exemplificado na **Figura 2.13**.

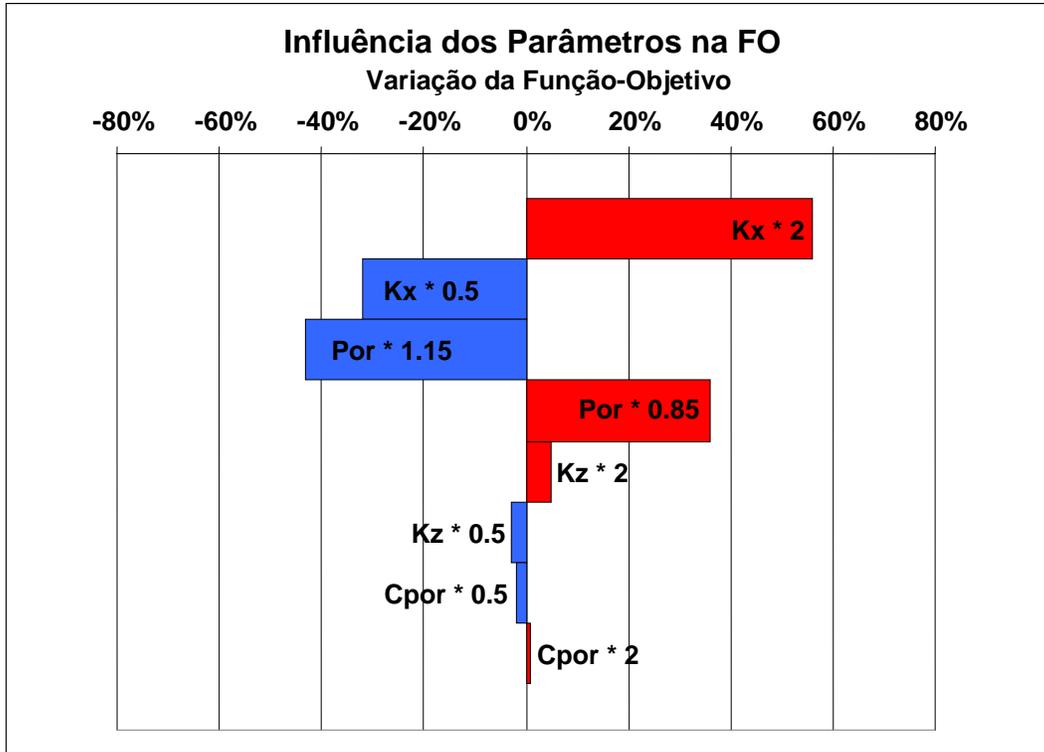


Figura 2.13: Exemplo de análise de sensibilidade no ajuste de histórico de produção, mostrando os parâmetros mais importantes para o ajuste.

Na figura é possível observar que apenas os parâmetros permeabilidade horizontal (K_x) e porosidade (Por) são relevantes para o procedimento de ajuste. Os parâmetros permeabilidade vertical (K_z) e compressibilidade da rocha (C_{por}) influenciam pouco a função-objetivo e podem ser descartados do procedimento de ajuste. As cores do gráfico também indicam a direção do ajuste, onde a cor azul mostra que a variação do parâmetro está no caminho “certo”, diminuindo a função-objetivo. A cor vermelha indica o oposto.

A análise de sensibilidade é de extrema importância para o processo de ajuste, pois evita que muitas variáveis sejam levadas em consideração, diminuindo, assim, o esforço computacional e o tempo total do processo.

Capítulo 3

Metodologia

Neste capítulo é realizada a descrição da metodologia desenvolvida, que tem como objetivo orientar o processo de ajuste de histórico de produção que utiliza dados de saturação de perfis. Primeiro é mostrada a descrição da metodologia geral desta dissertação, descrevendo as etapas seguidas para se atingir os objetivos propostos. Em seguida é detalhada a metodologia de ajuste de histórico proposta, mostrando como foram utilizadas as informações de saturação dos perfis.

3.1 Metodologia Geral da Dissertação

A metodologia para criar e validar uma técnica de ajuste de histórico de produção que utilize dados de saturação de perfis foi desenvolvida em várias etapas, consistindo, primeiramente, em uma revisão bibliográfica sobre temas pertinentes ao assunto, para conhecer o que já foi desenvolvido e poderá servir de base para este trabalho e o que teve que ser proposto e validado. A segunda etapa consistiu na implementação de dados de saturação de perfis em um procedimento de ajuste de histórico tradicional (que utiliza apenas dados de produção), desenvolvendo uma nova metodologia de ajuste, com uma função-objetivo combinada. Deve-se deixar claro aqui que a metodologia desenvolvida deve ser utilizada no ajuste de histórico local, calibrando os poços individualmente.

A próxima etapa consistiu na aplicação da metodologia de ajuste proposta em um modelo de reservatório sintético, com o intuito de estudá-la e validá-la, entendendo suas vantagens e limitações. Nessa fase dois modelos de reservatório foram criados: um com propriedades

heterogêneas, representando o reservatório real e outro mais homogêneo, representando o modelo de simulação que precisa ser ajustado. Os perfis de saturação, além de serem utilizados na função-objetivo como novo parâmetro de ajuste, são utilizados para orientar a definição de atributos a serem modificados. É também feita uma comparação do processo com e sem o uso dos perfis e parâmetros como o peso atribuído aos dados ajustados também são estudados. Após a validação, previsões de produção (com e sem recompletação dos poços) são feitas para testar o ganho de qualidade do modelo obtido com os diferentes ajustes. Finalmente, a última etapa consistiu na avaliação dos resultados e na elaboração das conclusões e recomendações para trabalhos futuros. A **Figura 3.1** mostra esquematicamente como a metodologia geral dessa dissertação foi conduzida.

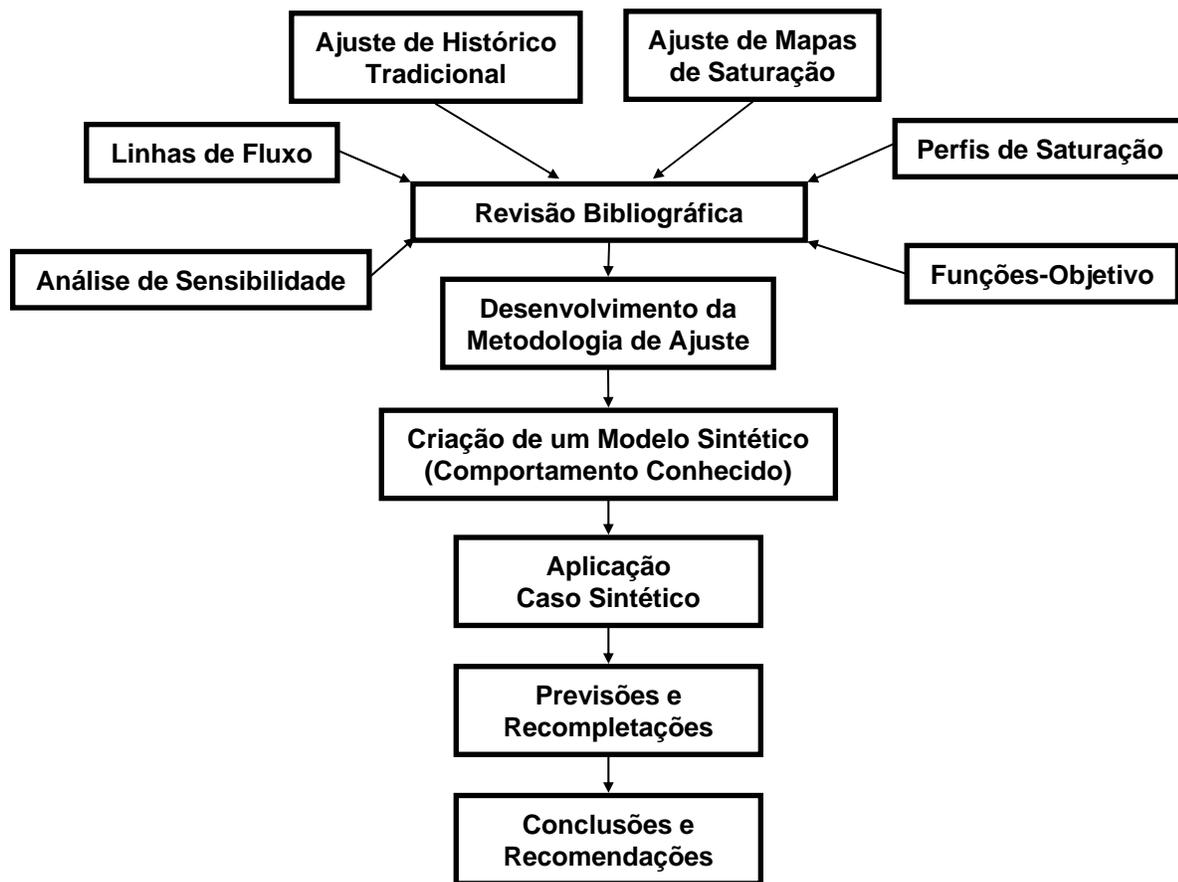


Figura 3.1: Fluxograma geral da metodologia aplicada nesta dissertação.

Em seqüência será mostrada e detalhada a metodologia de ajuste de histórico desenvolvida nesta dissertação.

3.2 Metodologia de Ajuste

A metodologia geral de ajuste é a mesma que normalmente se utiliza no processo tradicional de ajuste de histórico local e está ilustrada no fluxograma da **Figura 3.2**. A primeira etapa é a comparação dos valores entre os dados medidos (histórico) e os dados simulados para checar se há necessidade de ajuste, tanto para os dados de produção como para os dados de saturação. A etapa seguinte consiste na definição da função-objetivo que será empregada. Caso algum dos dados já esteja ajustado, é atribuído um peso zero para ele, fazendo com que não seja considerado na função-objetivo, mas, caso contrário, de acordo com a qualidade dos dados e do ajuste desejado, é atribuído um peso a eles (diferente de zero), criando-se uma função-objetivo combinada.

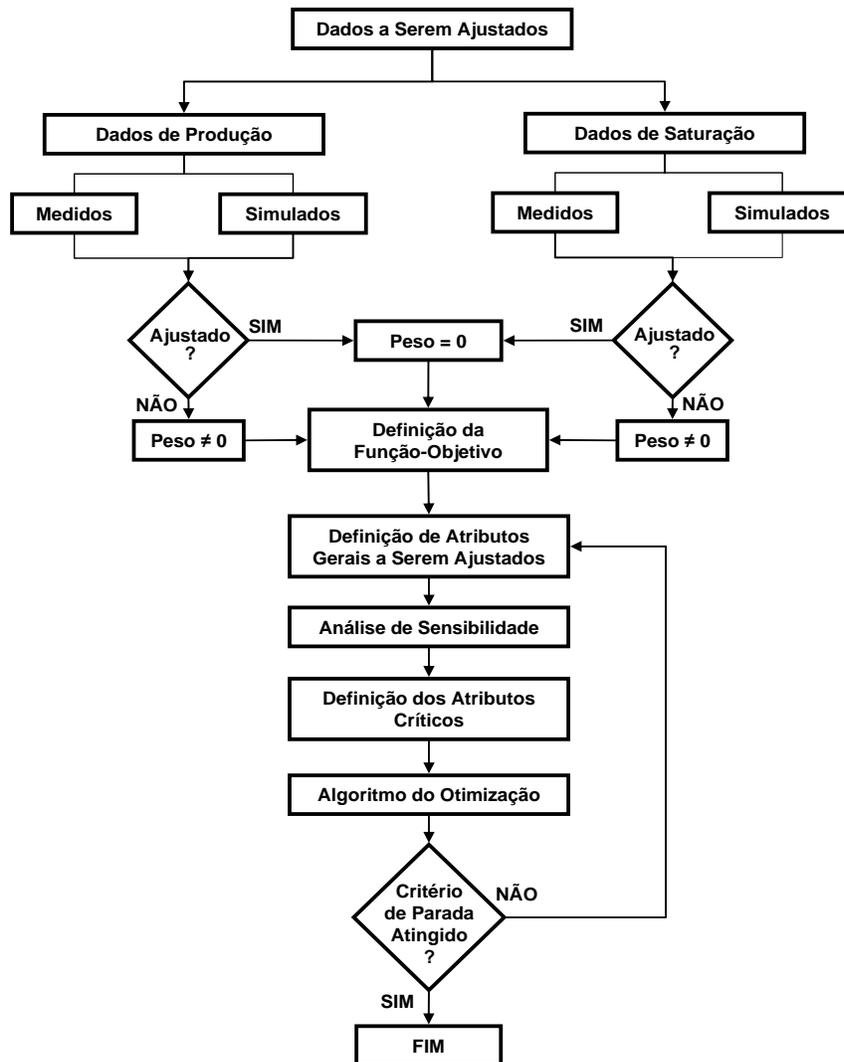


Figura 3.2: Fluxograma geral do procedimento de ajuste utilizado neste trabalho.

Definida a função-objetivo, a próxima etapa consiste na definição dos atributos gerais que serão ajustados, ou seja, das propriedades e regiões do reservatório que serão modificadas e quais os valores máximos e mínimos que essas propriedades poderão assumir, para que o modelo de reservatório ainda se mantenha com características reais.

Com as regiões e propriedades determinadas, o próximo passo consiste em realizar uma análise de sensibilidade para se descobrir quais desses atributos são os mais influentes, ou seja, quais deles deverão realmente entrar no processo de ajuste, evitando-se, assim, que propriedades e regiões pouco importantes sejam incluídas no processo, o que aumentaria muito o tempo computacional e a complexidade do problema. A etapa seguinte consiste no procedimento de ajuste propriamente dito, onde um algoritmo de otimização procurará os melhores valores dos parâmetros que minimizem a função-objetivo.

Esse procedimento é realizado várias vezes (iterações), até que se atinja um critério de parada (que pode ser um valor da função-objetivo menor que uma tolerância pré-estabelecida, um número máximo de simulações, um fator econômico, etc., dependendo do objetivo do projeto), encerrando-se, assim, o processo de ajuste ou passando-se para uma eventual etapa seguinte. Em seguida será explicada detalhadamente cada etapa da metodologia de ajuste mostrada acima, ressaltando-se como os dados de saturação de perfis foram utilizados para melhorar o processo.

3.2.1 Definição da Função-Objetivo

Nesta dissertação é definida uma função-objetivo quadrática, que, como explicado anteriormente, consiste na soma dos quadrados das diferenças entre os dados do histórico e os dados simulados. A formulação para a função-objetivo utilizada neste projeto é a mesma que a apresentada na **Equação 2.2**, ou seja:

$$FO = \frac{\alpha_1 \sum_i^{n_1} (obs_i - sim_i)_{PROD}^2}{\sigma_{PROD}} + \frac{\alpha_2 \sum_i^{n_2} (obs_i - sim_i)_{SAT}^2}{\sigma_{SAT}} \dots\dots\dots (3.1)$$

A diferença aqui é que ela é aplicada localmente, para cada poço e não para o campo todo. Assim, os dados de saturação, ao invés de serem dados de um mapa de saturação do campo todo (caso da sísmica 4D), são dados dos blocos dos poços. Desse modo, o valor de n_2 na equação passa a ser o número de blocos na coluna do poço que possuem informação de saturação. A **Figura 3.3** ilustra esse processo. Primeiro os perfis de saturação informam a saturação real média de cada bloco do poço (**Figura 3.3 a**). Depois esses valores são comparados com os valores fornecidos pelo simulador (**Figura 3.3 b**) e os quadrados das diferenças dos valores de cada bloco são somados e computados na função-objetivo.

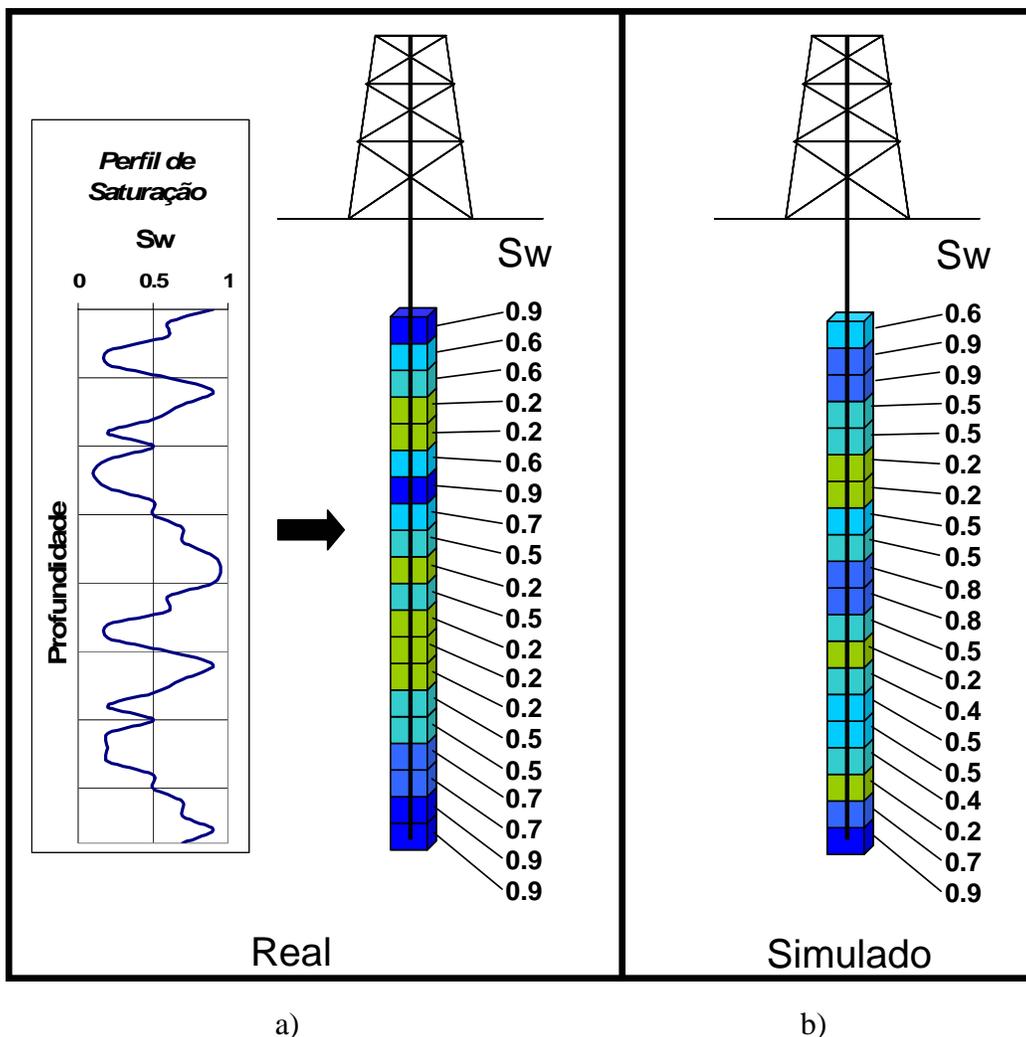


Figura 3.3: Regiões onde a função-objetivo de saturação é computada.

Para os dados de produção, quaisquer parâmetros podem ser utilizados, como, por exemplo, vazões de água ou gás, dados de corte de água, pressões etc. Esses parâmetros são somados na equação, cada um com um peso específico. A **Equação 3.2** exemplifica esse procedimento.

$$FO = \alpha_1 \left(\frac{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{atual})_{VA}^2}{\sigma_{VA}} \right) + \alpha_2 \left(\frac{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{atual})_{VG}^2}{\sigma_{VG}} \right) + \alpha_3 \left(\frac{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{atual})_{WCUT}^2}{\sigma_{WCUT}} \right) + \dots \dots \dots (3.2)$$

$$+ \alpha_4 \left(\frac{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{atual})_{PRES}^2}{\sigma_{PRES}} \right) + \dots + \alpha_n \left(\frac{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{atual})_{SAT}^2}{\sigma_{SAT}} \right)$$

onde:

α_1 = Peso atribuído aos dados de vazão de água

α_2 = Peso atribuído aos dados de vazão de gás

α_3 = Peso atribuído aos dados de corte de água

α_4 = Peso atribuído aos dados de pressão

α_n = Peso atribuído aos dados de saturação

σ = Fator de normalização

VA = Relativo aos dados de vazão de água dos poços

VG = Relativo aos dados de vazão de gás dos poços

WCUT = Relativo aos dados de corte de água dos poços

PRES = Relativo aos dados de pressão dos poços

SAT = Relativo aos dados de saturação dos poços

n = Número de pontos utilizados no ajuste

Os dados de saturação de perfis servem como um dado adicional a ser ajustado na função-objetivo, dando maior confiabilidade ao modelo.

3.2.2 Definição dos Atributos Gerais a Serem Ajustados

Após a definição da função-objetivo que será utilizada no processo, a próxima etapa é a definição das propriedades e regiões do reservatório que serão modificadas e quais serão os

valores máximos e mínimos que essas propriedades poderão assumir, mantendo-se as restrições geológicas. Essa etapa é a mais difícil em todos os métodos de ajuste de histórico de produção, pois necessita muito da experiência do profissional envolvido e geralmente é feita com a ajuda de técnicas auxiliares. Nesta metodologia, a experiência do profissional é utilizada com duas técnicas auxiliares: a simulação por linhas de fluxo e a utilização dos perfis de saturação dos poços.

A definição de quais propriedades serão modificadas no processo de ajuste e de quais serão os valores máximo e mínimo de variação é feita pelo profissional responsável, sendo auxiliado por uma análise de sensibilidade. Já as regiões do reservatório onde essas propriedades serão alteradas (ajuste de histórico local) são definidas pelas linhas de fluxo e pelos perfis de saturação (mas sempre sob a supervisão e aprovação da pessoa envolvida).

As linhas de fluxo são utilizadas para definir regiões de escoamento no interior do reservatório, que deverão, preferencialmente, ter suas propriedades alteradas. Porém, a simulação por linhas de fluxo é utilizada apenas de maneira qualitativa neste trabalho, onde uma abordagem visual é feita para se definir regiões areais ao redor dos poços, conforme ilustrado na **Figura 3.4**. As linhas de fluxo são geradas sobre a malha de simulação no período em que os perfis foram corridos (**Figura 3.4 a**), definindo, assim, o raio de drenagem dos poços. Em seguida são analisados os blocos da malha que correspondem à zona de influência dos poços e, assim, definidas as regiões areais de cada poço que serão modificadas (**Figura 3.4 b**). Como apenas uma análise visual é feita, não há necessidade de se usar um simulador por linhas de fluxo. Atualmente quase todos os simuladores comerciais por diferenças-finitas possuem a opção de gerar linhas de fluxo sobre a malha de simulação.

Vale ressaltar aqui que as linhas de fluxo refletem o modelo de reservatório em que elas foram geradas. Assim, as linhas de fluxo geradas sobre um modelo que ainda não foi pré-ajustado dificilmente corresponderiam aos “caminhos” de escoamento reais dos fluidos no interior do reservatório. Desse modo, não seria viável sua utilização para mapear os blocos no reservatório a serem modificados, de uma maneira tridimensional, como é comumente utilizada na prática. Por isso, neste trabalho, elas são utilizadas apenas visualmente, determinando um raio ou uma região de influência ao redor dos poços no modelo desajustado.

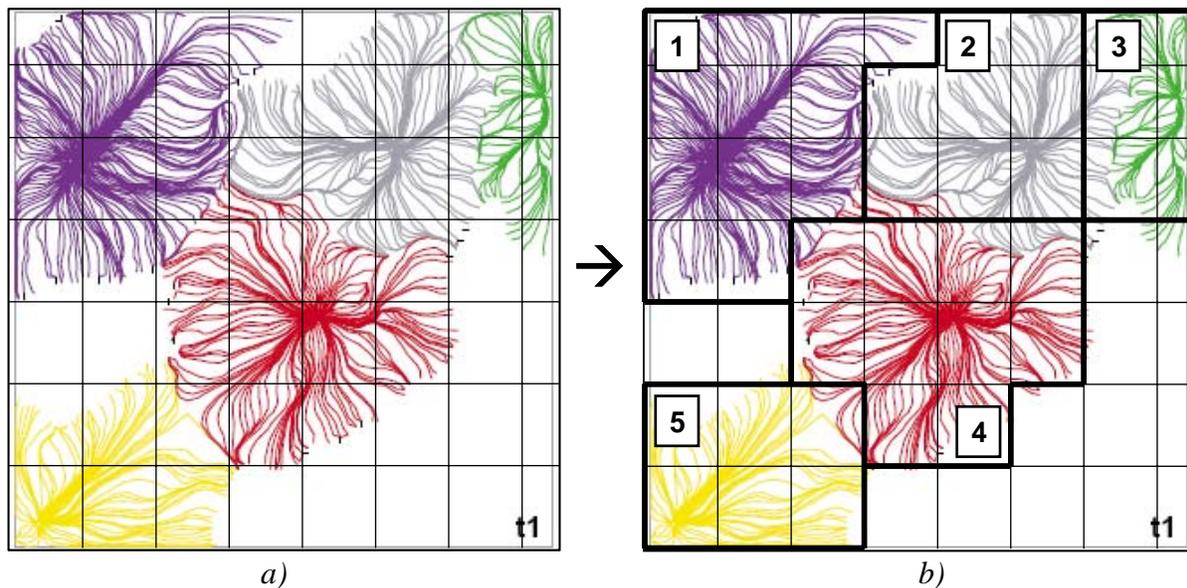


Figura 3.4: Exemplo de regiões areas definidas pelas linhas de fluxo (adaptado de Thiele, 2001).

A utilização apenas das regiões definidas pelas linhas de fluxo seria insuficiente para o ajuste dos poços, pois modificaria todas as camadas dessas regiões de uma maneira uniforme, inviabilizando, assim, a determinação de eventuais canais e barreiras no reservatório. Assim, torna-se necessário o uso de outras técnicas auxiliares, como os perfis de saturação, por exemplo. Em seqüência está detalhado como os perfis são utilizados nesta metodologia.

O primeiro passo é determinar a saturação de água nos blocos dos poços do modelo de simulação para um determinado tempo, correspondendo ao tempo onde os perfis foram obtidos. Com esses valores, é calculado o erro linear entre os dados reais e simulados, definido pela **Equação 3.3:**

$$E_{LS} = (obs - sim)_{SAT} \dots\dots\dots(3.3)$$

onde:

E_{LS} = Erro linear dos dados de saturação

Os valores variam de -1 a +1, onde valores menores que zero significam que a saturação de água simulada naquele bloco é maior que a saturação medida e valores maiores que zero

significam que a saturação de água naquele bloco é menor que a real. Esse erro é calculado para cada bloco do poço e um gráfico dos valores obtidos ao longo do poço é gerado. Esse procedimento está exemplificado na **Figura 3.5**.

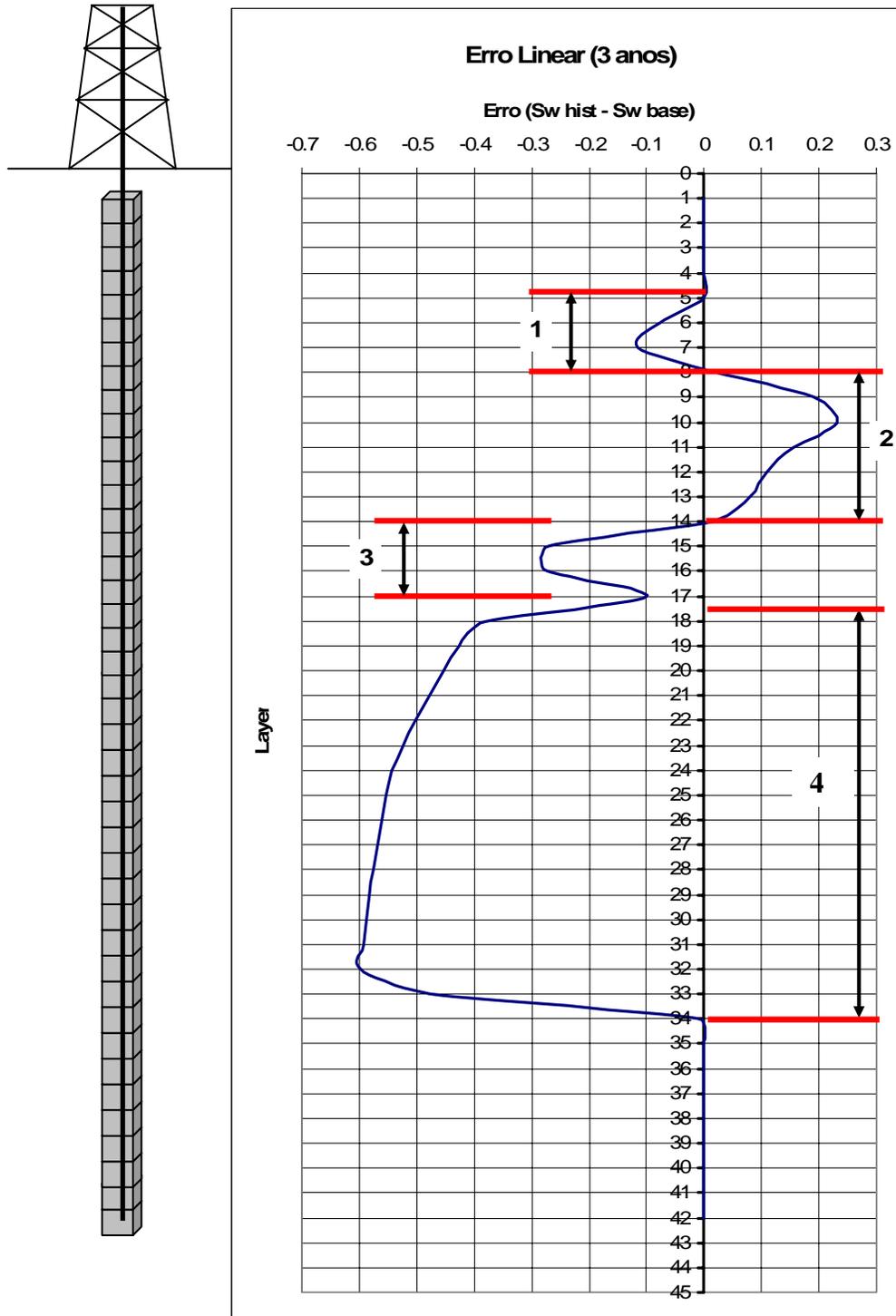


Figura 3.5: Exemplo do gráfico do erro linear dos dados de saturação de um poço.

O gráfico da **Figura 3.5** pode ser usado de diversas maneiras para auxiliar na definição de regiões do reservatório que serão modificadas. Por exemplo, ele pode mostrar em quais camadas litológicas do modelo a água está chegando mais rápido, definindo tendências (quando combinado com os gráficos dos outros poços), e mostrando que certas camadas de simulação de uma determinada região, que estavam sendo desconsideradas, devam entrar no ajuste (por exemplo, imagine que uma região regular ao redor dos blocos do poço da **Figura 3.5** estava sendo modificada como se fosse uma única camada. A análise do gráfico poderia auxiliar na divisão de subcamadas mais críticas [números de 1 a 4], que seriam modificadas separadamente).

Outra vantagem de se usar este procedimento é o refinamento gradativo das subcamadas a cada iteração. Conforme o modelo é ajustado, os erros no perfil de saturação são minimizados, restando apenas camadas onde o erro é maior. Desse modo, subcamadas cada vez menores (críticas) são isoladas, obtendo detalhes do modelo e identificando regiões de maior heterogeneidade.

É importante tomar cuidado para não se confundir a região onde a função-objetivo está sendo computada e a região do reservatório que terá suas propriedades geológicas alteradas. A parte correspondente da saturação da função-objetivo é sempre computada apenas nos blocos do poço estudado (devido ao curto alcance das ferramentas de perfilagem). Já as regiões que serão modificadas podem ser qualquer parte do reservatório, sendo determinadas pela sua relevância no ajuste dos dados do poço que está sendo estudado.

Assim, os perfis de saturação podem auxiliar de algumas formas o processo de ajuste de histórico, porém ainda dependendo da experiência do engenheiro ou geólogo envolvido, que irá determinar a melhor maneira de utilizá-los.

3.2.3 Análise de Sensibilidade e Parâmetros Influentes

Após a definição das propriedades geológicas e regiões que devem ser modificadas e podem entrar no processo de ajuste, é necessário saber quais delas são realmente importantes para o ajuste, ou, em outras palavras, quais são, dentre todos os atributos incertos estabelecidos, os que mais influenciam nos dados que estão sendo ajustados. Isto é importante no intuito de se

economizar tempo no procedimento de ajuste, pois a utilização de todos esses atributos tornaria o processo de otimização inviável. Essa definição de propriedades mais influentes, conforme explicado anteriormente, é feita pela análise de sensibilidade.

Nesta dissertação, a análise de sensibilidade, além de definir as propriedades geológicas mais importantes, também foi utilizada para se definir quais são as subcamadas (definidas no passo anterior) mais importantes de cada poço. Desse modo, a propriedade analisada, em cada uma das subcamadas, é variada a um valor mínimo e, em seguida, a um valor máximo. As respostas a estas variações são computadas através da análise da função-objetivo daquele poço e podem ser visualizadas através de gráficos do tipo tornado ou por tabelas.

Além disso, a análise de sensibilidade também é usada para saber se alterações em regiões de outros poços interferem nos resultados em um determinado poço, ou seja, se há interdependência entre regiões. Esse tipo de análise é de extrema importância, pois determinará o tipo de abordagem do procedimento de ajuste em relação à função-objetivo, indicando se elas serão ajustadas de maneiras separadas, conjuntas ou independentes (conforme explicado no **Item 2.5** do Capítulo 2). A **Figura 3.6** ilustra um exemplo do procedimento de análise de sensibilidade utilizado nesta metodologia. As barras em azul significam que a alteração causou uma diminuição da função-objetivo, ou seja, diminuiu o erro entre os dados medidos e simulados. A barra em vermelho significa o oposto.

A sigla da figura é a mesma utilizada nas aplicações deste trabalho. O primeiro termo é a propriedade que está sendo analisada. O primeiro número é relativo ao poço produtor que aquela região está relacionada. A letra em seqüência representa a sub-região ou camada que está sendo alterada e o número final é o multiplicador que está sendo aplicado àquela propriedade. Por exemplo, a sigla “Kh_4a_0.5” significa que a permeabilidade horizontal (Kh) da região do produtor 4, na primeira camada selecionada (camada a), foi multiplicada por 0.5.

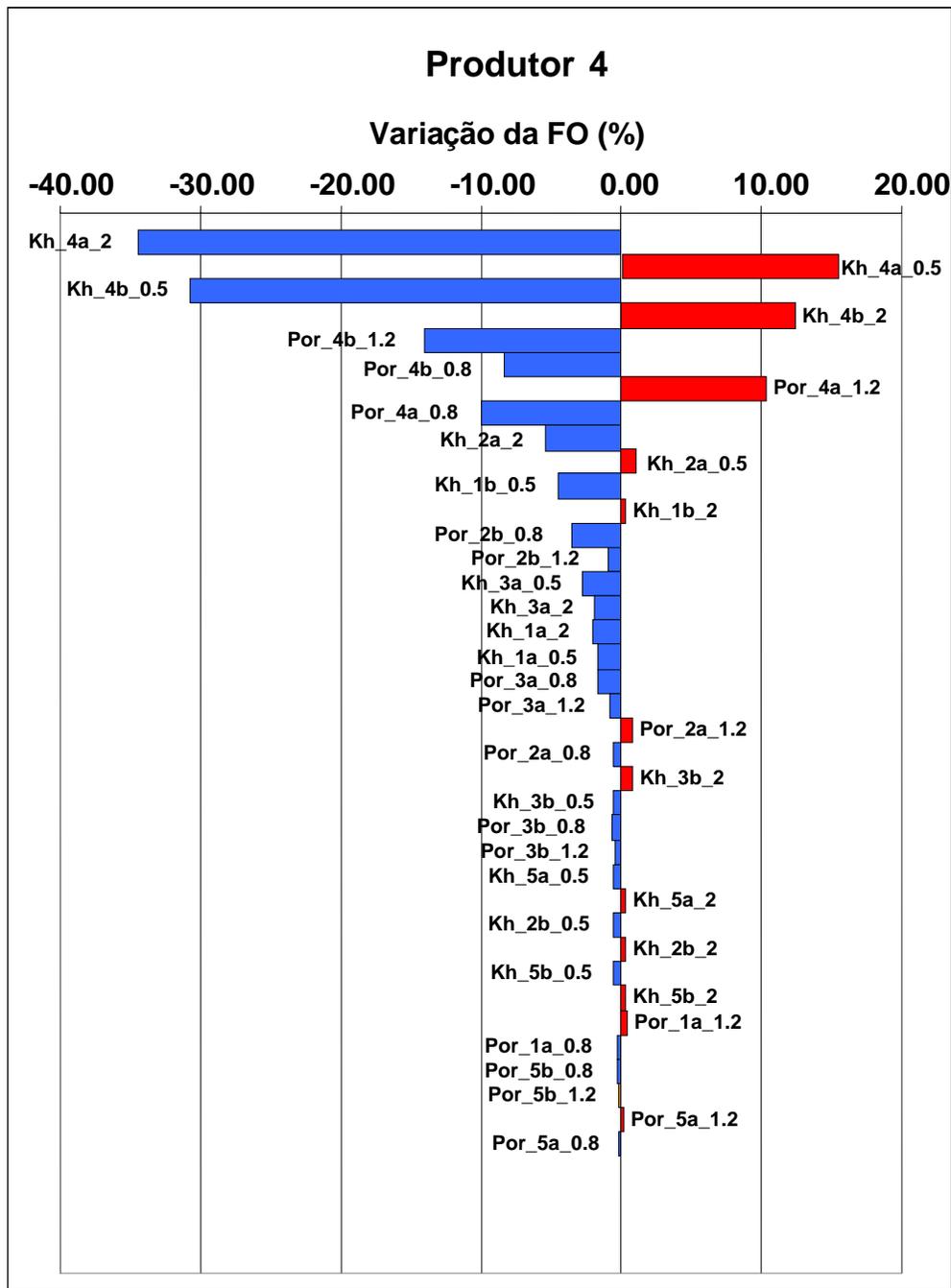


Figura 3.6: Exemplo da análise de sensibilidade proposta neste trabalho.

A **Figura 3.6**, além de indicar as propriedades e regiões mais influentes na função-objetivo, também mostra a influência das modificações nas propriedades e regiões dos outros poços na função-objetivo do produtor 4. Observa-se que as variações nos outros poços influenciam muito pouco o produtor 4, sendo os parâmetros mais influentes os do próprio poço.

Nesse caso, a região desse poço poderia ser modificada independentemente dos outros poços (aplicando o conceito de função-objetivo independente), economizando simulações.

3.2.4 Algoritmo de Otimização

Após a definição dos parâmetros mais importantes em cada poço e da abordagem da função-objetivo, a etapa seguinte é o procedimento de ajuste propriamente dito, onde um algoritmo de otimização irá encontrar os melhores valores desses parâmetros que diminuam a função-objetivo.

O algoritmo utilizado neste trabalho é baseado num método de busca direta e segue o mesmo princípio do algoritmo desenvolvido por Maschio e Schiozer (2004), explicado no Capítulo 2, mas de uma maneira simplificada. Ele calcula a função-objetivo ao redor do ponto em questão, na busca exploratória, e, se encontrar dois valores baixos próximos, segue na direção diagonal simples entre esses pontos (direção da seta azul na **Figura 2.4**). Isso é feito no intuito de se economizar tempo e simulações, tentando chegar ao ponto de mínimo mais rapidamente. A **Figura 3.7** exemplifica o funcionamento do algoritmo.

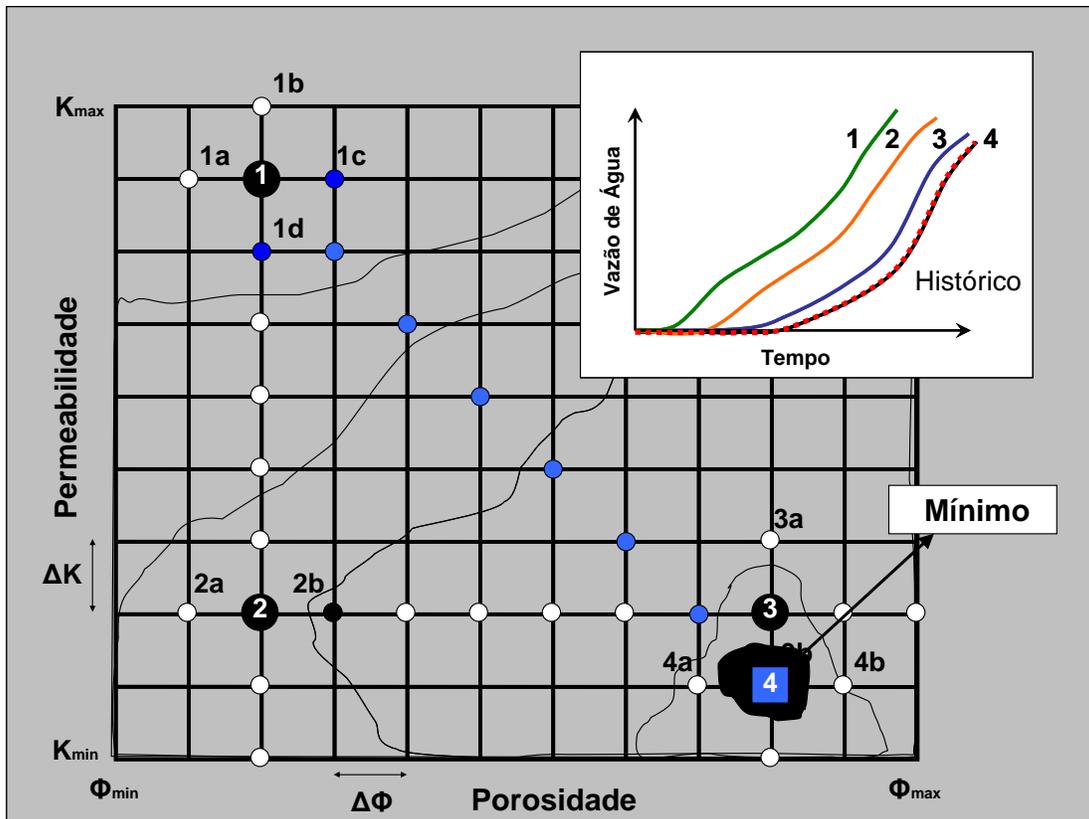


Figura 3.7: Exemplo do funcionamento do algoritmo utilizado neste trabalho (para dois atributos).

Na figura, seguindo o método de busca linear simples (Leitão e Schiozer, 1998), a partir do ponto 1, passa-se pelos pontos 2 e 3, até chegar ao ponto 4, que é o ponto de mínimo neste espaço de soluções (conforme explicado anteriormente na **Figura 2.3**). Já o método diagonal vai do ponto 1 direto ao ponto 4 (pontos em azul), requerendo bem menos simulações para minimizar a função-objetivo. Porém, nada garante que ambos os métodos convergirão para o mesmo ponto, ou mesmo para o ponto de mínimo global do espaço de soluções considerado. Na maioria dos casos, principalmente aqueles com muitos parâmetros, o algoritmo acaba encontrando apenas mínimos locais, pois o espaço de soluções se torna muito complexo (conforme exemplificado na **Figura 2.12**). Para tentar contornar este problema, reinicia-se o algoritmo algumas vezes, mas com pontos iniciais distintos. Desse modo, é possível verificar se os procedimentos convergem para um mesmo ponto ou chegam a vários mínimos locais diferentes. Neste último caso, opta-se pelo menor valor da função-objetivo encontrado.

O algoritmo explicado acima não foi desenvolvido nesta dissertação e foi escolhido pela grande quantidade e disponibilidade de artigos explicativos. Qualquer outro algoritmo de otimização poderia ser utilizado neste trabalho. O foco desta dissertação é a utilização dos dados de saturação no processo de ajuste de histórico e não o modo como os valores dos atributos são otimizados.

3.3 Previsões e Re complementações

Com as pressões, vazões e saturações calibradas com os dados do histórico, o modelo ajustado, além de reproduzir com maior confiabilidade a quantidade de fluidos produzida nos poços, também consegue identificar as camadas onde a água está chegando, possibilitando, assim, a abertura ou o fechamento de complementações, melhorando o desempenho futuro do reservatório. Esse procedimento é feito da seguinte forma: primeiro o modelo de simulação ajustado faz previsões de produção para os próximos anos. Em seguida gráficos de vazão de óleo e água são gerados, mostrando o desempenho do reservatório sem alteração nos mecanismos de produção. Para datas específicas dessas previsões é analisada a saturação de água em células ao redor dos poços, mostrando em que camadas a água chega primeiro e em maior quantidade no poço e indicando quais blocos deverão ser fechados (ou abertos). O último passo consiste em voltar ao reservatório real e modificar as complementações dos poços de acordo com as previsões anteriores, melhorando, assim, o desempenho do mesmo.

Capítulo 4

Aplicação

Neste capítulo, a metodologia proposta no capítulo anterior é aplicada em um modelo sintético de reservatório, relativamente simples e com comportamento conhecido, com a finalidade de validá-la, estudando suas limitações e benefícios. Para isso foram utilizados softwares da Computer Modelling Group (CMG), incluindo o simulador “IMEX” e seus pós-processadores de dados “Results 3D”, “Results Graph” e “Results Report”.

4.1 Descrição do Modelo

Para validar a metodologia, dois modelos foram utilizados: um mais heterogêneo, para fornecer o histórico de produção, representando o reservatório real, e um mais homogêneo, representando o modelo de simulação, que precisa ser ajustado.

4.1.1 Modelo Heterogêneo (Sintético)

O modelo de reservatório utilizado como “real” consiste em um reservatório sintético modificado, baseado no modelo SPE10, caso 2. O modelo é composto por uma malha cartesiana ortogonal, com 20 blocos na direção x, 80 blocos na direção y e 42 camadas (20x80x42). É um modelo bem heterogêneo, composto por barreiras e canais de permeabilidade, possuindo cinco poços produtores e quatro poços injetores de água, todos abertos no início da produção. Os poços produtores estão completados nas camadas de 1 a 25 e os injetores nas camadas de 5 a 30. Os produtores são limitados a uma vazão máxima de líquido de 1000 m³/dia, sendo fechados se atingirem um corte de água limite de 95%. O reservatório não possui capa de gás e o contato

água-óleo encontra-se na camada 35. A densidade do óleo é de 840 kg/m^3 . A **Figura 4.1** ilustra o mapa de permeabilidade horizontal do modelo (em escala logarítmica), mostrando também a localização dos poços. Esse modelo forneceu quatro anos de histórico de produção (com dados gerados de três em três meses), além de perfis de saturação (nas colunas dos poços produtores) para a data de três anos após início da produção.

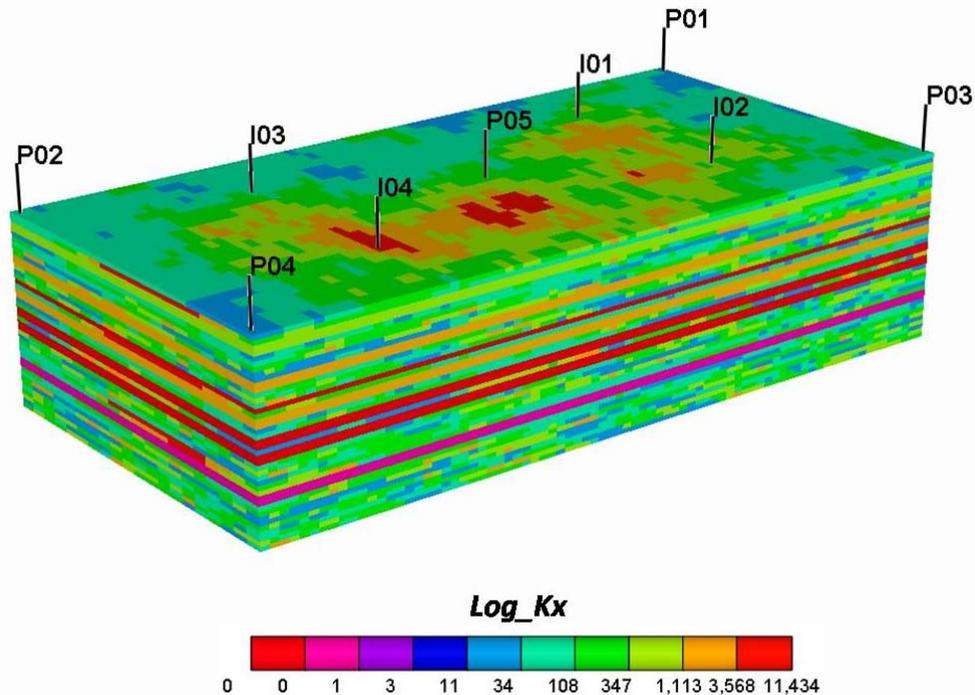


Figura 4.1: Permeabilidade horizontal do modelo sintético e disposição dos poços.

4.1.2 Modelo Homogêneo (Base)

Para o modelo base (a ser ajustado), foi utilizado a mesma malha do modelo sintético, porém com propriedades bem mais homogêneas, retirando-se os canais e barreiras. Neste caso, apenas a permeabilidade horizontal do modelo foi alterada, utilizando-se um valor uniforme e constante de 100 md. Todas as outras propriedades são as mesmas, inclusive as condições de operação dos poços. A **Figura 4.2** ilustra o mapa de permeabilidade horizontal do modelo base e a malha de simulação utilizada. O objetivo é aplicar neste modelo a metodologia proposta de ajuste de histórico, no intuito de torná-lo o mais próximo possível do modelo heterogêneo (sintético).

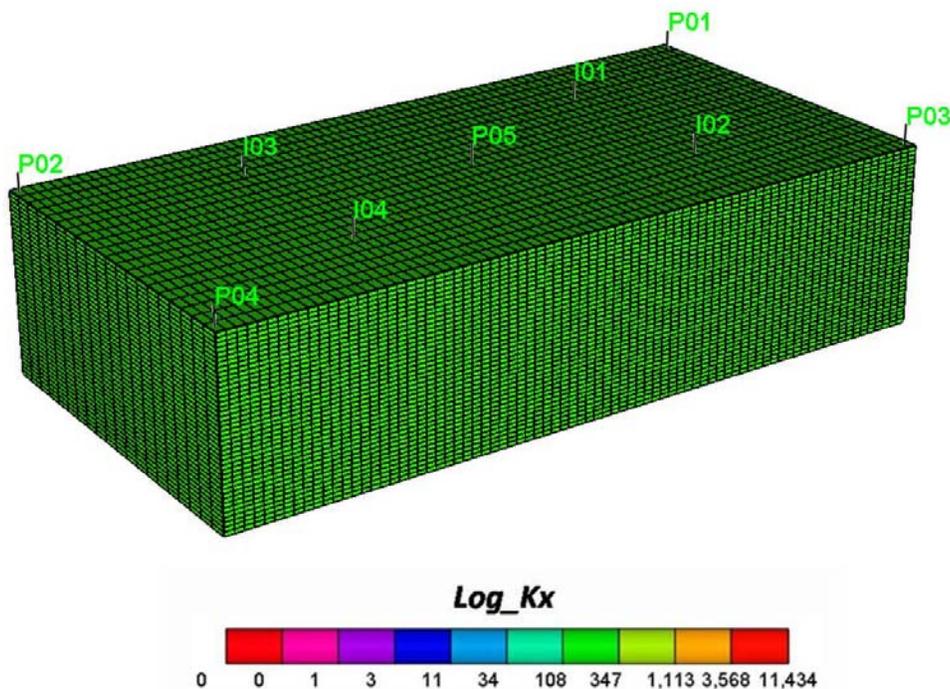


Figura 4.2: Permeabilidade horizontal constante de 100 md usada no modelo base e malha de simulação.

4.2 Pré-Análise

A primeira etapa no procedimento de ajuste de histórico é a alteração das vazões de óleo produzido e água injetada no modelo base. Essas vazões são modificadas para reproduzir as vazões do modelo sintético, reproduzindo o histórico de produção. Desse modo, fixam-se esses dados do modelo e se ajustam outros, como as vazões de água e gás produzidos, pressões, etc. Para fixar as vazões, usou-se o comando “TARGET” (CMG, 2006). A **Figura 4.3** e a **Figura 4.4** ilustram as vazões de óleo e água injetada, respectivamente, do histórico e do modelo base. Pode-se notar que as curvas são coincidentes, indicando que esses dados foram reproduzidos com sucesso pelo modelo base.

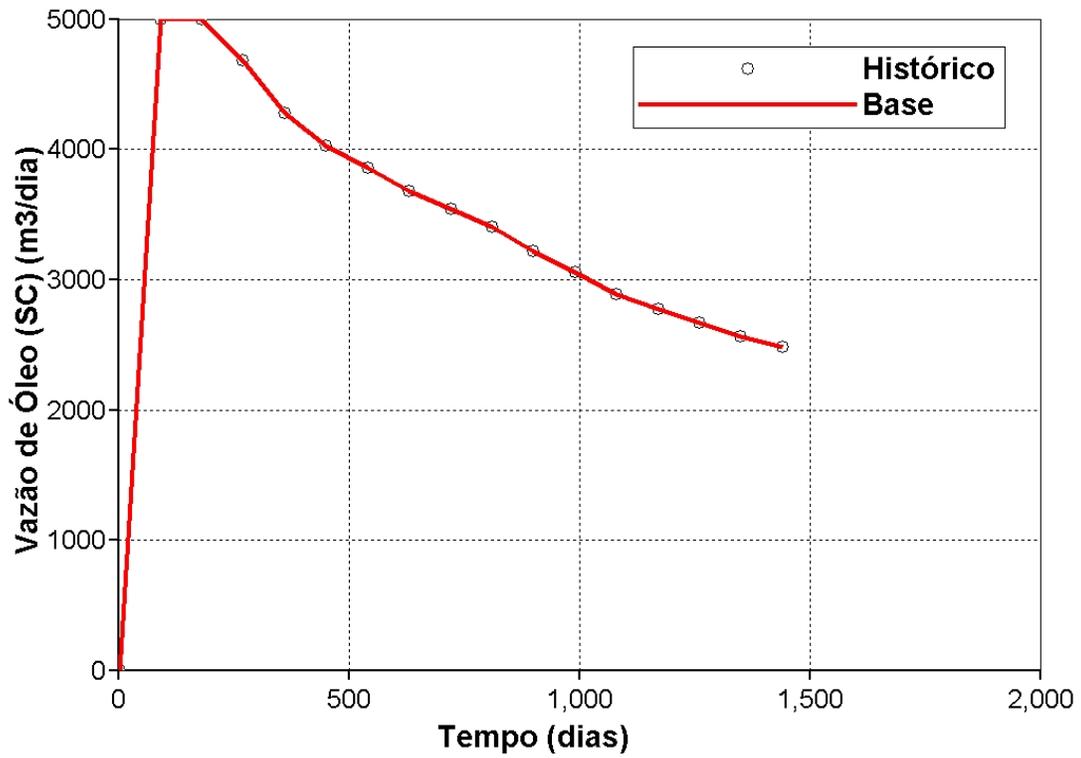


Figura 4.3: *Vazão de óleo do campo (histórico e base).*

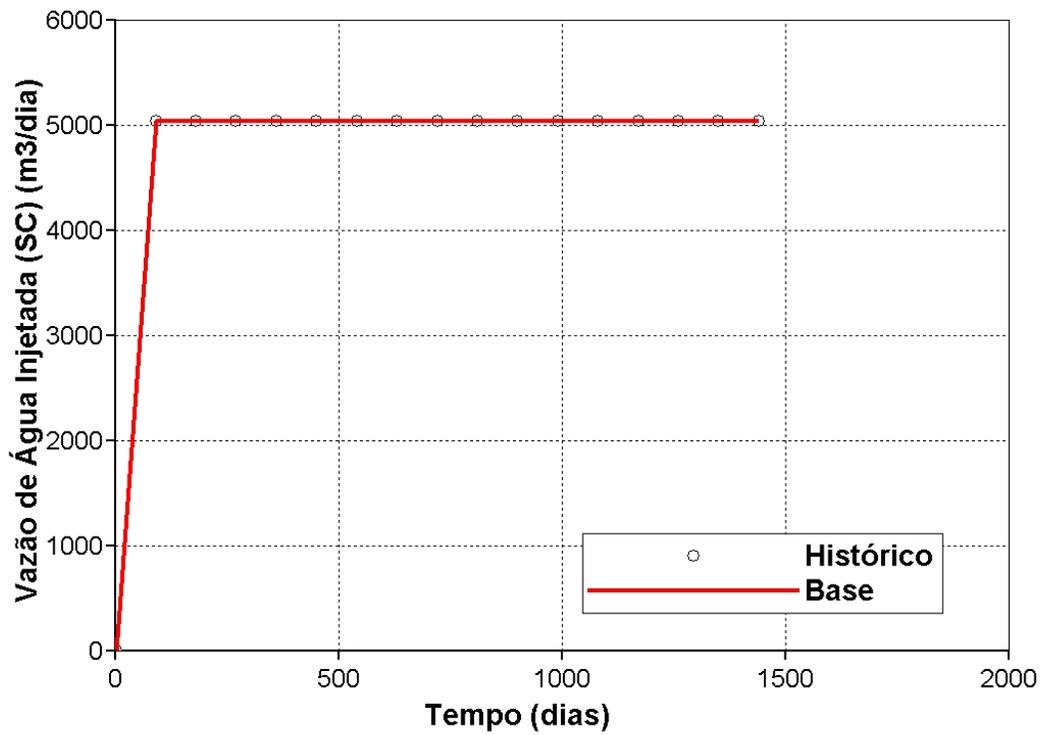


Figura 4.4: *Vazão de água injetada do campo (histórico e base).*

Uma vez que a vazão de óleo produzido e a de água injetada estão ajustadas, o próximo passo é checar os outros dados, para ver se há necessidade de ajuste. A **Figura 4.5** mostra a comparação entre a vazão de água produzida do histórico e do modelo base. A **Figura 4.6** mostra a comparação da pressão média do campo dos dois modelos.

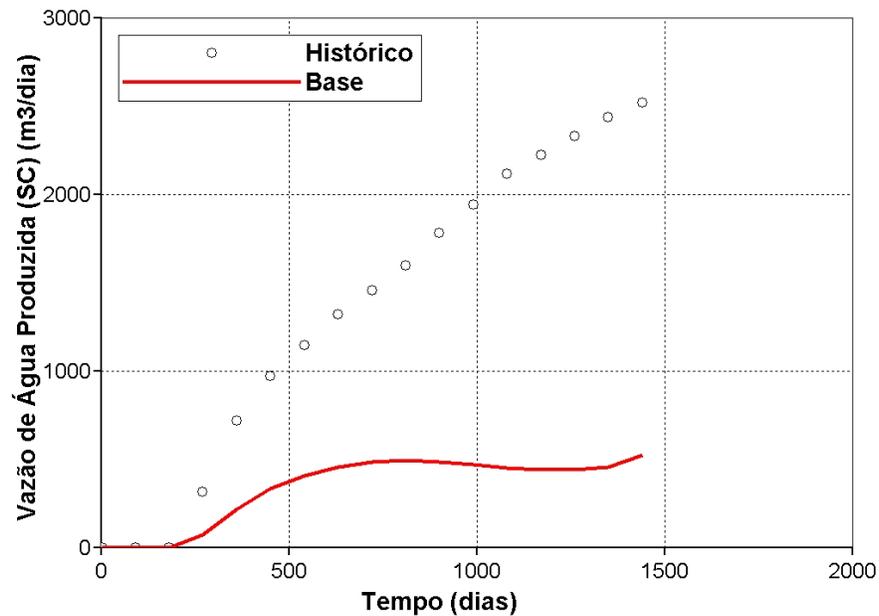


Figura 4.5: Vazão de água produzida do campo (histórico e base).

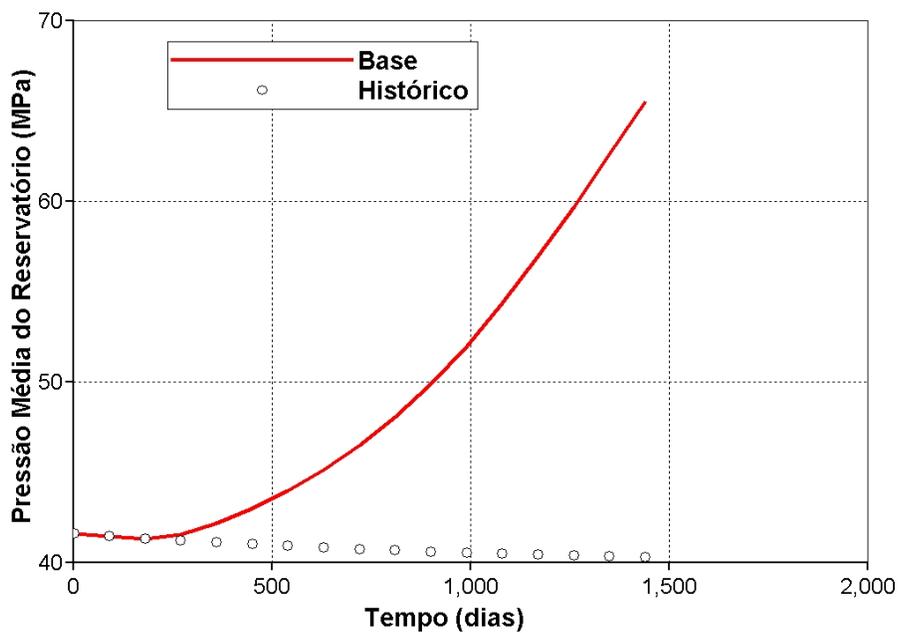


Figura 4.6: Pressão média do campo (histórico e base).

Nota-se que esses dois dados estão bem desajustados, sendo necessário um procedimento de ajuste de histórico de produção. A **Figura 4.7** mostra o erro linear dos dados de saturação (entre o modelo sintético e o modelo base) ao longo do poço P01. Também se nota um grande desajuste, mostrando-se necessário um ajuste de dados de saturação. Os outros poços também demonstraram comportamento semelhante, conforme ilustrado na **Figura 4.8**.

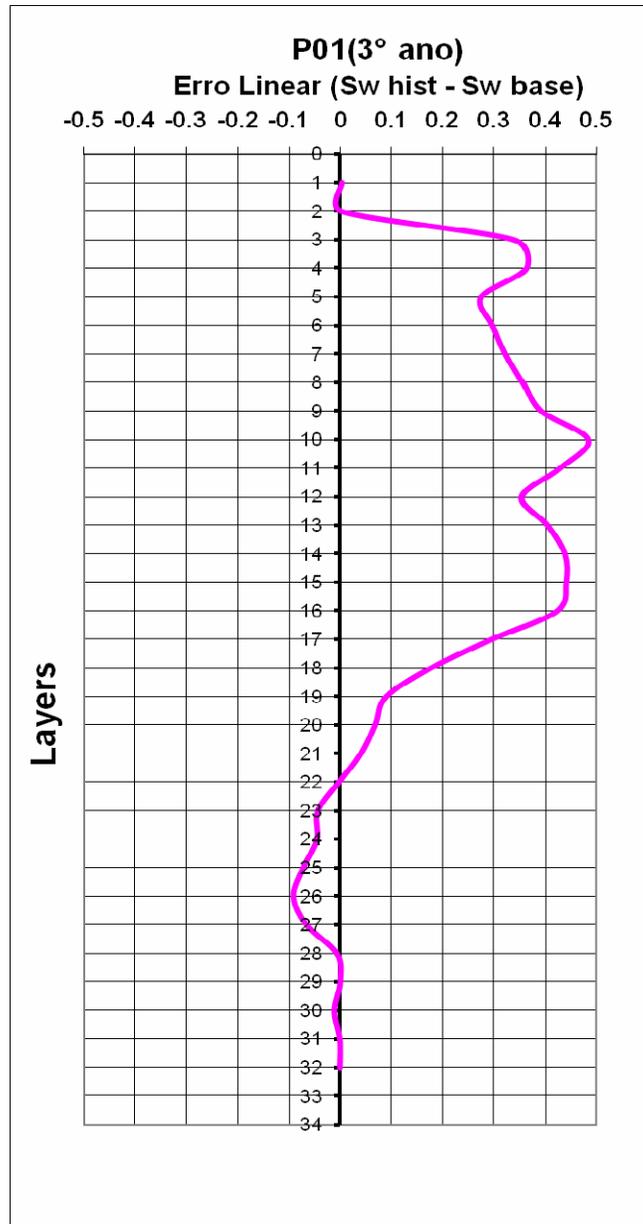


Figura 4.7: Perfil do erro de saturação linear inicial para o poço P01.

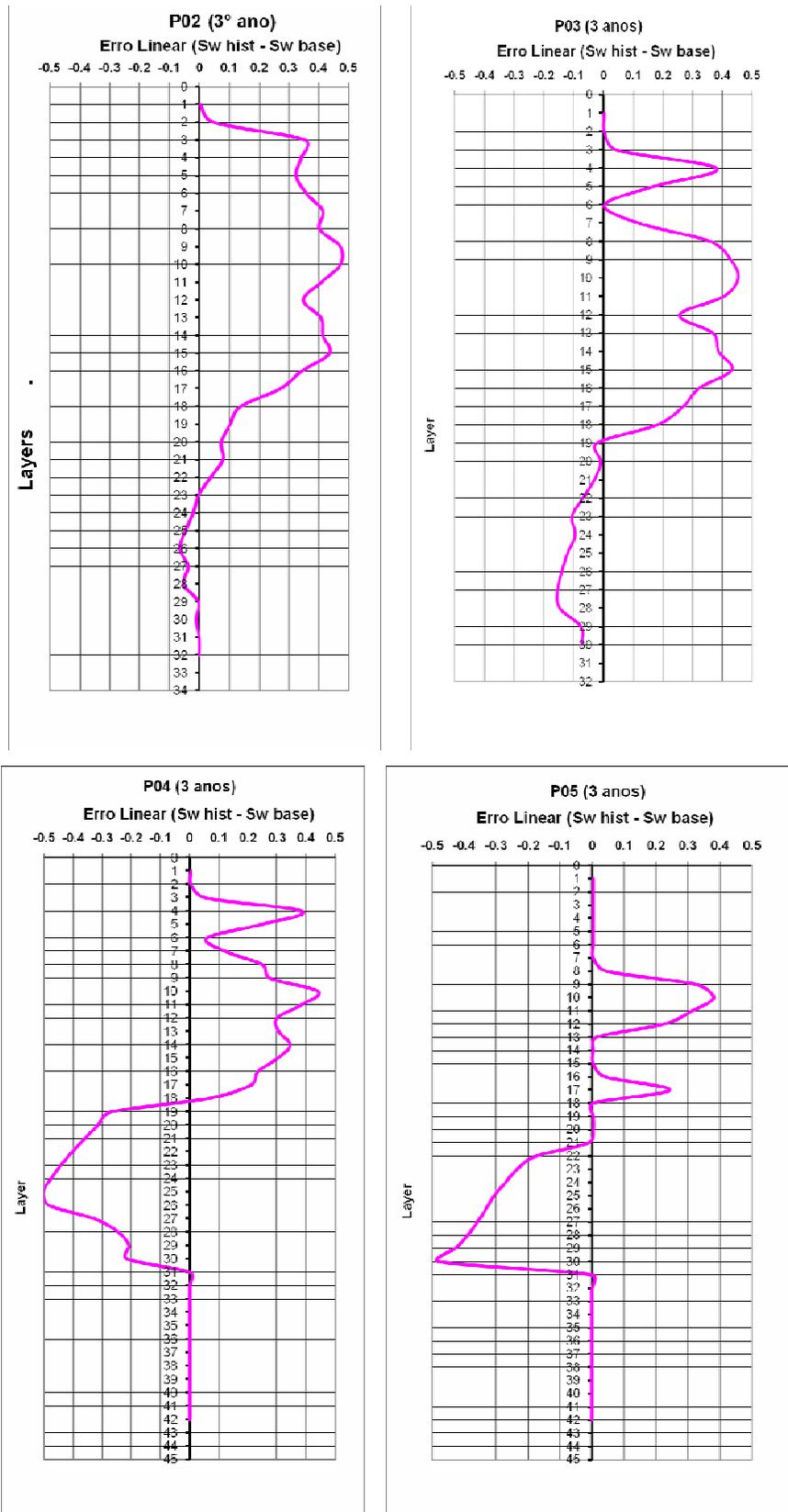


Figura 4.8: Perfis do erro de saturação linear inicial para os poços P02,P03, P04 e P05.

4.3 Definição da Função-Objetivo

Como o modelo consiste em um reservatório acima da pressão de saturação para todo o tempo de estudo, os dados de produção escolhidos para o ajuste foram apenas a vazão de água e a pressão na coluna dos poços produtores. Para o ajuste de saturação foram utilizados os valores da saturação de água nos blocos da coluna dos poços produtores, representando dados de perfilagem. Desse modo, a **Equação 3.2** fica da seguinte forma:

$$FO = \frac{\alpha_1 \sum_i^{n_1} (obs_i - sim_i)_{VA}^2}{\sigma_{VA}} + \frac{\alpha_2 \sum_i^{n_2} (obs_i - sim_i)_{PRES}^2}{\sigma_{PRES}} + \frac{\alpha_3 \sum_i^{n_3} (obs_i - sim_i)_{SAT}^2}{\sigma_{SAT}} \dots\dots\dots(4.1)$$

onde:

α = Pesos atribuídos aos dados

σ = Fator de normalização

n_1 = Número de pontos do histórico de vazão de água do poço

n_2 = Número de pontos do histórico de pressão do poço

n_3 = Número de blocos do poço com dados de saturação de água

VA = Dados de vazão de água dos poços

PRES = Dados de pressão dos poços

SAT = Dados de saturação

Para poderem ser somados na mesma função-objetivo, os dados foram normalizados em relação ao modelo base, ou seja, ao modelo de simulação inicial, sem ajuste. Desse modo, equação da função-objetivo fica:

$$FO = \alpha_1 \left(\frac{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{atual})^2}{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{base})^2} \right)_{VA} + \alpha_2 \left(\frac{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{atual})^2}{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{base})^2} \right)_{PRES} + \alpha_3 \left(\frac{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{atual})^2}{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{base})^2} \right)_{SAT} \dots\dots(4.2)$$

Que, escrita de uma maneira mais compacta, fica:

$$FO = \alpha_1 E_W + \alpha_2 E_P + \alpha_3 E_S \dots\dots\dots(4.3)$$

onde “E_w, E_p, E_s”, são os erros normalizados na vazão de água, na pressão e na saturação, respectivamente, e são representados por:

$$E_w = \left(\frac{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{atual})^2}{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{base})^2} \right)_{VA} \dots\dots\dots(4.4)$$

$$E_p = \left(\frac{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{atual})^2}{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{base})^2} \right)_{PRES} \dots\dots\dots(4.5)$$

$$E_s = \left(\frac{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{atual})^2}{\sum_i^n (obs_i - sim_i^{base})^2} \right)_{SAT} \dots\dots\dots(4.6)$$

Assim, valores dos erros iguais a “1” significam que o modelo em estudo possui o mesmo grau de ajuste do modelo base. Valores de erros maiores que “1” significam que o ajuste está pior que o modelo base e valores menores que “1” significam que o modelo está mais ajustado que o modelo base.

4.4 Procedimentos de Ajuste

Três procedimentos de ajuste foram realizados com o intuito de avaliar a importância dos pesos da **Equação 4.3** e o ganho obtido com a inclusão dos dados de saturação no processo de ajuste: Ajuste 1, com um alto peso para os dados de saturação; Ajuste 2, com um peso nulo para os dados de saturação e Ajuste 3, não utilizando nenhuma informação de saturação (procedimento tradicional). Em seguida, são detalhadas as diferenças entre os três casos de ajuste.

4.4.1 Ajuste 1

Neste caso é dada grande importância ao ajuste dos dados de saturação. Eles são utilizados com um alto peso (50%) na função-objetivo, priorizando seu ajuste em relação aos

outros atributos. Com isso, pretende-se ajustar, além das vazões de água e pressões dos poços, as camadas por onde a água está chegando aos poços. Os dados de saturação também são usados para auxiliar na definição das subcamadas de cada região areal que serão modificadas, conforme explicado no capítulo anterior (**Ítem 3.2.2**). Essas subcamadas variam a cada iteração, pois, após a modificação do modelo pelo algoritmo de otimização, os erros entre os dados observados e simulados se modificam, definindo novos perfis de erro. Desse modo, essas regiões são refinadas ao longo das iterações, possibilitando a identificação de pequenas heterogeneidades ao redor dos poços.

4.4.2 Ajuste 2

Neste caso, os dados de saturação são utilizados apenas para auxiliar na definição de subcamadas das regiões dos poços, não sendo considerados como um parâmetro de ajuste. Para isso, é atribuído um peso zero a esses dados na função-objetivo, focando o ajuste na vazão de água e na pressão dos poços.

4.4.3 Ajuste 3

Este ajuste não utiliza nenhuma informação de saturação de fluidos, utilizando apenas dados de produção (ajuste de histórico tradicional). A função-objetivo é composta apenas pelos parâmetros vazão de água e pressão dos poços, com pesos iguais (50% para cada). Neste caso, as subcamadas das regiões ao redor dos poços são fixas (elas não variam a cada iteração pois as informações dos perfis de saturação não estão disponíveis) e foram definidas por grupos de 5 camadas da malha de simulação. (a subcamada “a” é definida pelas camadas de 1 a 5, a subcamada “b” de 6 a 10 e assim por diante).

A **Tabela 4.1** mostra os valores dos pesos utilizados para os três casos.

Tabela 4.1: Valores dos pesos (α_i) utilizados nos ajustes.

	α_1 (Vazão de Água)	α_2 (Pressão)	α_3 (Saturação)
Ajuste 1	0.25	0.25	0.5
Ajuste 2	0.5	0.5	0.0
Ajuste 3	0.5	0.5	0.0

Comparando-se o Ajuste 1 com o Ajuste 2 é analisada a importância na qualidade do ajuste, tanto da consideração dos dados de saturação na função-objetivo, quanto dos pesos atribuídos a eles. Já se comparando os resultados dos Ajustes 2 e 3 é avaliada a importância da utilização dos dados de saturação na definição das subcamadas. Agora quando comparados os resultados do Ajuste 1 com os resultados do Ajuste 3 é possível avaliar o benefício total obtido através da utilização dos dados de saturação. Nesta dissertação, essa última comparação é feita, principalmente, através de previsões de produção.

Como a única propriedade geológica diferente entre os modelos sintético e base é a permeabilidade horizontal, apenas ela foi utilizada no procedimento de ajuste. Para o algoritmo de otimização, os valores máximo e mínimo dos multiplicadores estabelecidos para essa propriedade foram 2 e 0.5, respectivamente (para cada iteração), divididos em 10 intervalos iguais.

Regiões para o ajuste dos poços foram determinadas pelas linhas de fluxo. Elas foram geradas no terceiro ano de produção (mesma data onde os dados de saturação foram medidos) e definiram cinco regiões areais de ajuste, uma para cada poço produtor. Assim, a região 1 corresponde ao produtor P01, a região 2 ao produtor P02 e assim por diante. Essas regiões foram utilizadas para os três ajustes e são mostradas na **Figura 4.9**.

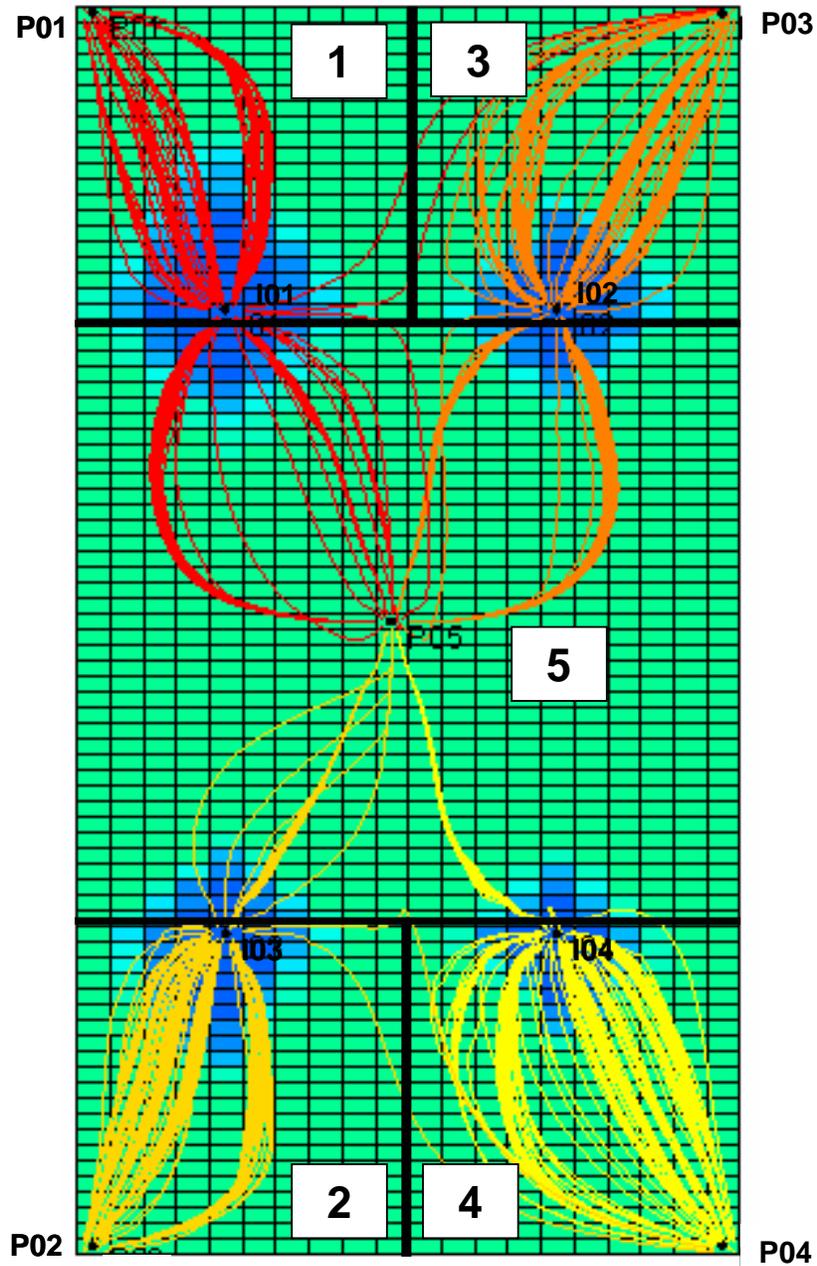


Figura 4.9: Regiões areais definidas pelas linhas de fluxo.

Capítulo 5

Resultados e Discussão

Neste capítulo são mostrados os resultados dos procedimentos de ajuste explicados no capítulo anterior. Primeiro é detalhado o Ajuste 1 (os outros ajustes seguiram procedimento semelhante, conforme explicado anteriormente), mostrando as etapas da metodologia, passo a passo. Em seguida são mostrados e comparados os resultados finais dos três procedimentos, mostrando e comparando a qualidade dos ajustes obtidos. Finalmente são mostradas previsões de produção dos modelos ajustados (com e sem recompletação dos poços), avaliando-se os benefícios obtidos com a nova metodologia.

5.1 Ajuste 1

A seguir estão detalhadas, passo a passo, as etapas da metodologia para o Ajuste 1, primeiro para a primeira iteração do fluxograma da **Figura 3.2** e depois, resumidamente, para as demais iterações.

5.1.1 Definição de Atributos Gerais a Serem Ajustados

Com a função-objetivo definida pela **Equação 4.3** e as regiões areais ao redor dos poços definidas pelas linhas de fluxo (**Figura 4.9**), a etapa seguinte foi a definição das subcamadas de cada região. Para isso, neste ajuste (e no Ajuste 2) foi utilizado o erro linear dos perfis de saturação. Foram comparados os valores de saturação de água dos blocos dos poços produtores dos dois modelos (heterogêneo e homogêneo) e perfis de erros lineares foram gerados. Nesta

aplicação, esses perfis foram utilizados para identificar as camadas verticais das regiões areais onde existe maior discrepância dos dados.

Assim, as camadas que apresentavam comportamento parecido dos perfis foram agrupadas, conforme mostrado na **Figura 5.1**. Ela ilustra as subcamadas obtidas na região areal 5, sendo nomeadas de “a” a “f”. As subcamadas dos outros poços foram definidas da mesma maneira, sendo que a região areal 1 apresentou três subcamadas (de “a” a “c”), a região areal 2 também apresentou três (de “a” a “c”), a região areal 3 foi subdividida em cinco subcamadas (de “a” a “e”) e a região areal 4 em quatro subcamadas (de “a” a “d”). Desse modo, por exemplo, a região 5a é composta por todos os blocos da região areal 5 (blocos de 1 a 20 na direção x e de 20 a 40 na direção y) e pelas camadas de 1 a 7. A região 5b pelas camadas de 8 a 13 e assim por diante.

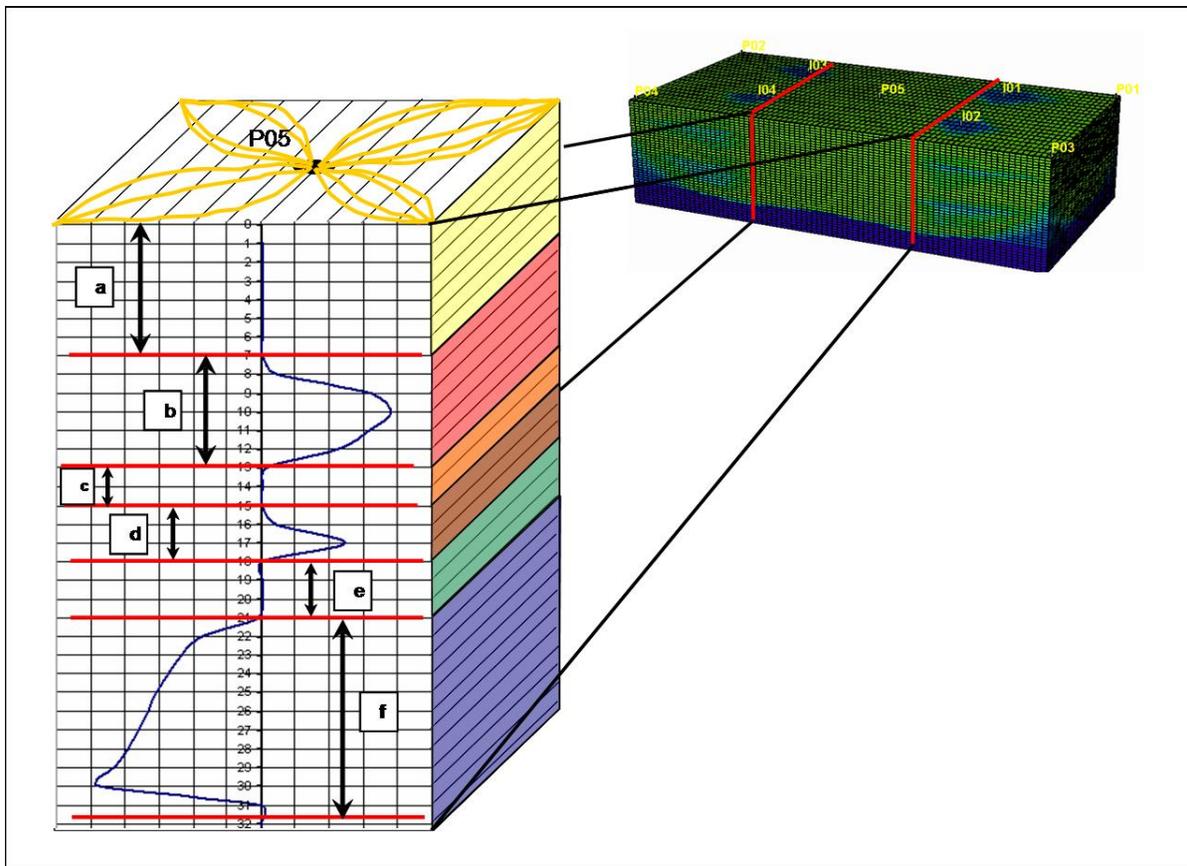


Figura 5.1: Sub-regiões da região areal 5, definidas pelos perfis de saturação.

5.1.2 Análise de Sensibilidade e Parâmetros Influentes

Com as regiões e subcamadas de cada poço definidas, o próximo passo foi a realização de uma análise de sensibilidade para se saber quais desses atributos são os mais influentes no modelo e que deverão entrar no procedimento de ajuste. A permeabilidade horizontal de cada subcamada, de cada poço, foi multiplicada por 0.5 e 2 (valores mínimo e máximo possíveis pré-estabelecidos), num total de 42 simulações, e a variação da função-objetivo de cada poço foi analisada. Gráficos do tipo tornado foram gerados para facilitar a análise. A **Figura 5.2**, mostra o gráfico obtido para o poço P05.

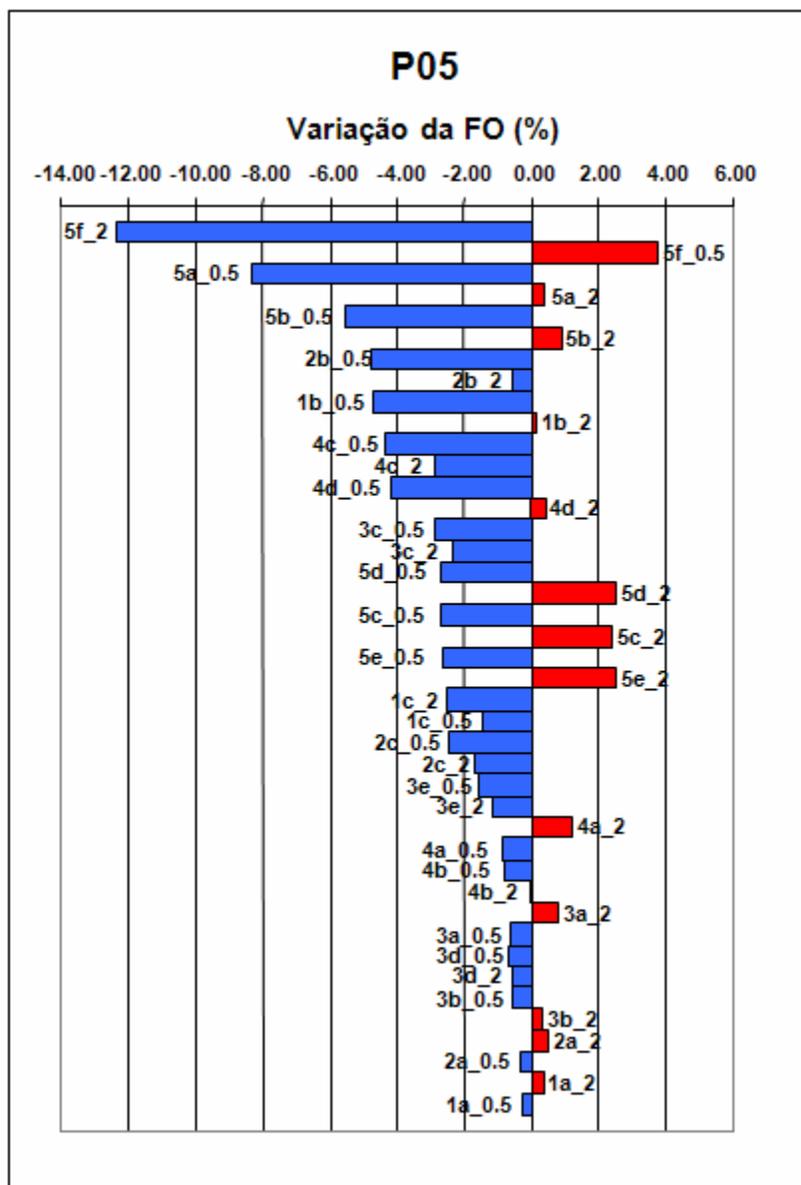


Figura 5.2: *Variação da função-objetivo na análise de sensibilidade do Produtor P05 na 1ª Iteração.*

A nomenclatura utilizada é a mesma explicada no **Item 3.2.3** desta dissertação. Por exemplo, a sigla “5f_2” significa que a sub-região “f” da região areal 5 (do produtor P05) foi multiplicada por 2. Já a sigla “5f_0.5” significa que o valor da mesma propriedade, na mesma região, foi multiplicado por 0.5.

Através da análise desses gráficos foram determinados os atributos mais importantes para cada poço. Para o poço P05, por exemplo, foram escolhidas as subcamadas 5a, 5b e 5f para entrarem no algoritmo de otimização, pois são as que mais afetaram a função-objetivo deste poço. A **Tabela 5.1** mostra as sub-regiões escolhidas para cada poço.

Tabela 5.1: *Subcamadas escolhidas para o procedimento de ajuste inicial.*

	P01	P02	P03	P04	P05
subcamadas	1b	2a	3c	4a	5a
	1c	2b	3d	4b	5b
		2c	3e	4c	5f
				4d	

Outro aspecto que pode ser notado, analisando a **Figura 5.2**, é que a variação da permeabilidade nas subcamadas dos outros poços afeta pouco a função-objetivo do poço P05. Esse comportamento também é verificado nos outros poços, ou seja, aparentemente as subcamadas das regiões areais de cada poço não interferem nas regiões vizinhas. Assim, nesta iteração, foi empregado o conceito de função-objetivo independente no procedimento de ajuste.

5.1.3 Algoritmo de Otimização

Definidas as propriedades e regiões que serão modificadas, partiu-se para o algoritmo de otimização, utilizando-se o conceito de função-objetivo independente, ou seja, cada subcamada foi modificada ao mesmo tempo, sem levar em conta sua influência nos outros poços em cada iteração (a influência cruzada entre atributos e funções-objetivo, entretanto, é considerada entre as iterações, pois os resultados obtidos para cada poço numa iteração podem influenciar os poços vizinhos na iteração seguinte. Desse modo, uma análise de sensibilidade é sempre necessária a

cada iteração para checar se há interdependência entre as regiões). Esse procedimento fez com que se economizassem muitas simulações.

O algoritmo de otimização precisa seguir um critério de parada em cada iteração, pois, dependendo do espaço de soluções, a otimização dos atributos pode levar a um número de simulações muito alto, inviabilizando o processo. O critério utilizado nesta metodologia foi parar quando todos os poços atingissem pelo menos um mínimo local. Por exemplo, como todos os poços estão sendo modificados simultaneamente, se um poço atinge um mínimo antes dos outros, automaticamente o algoritmo começa novamente o processo de otimização em outro ponto inicial, procurando valores ainda menores da função-objetivo. Esse processo só pára quando o último poço que ainda está no processo de otimização inicial atinge um mínimo local. Aí, automaticamente, todas as outras simulações param e os valores de menor função-objetivo encontrados são utilizados. Neste caso, este procedimento resultou em 25 simulações.

5.1.4 Resultados no Final da Iteração

Ao final das 25 simulações, o algoritmo chegou aos valores dos multiplicadores da permeabilidade horizontal das subcamadas definidas que minimizavam a função-objetivo. A **Tabela 5.2** mostra os valores dos multiplicadores obtidos e o valor da FO encontrado para cada poço. Nota-se que, exceto pelo poço P05, todos os outros poços apresentaram grande redução na FO, principalmente os poços P01 e P02.

Tabela 5.2: *Multiplicadores otimizados e valores da FO encontrados no final da 1ª iteração.*

Final primeiro loop			
Poços	regiões	multiplicador	FO
P01	1b =	2	0.2476
	1c =	0.5	
P02	2a =	0.5	0.226675
	2b =	1.8	
	2c =	0.5	
P03	3c =	2	0.355
	3d =	0.5	
	3e =	0.5	
P04	4a =	0.5	0.497275
	4b =	1.7	
	4c =	1.5	
	4d =	0.8	
P05	5a =	0.7	0.775534
	5b =	0.6	
	5f =	1.9	

As **Figura 5.3** a **Figura 5.7** mostram o ajuste obtido para as pressões dos poços e as **Figura 5.8** a **Figura 5.12** mostram o ajuste para as vazões de água.

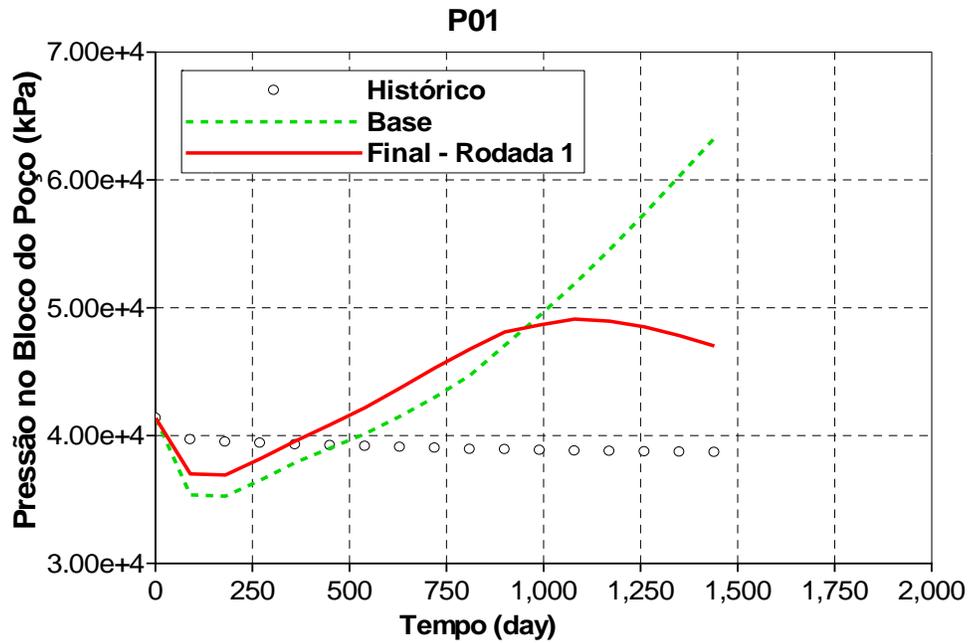


Figura 5.3: Ajuste da pressão do poço P01 no final da 1ª iteração.

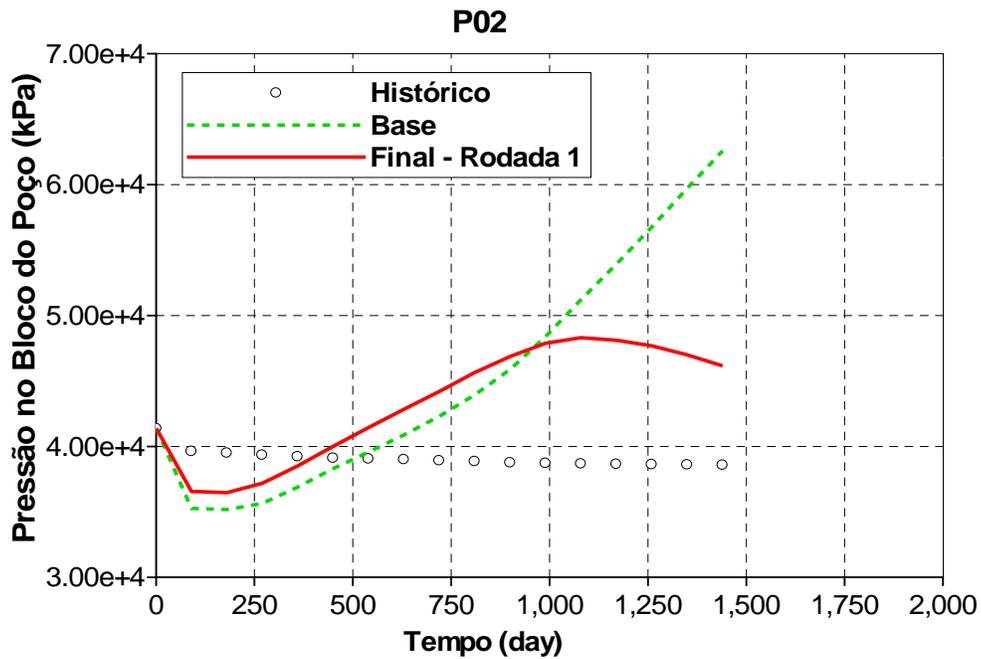


Figura 5.4: Ajuste da pressão do poço P02 no final da 1ª iteração.

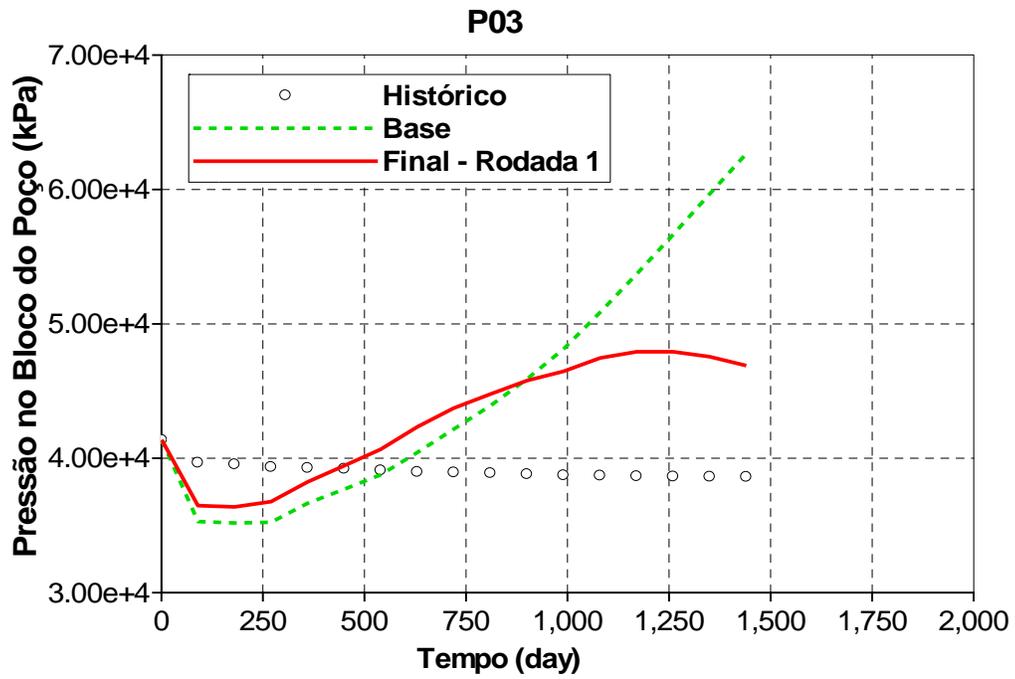


Figura 5.5: Ajuste da pressão do poço P03 no final da 1ª iteração.

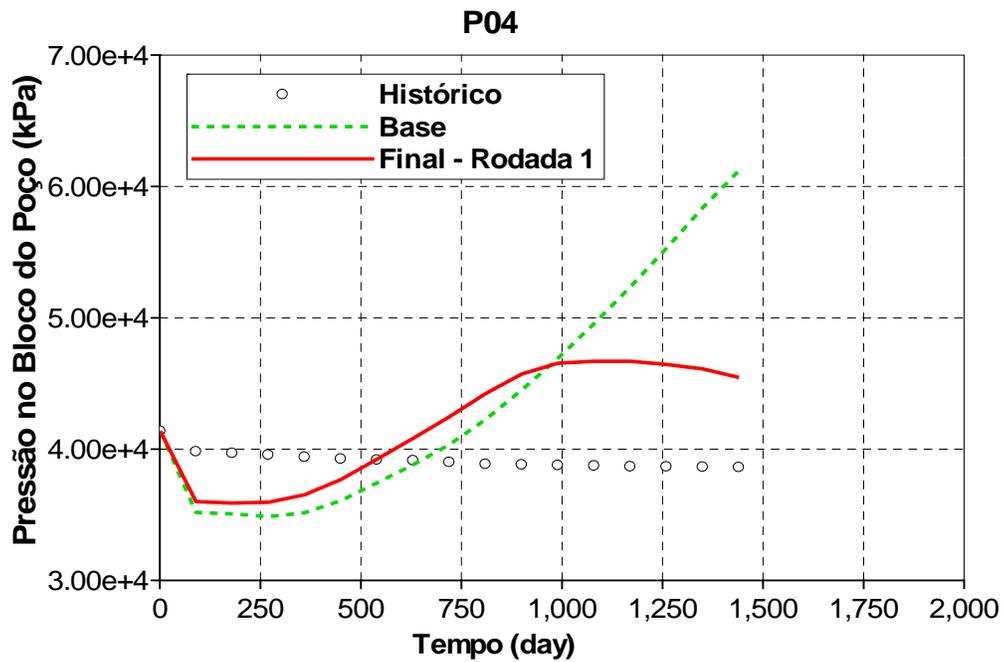


Figura 5.6: Ajuste da pressão do poço P04 no final da 1ª iteração.

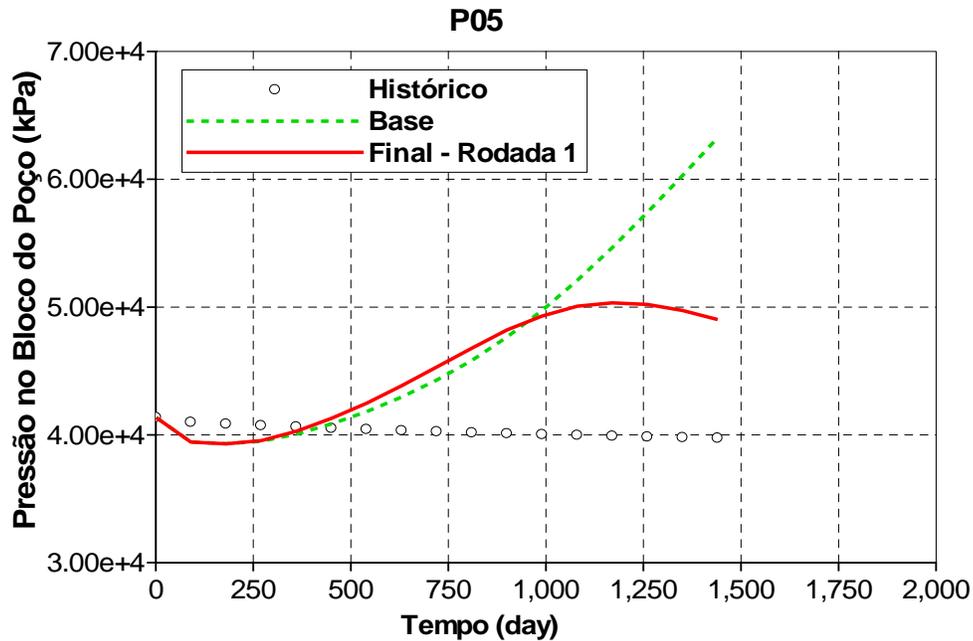


Figura 5.7: Ajuste da pressão do poço P05 no final da 1ª iteração.

As figuras acima mostram que houve uma pequena melhora dos dados de pressão dos poços, mostrando que a metodologia está caminhando no sentido de ajustar a pressão. Como a curva ajustada ainda está bem longe do histórico, mais iterações se mostram necessárias.

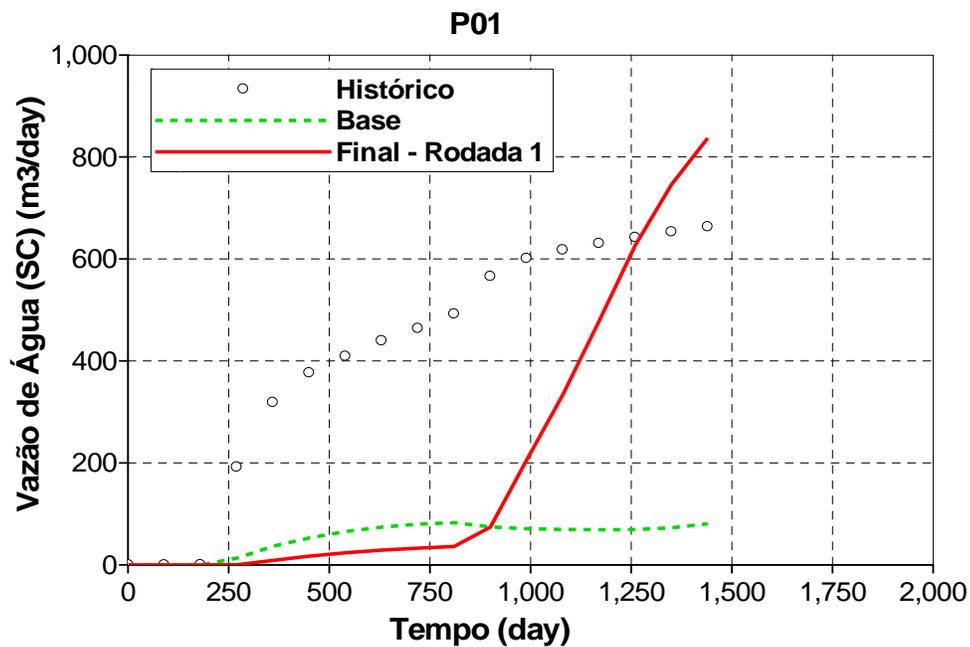


Figura 5.8: Ajuste da vazão de água do poço P01 no final da 1ª iteração.

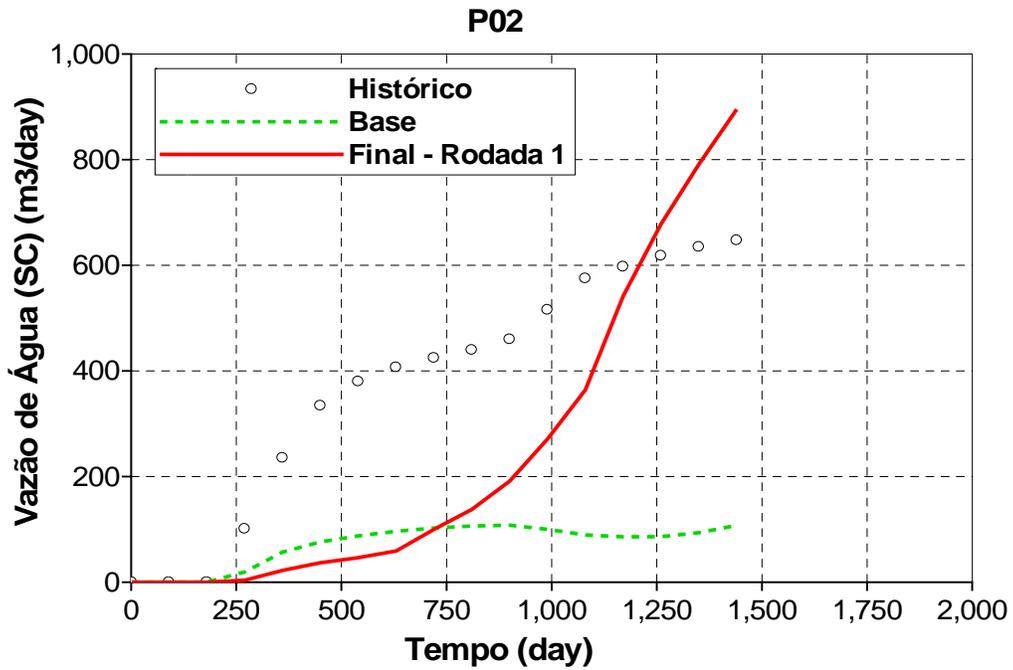


Figura 5.9: Ajuste da vazão de água do poço P02 no final da 1ª iteração

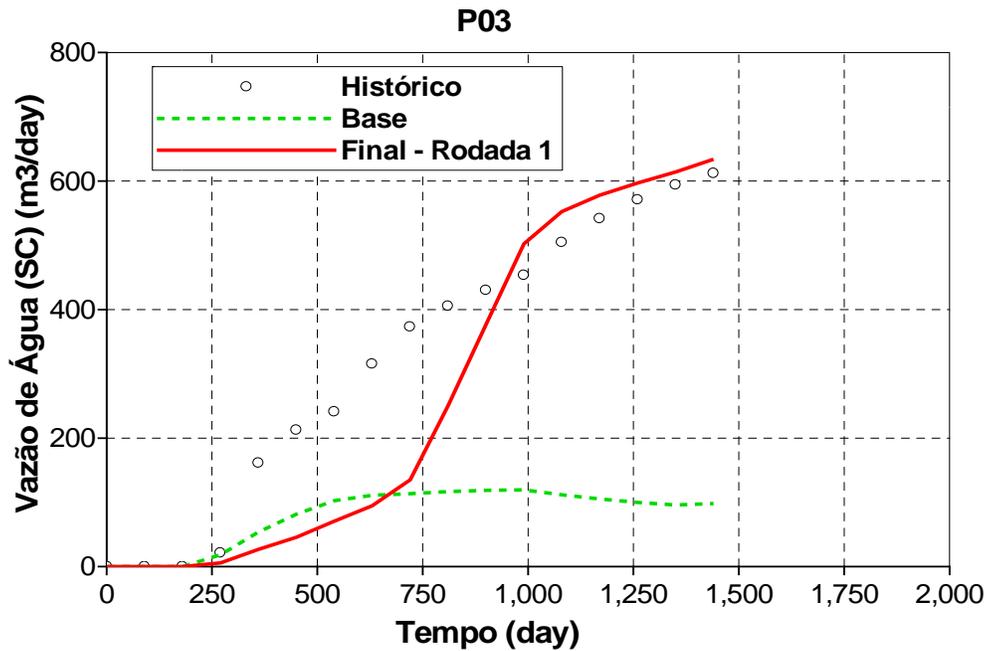


Figura 5.10: Ajuste da vazão de água do poço P03 no final da 1ª iteração

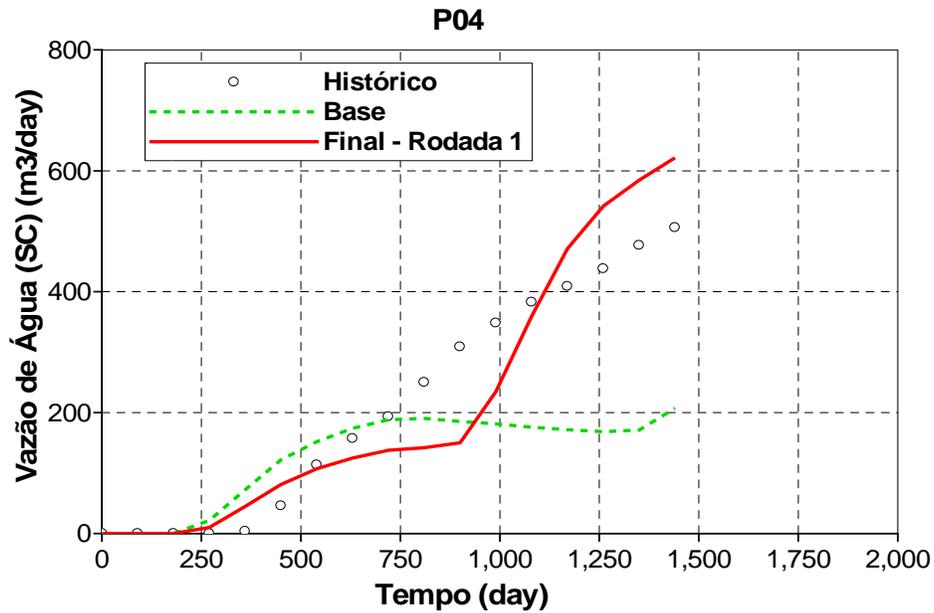


Figura 5.11: Ajuste da vazão de água do poço P04 no final da 1ª iteração

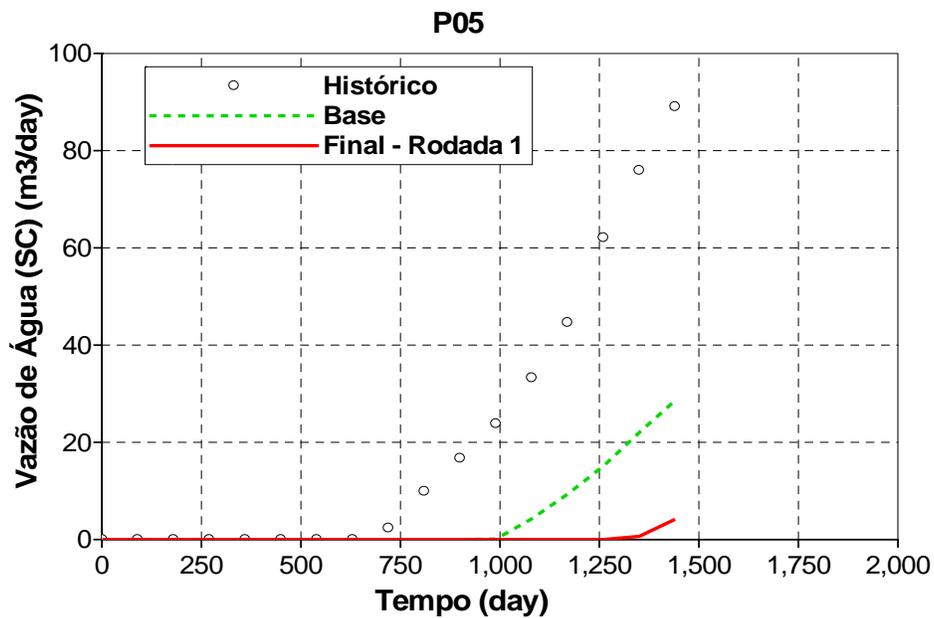


Figura 5.12: Ajuste da vazão de água do poço P05 no final da 1ª iteração

As figuras acima mostram que também houve uma pequena melhora nos dados de vazão de água dos poços, exceto para o poço P05. Aqui, como nos gráficos de pressão, mais iterações também se mostram necessárias para ajustar melhor os modelos. As **Figura 5.13** a **Figura 5.15** mostram os perfis dos erros de saturação dos poços após a primeira iteração. Quanto mais

próximo os gráficos estiverem do eixo central (valor zero), menor será o erro e mais ajustado estarão os blocos dos poços.

Pode-se notar que também nos dados de saturação a metodologia caminhou no sentido de ajustar os modelos, diminuindo o erro entre os dados medidos e simulados (principalmente para os poços P01 e P02). Ainda de forma subjetiva, pode-se observar que a melhoria obtida para o erro de saturação foi mais significativa do que para vazões e pressões. Entretanto, mais iterações também se mostram necessárias.

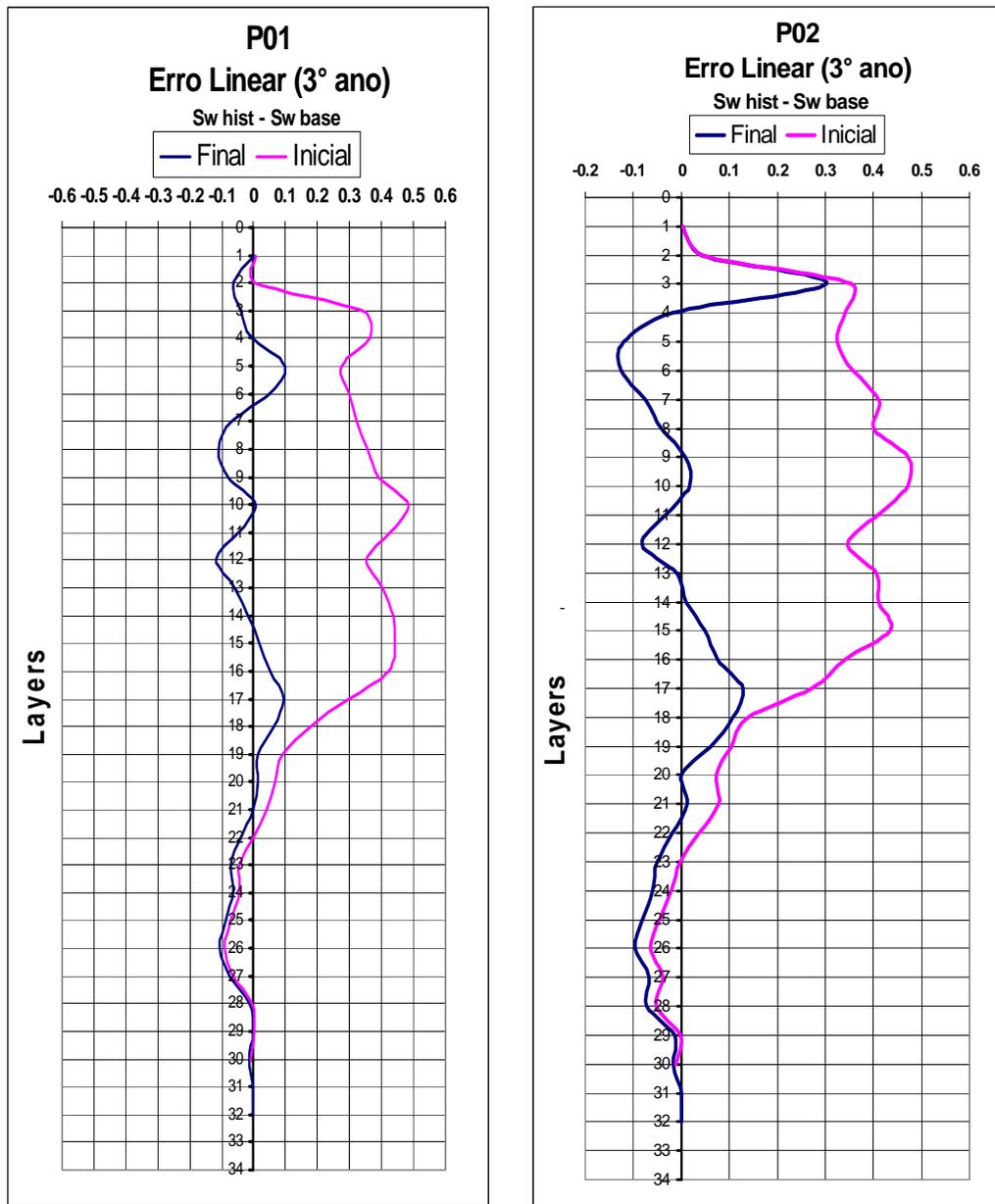


Figura 5.13: Erro linear de saturação nos blocos dos poços P01 e P02.

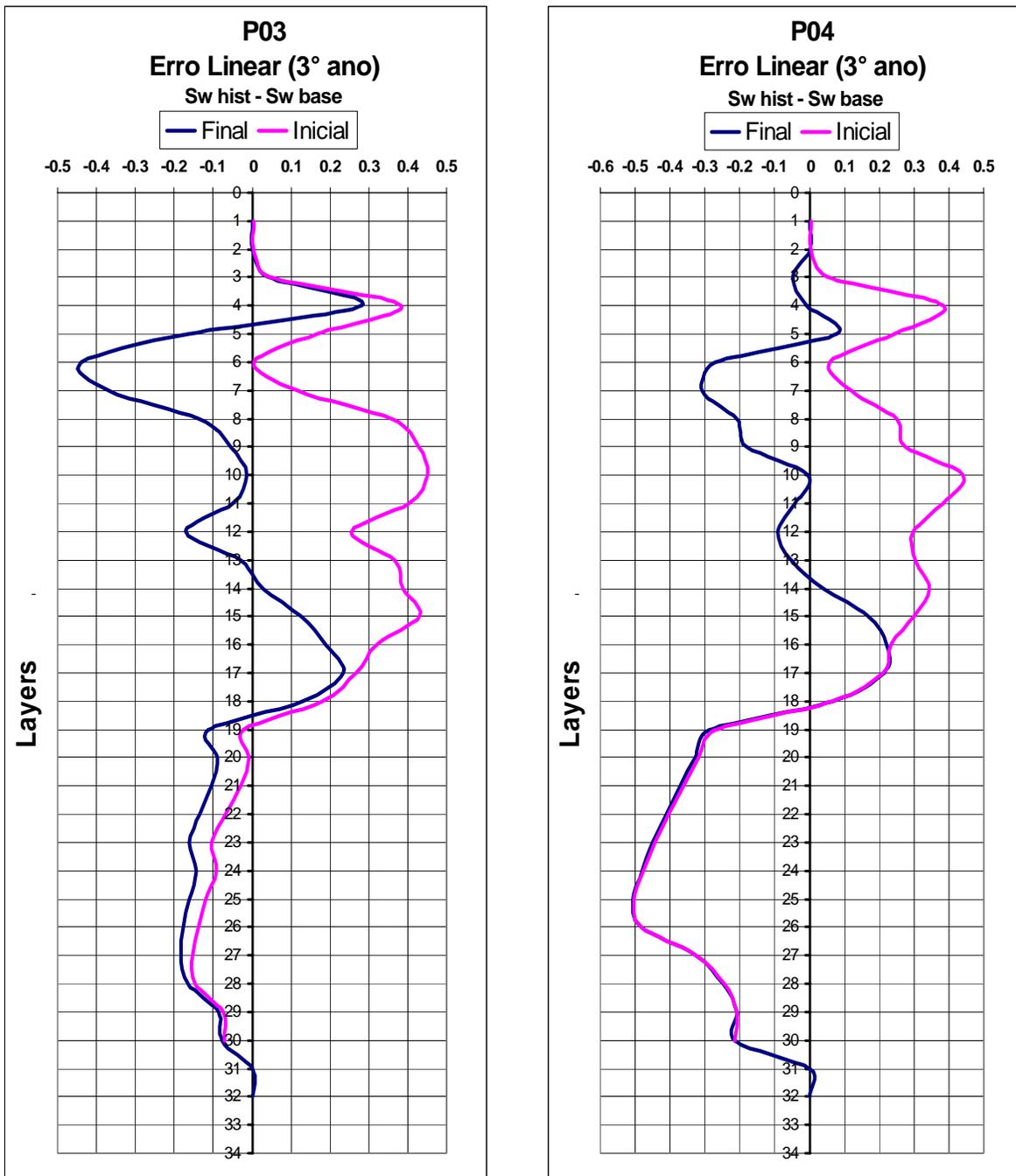


Figura 5.14: Erro linear de saturação nos blocos dos poços P03 e P04.

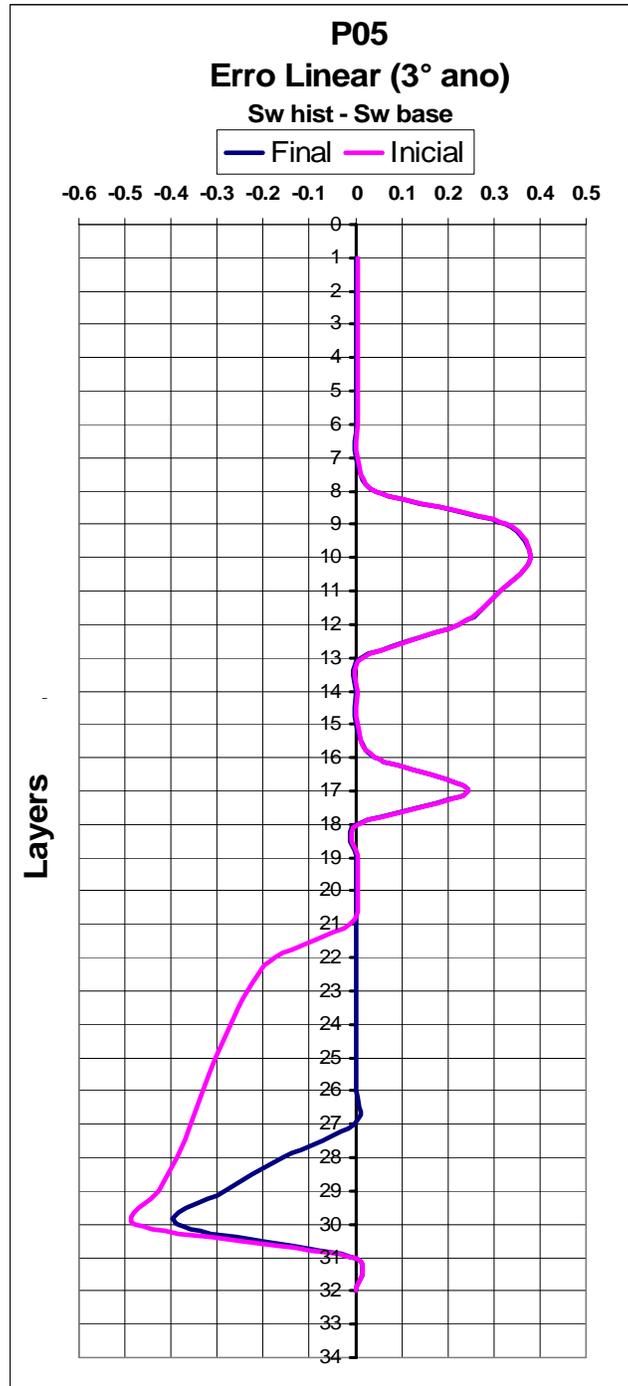


Figura 5.15: Erro linear dos valores de saturação nos blocos do poço P05.

A **Figura 5.16** mostra o mapa de permeabilidade horizontal obtido após a iteração. O modelo ajustado ainda está bem longe do real (sintético), mas já apresenta bem mais heterogeneidades que o modelo base (**Figura 4.2**).

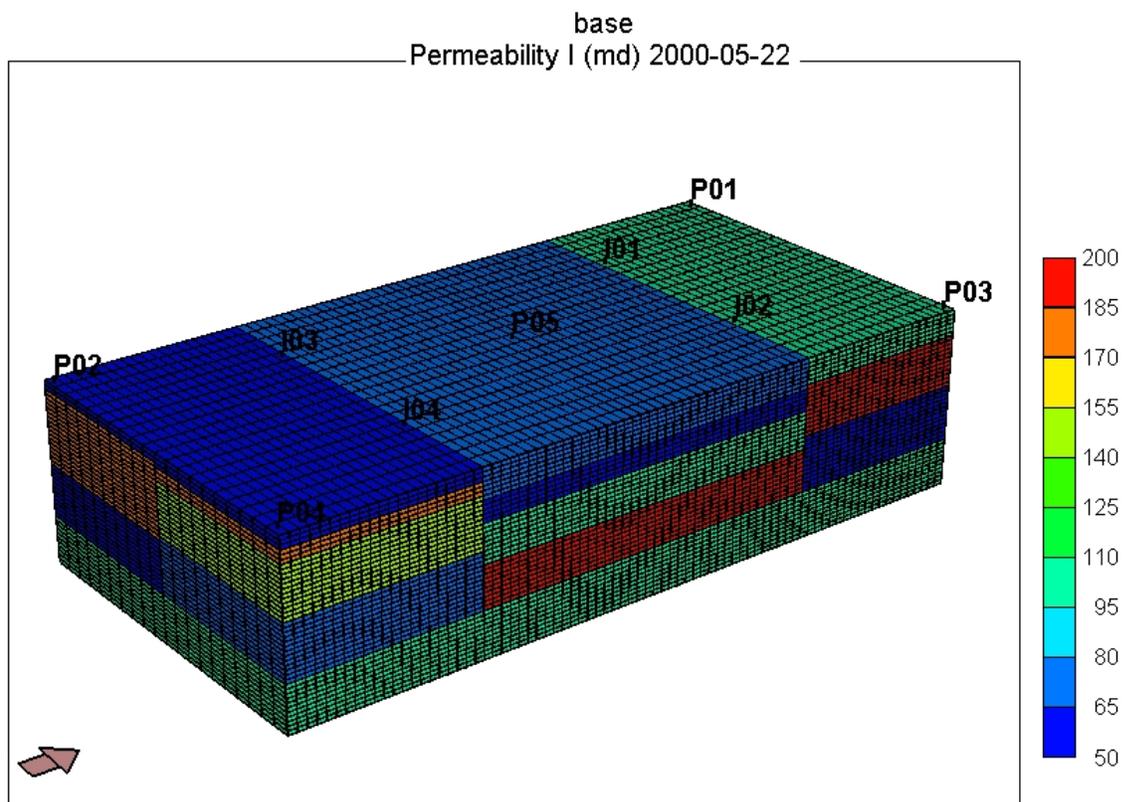


Figura 5.16: Mapa de permeabilidade horizontal após a 1ª Iteração

A etapa seguinte consistiu em usar o modelo obtido no final da primeira iteração como modelo base para a segunda iteração e assim por diante, até que seja obtido o ajuste desejado para os poços.

5.1.5 Demais Iterações

Para a segunda iteração, os perfis de saturação obtidos no final da primeira iteração foram utilizados para se definir novas subcamadas. Foram geradas novas linhas de fluxo, mas não houve grande variação em sua disposição. Desse modo, as regiões areais definidas na primeira iteração foram mantidas. A **Tabela 5.3** mostra as novas subcamadas de cada poço.

Tabela 5.3: *Subcamadas definidas para a segunda iteração*

P01		P02		P03		P04		P05	
Subcamadas	Camadas								
1a	1 a 4	2a	1 a 4	3a	1 a 4	4a	1 a 5	5a	1 a 7
1b	5 a 6	2b	5 a 8	3b	5 a 8	4b	6 a 10	5b	8 a 12
1c	7 a 10	2c	9 a 10	3c	9 a 11	4c	11 a 13	5c	13 a 15
1d	11 a 14	2d	11 a 13	3d	12 a 14	4d	14 a 18	5d	16 a 18
1e	15 a 21	2e	14 a 20	3e	15 a 18	4e	19 a 30	5e	19 a 27
1f	22 a 28	2f	21 a 28	3f	19 a 30	4f	31 a 33	5f	28 a 31
1g	29 a 33	2g	29 a 33	3g	31 a 33			5g	32 a 33

Na segunda iteração, já houve um grande refinamento das subcamadas. A tendência é que, com o decorrer do processo, as camadas sejam cada vez mais refinadas. Os poços P01 e P02, por exemplo, apresentaram 3 subcamadas na primeira iteração (de acordo com os perfis das **Figura 4.7** e **Figura 4.8**) e 7 na segunda. Uma nova análise de sensibilidade foi feita, determinando as subcamadas críticas e a abordagem para a função-objetivo. A **Figura 5.17** mostra os resultados obtidos para o poço P05.

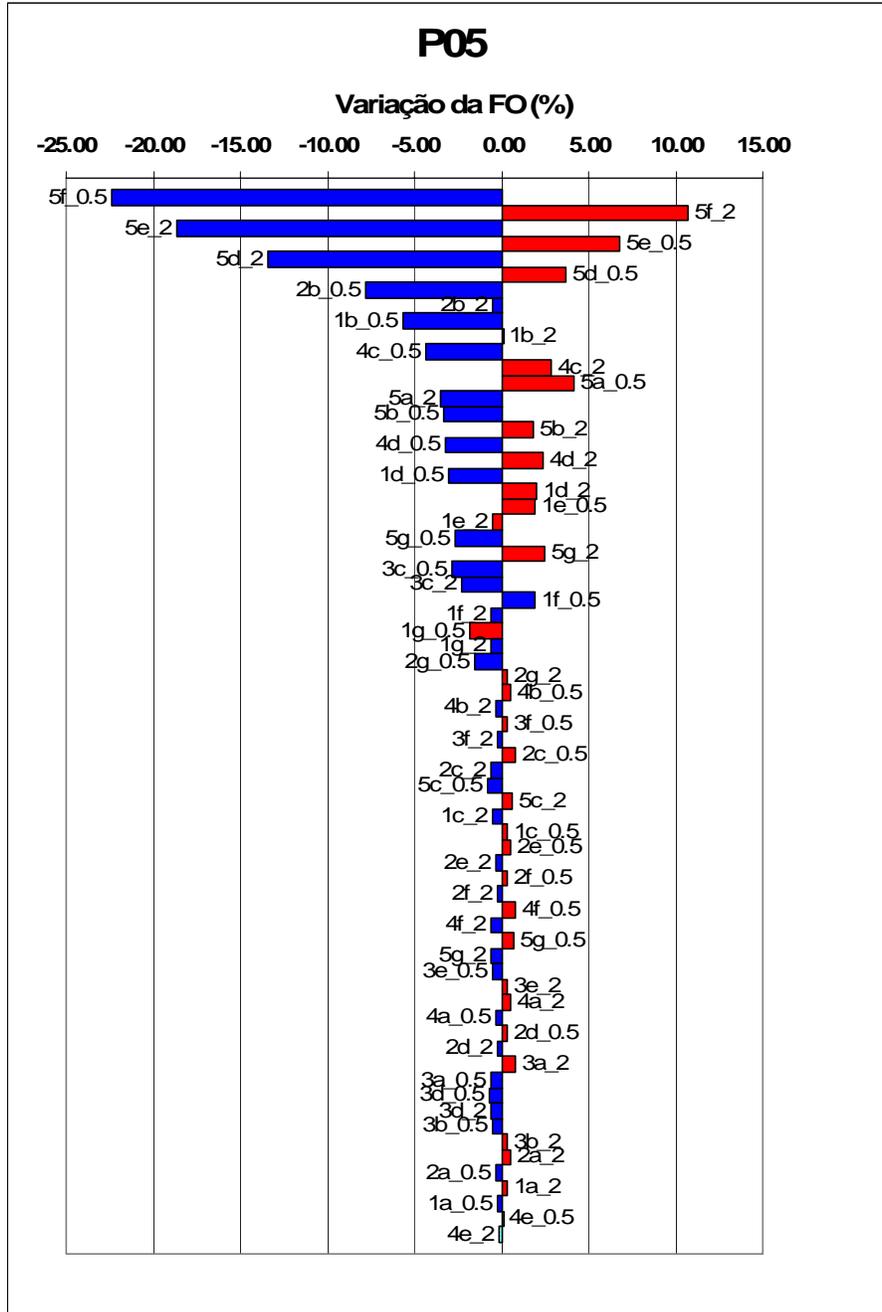


Figura 5.17: *Variação da função-objetivo na análise de sensibilidade do Produtor P05 na 2ª Iteração*

Todos os poços apresentaram comportamento semelhante ao poço P05. Novamente, como não houve interdependência entre as subcamadas dos poços, foram utilizadas funções-objetivo independentes. A **Tabela 5.4** mostra as camadas escolhidas (críticas), os multiplicadores

otimizados e as funções-objetivo ao final da iteração. Um total 89 simulações foram realizadas (66 para a análise de sensibilidade e 23 para o algoritmo de otimização).

Tabela 5.4: Multiplicadores otimizados e valores da FO encontrados no final da 2ª iteração

Final Segunda Iteração			
Poços	Subcamadas	Multiplicador	FO
P01	1c	1.3	0.1534
	1d	1.4	
	1e	0.5	
	1f	0.8	
P02	2c	1.5	0.1546
	2d	1.8	
	2e	1.0	
P03	3c	1.8	0.237
	3d	0.5	
	3e	2.0	
P04	4d	1.3	0.4427
	4e	0.9	
P05	5d	2.0	0.3542
	5e	2.0	
	5f	0.5	

Já na segunda iteração houve uma diminuição de mais de 50% na função-objetivo de todos os poços. A **Figura 5.18** mostra o mapa de permeabilidade obtido ao final da 2ª Iteração. O modelo se encontra bem mais heterogêneo que o modelo base, se aproximando mais do modelo sintético.

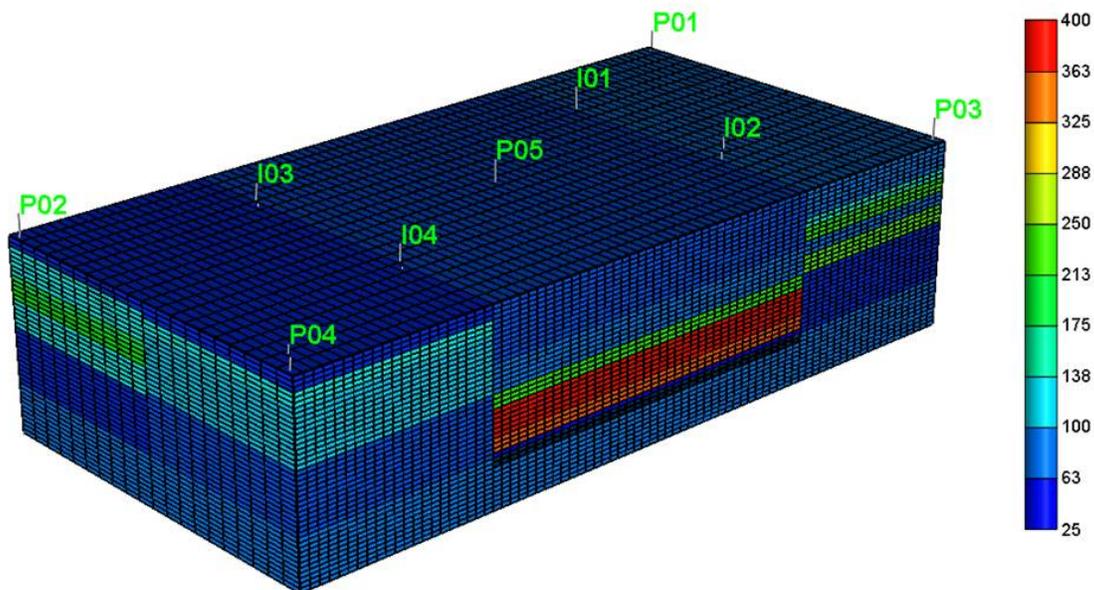


Figura 5.18: Mapa de permeabilidade horizontal após a 2ª Iteração

Cinco iterações foram realizadas, completando um total de 374 simulações (incluído as análises de sensibilidade e otimização de multiplicadores). A **Figura 5.19** mostra o mapa de permeabilidade final obtido. Nota-se que o modelo refinou bastante as subcamadas em regiões específicas, aumentando bem as heterogeneidades do reservatório e o aproximando do modelo sintético. O item seguinte mostra e detalha os resultados finais deste procedimento (Ajuste 1) e o compara com os resultados dos outros dois procedimentos (Ajustes 2 e 3).

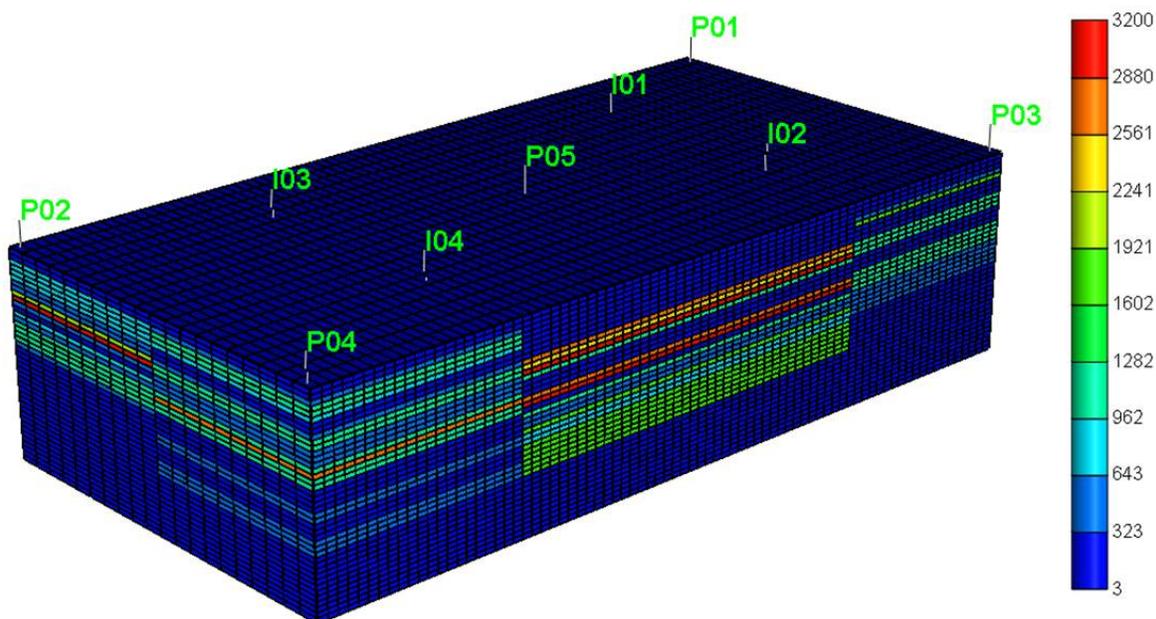


Figura 5.19: Mapa de permeabilidade horizontal final

5.2 Resultados Finais dos Ajustes

Várias iterações foram feitas, para os três procedimentos de ajuste. A **Tabela 5.5** mostra os valores finais da função-objetivo obtidos para todos os poços e o número total de simulações.

Tabela 5.5: Número de simulações e valores finais da função-objetivo.

	Simulações (Análise de Sensibilidade)	Simulações (Algoritmo de Otimização)	P01	P02	P03	P04	P05
			FO	FO	FO	FO	FO
Base	-	-	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Ajuste 1	234	140	0.071	0.101	0.141	0.148	0.052
Ajuste 2	198	115	0.069	0.026	0.009	0.092	0.020
Ajuste 3	240	200	0.106	0.028	0.156	0.039	0.254

O critério de parada utilizado foi um valor de função-objetivo menor que 0.15 para todos os poços ou um número máximo de 200 simulações do algoritmo de otimização (contando todas as iterações). Como podemos observar, os Ajustes 1 e 2 pararam pois atingiram valores da função-objetivo menores que a tolerância pré-estabelecida (o Ajuste 2 levou menos simulações que o Ajuste 1 pois minimizou uma equação mais simples, com dois termos apenas). Já o Ajuste 3, mesmo minimizando uma função-objetivo também com dois termos, atingiu o número máximo de simulações, parando o procedimento ainda com dois poços com valores acima da tolerância (P03 e P05). Isso ocorreu pois as subcamadas críticas escolhidas neste procedimento (camadas fixas, não variando a cada iteração) não foram refinadas o suficiente para ajustar os poços dentro do número máximo de simulações estabelecido.

Observando apenas o valor final da função-objetivo, não é possível distinguir qual dos ajustes apresentou melhores resultados, pois, além das funções-objetivo serem compostas por parâmetros diferentes, a qualidade dos ajustes muda de poço para poço. Para uma análise mais precisa é necessário olhar individualmente os valores finais dos erros normalizados envolvidos na composição da **Equação 4.3**. A **Tabela 5.6** mostra os valores finais desses erros para todos os poços.

Tabela 5.6: Valores finais dos erros normalizados e média dos poços.

	P1			P2			P3			P4			P5			Média Simples		
	Ew	Ep	Es	Ew	Ep	Es												
Base	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Ajuste 1	0.059	0.024	0.131	0.132	0.042	0.130	0.163	0.030	0.229	0.093	0.034	0.319	0.058	0.080	0.017	0.101	0.042	0.165
Ajuste 2	0.134	0.003	0.180	0.046	0.005	0.444	0.013	0.005	0.272	0.172	0.012	0.509	0.033	0.007	0.367	0.080	0.006	0.355
Ajuste 3	0.206	0.005	0.239	0.047	0.009	0.588	0.308	0.004	0.328	0.069	0.009	0.970	0.505	0.003	1.183	0.227	0.006	0.662

Analisando-se os valores das médias dos erros, nota-se que o Ajuste 1, apresentou um ajuste bem melhor para os dados de saturação que o Ajuste 2 (fornecendo um detalhamento mais preciso da chegada da água nos poços), contudo, com um pior ajuste para os dados de produção (vazão de água e pressão). Isso mostra a importância dos pesos atribuídos aos dados ajustados no balanceamento da qualidade dos resultados.

Já se comparando os Ajustes 2 e 3 (que possuíam mesma função-objetivo), nota-se resultados bem melhores para o Ajuste 2, ressaltando a importância da utilização dos dados de saturação na definição das subcamadas. As **Figura 5.20** a **Figura 5.24** mostram uma comparação

dos ajustes de vazão de água para os cinco poços produtores e as **Figura 5.25** a **Figura 5.29** mostram os resultados para a pressão no bloco dos poços.

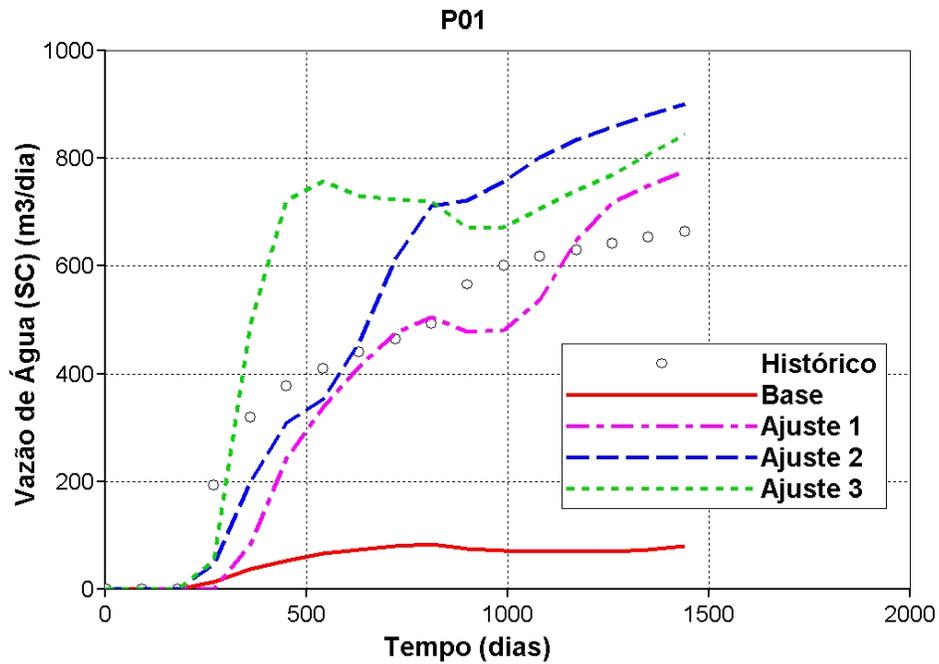


Figura 5.20: Ajuste final da vazão de água do poço P01.

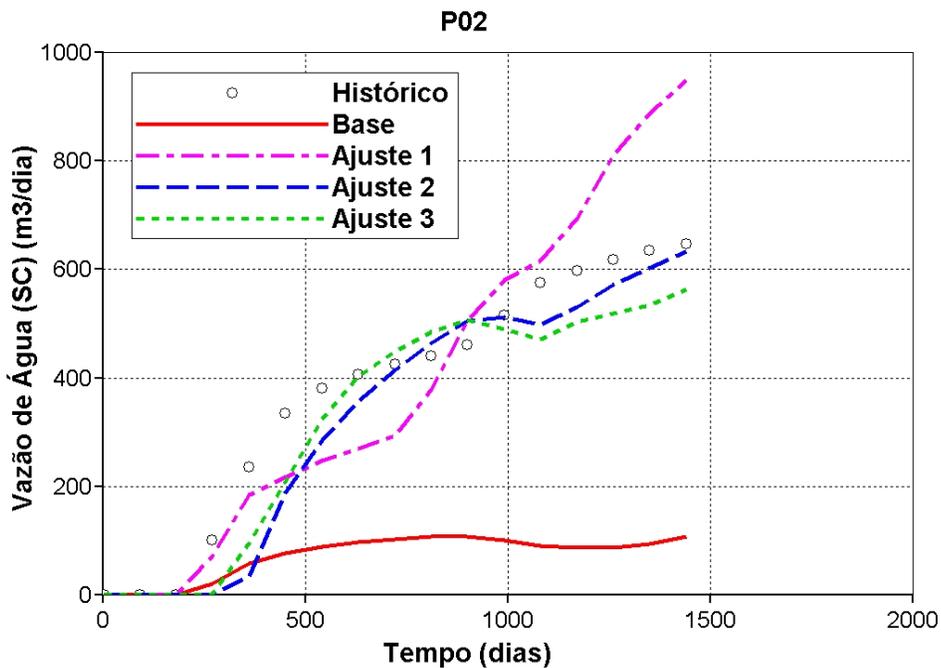


Figura 5.21: Ajuste final da vazão de água do poço P02.

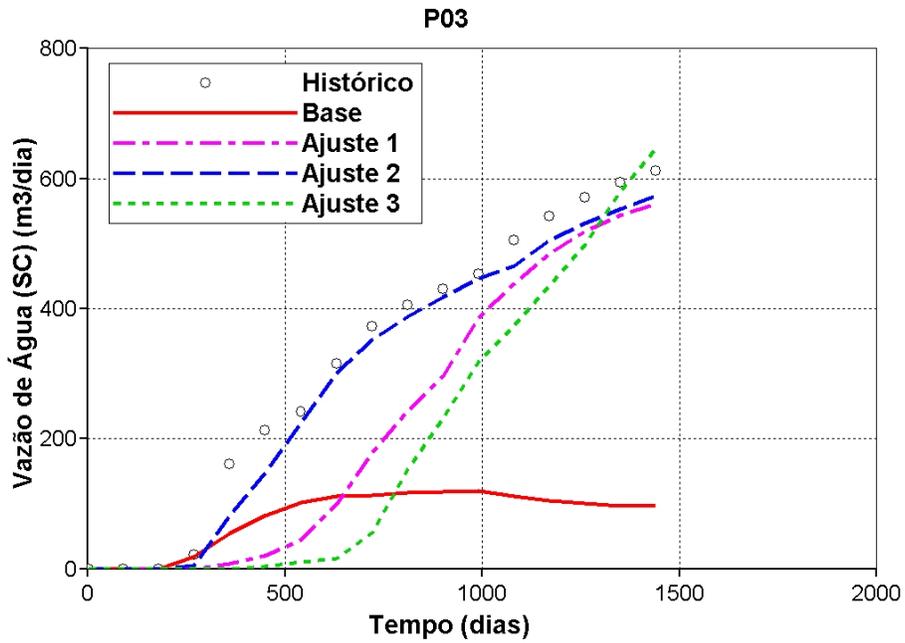


Figura 5.22: Ajuste final da vazão de água do poço P03.

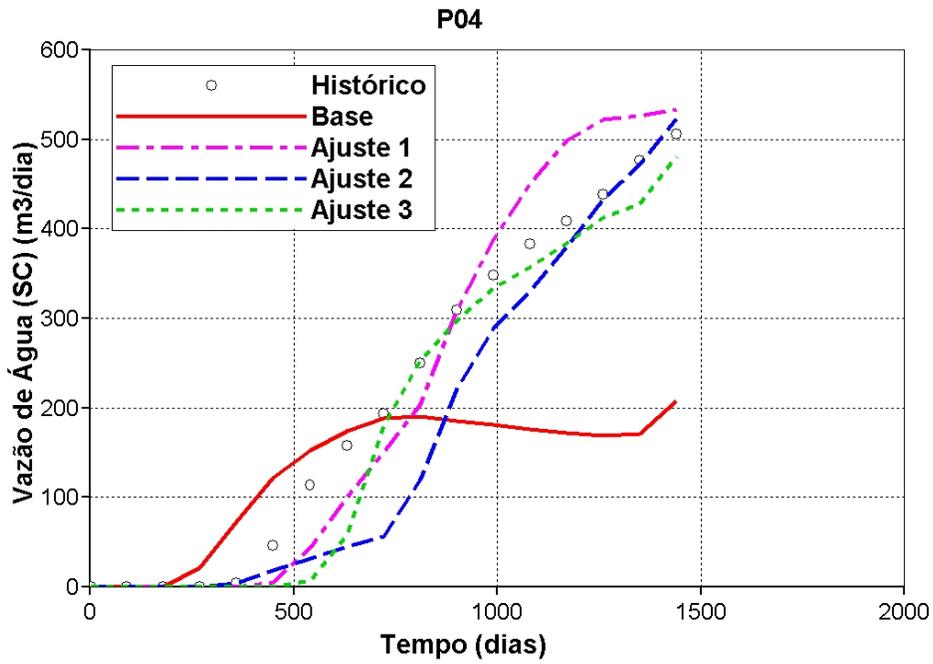


Figura 5.23: Ajuste final da vazão de água do poço P04.

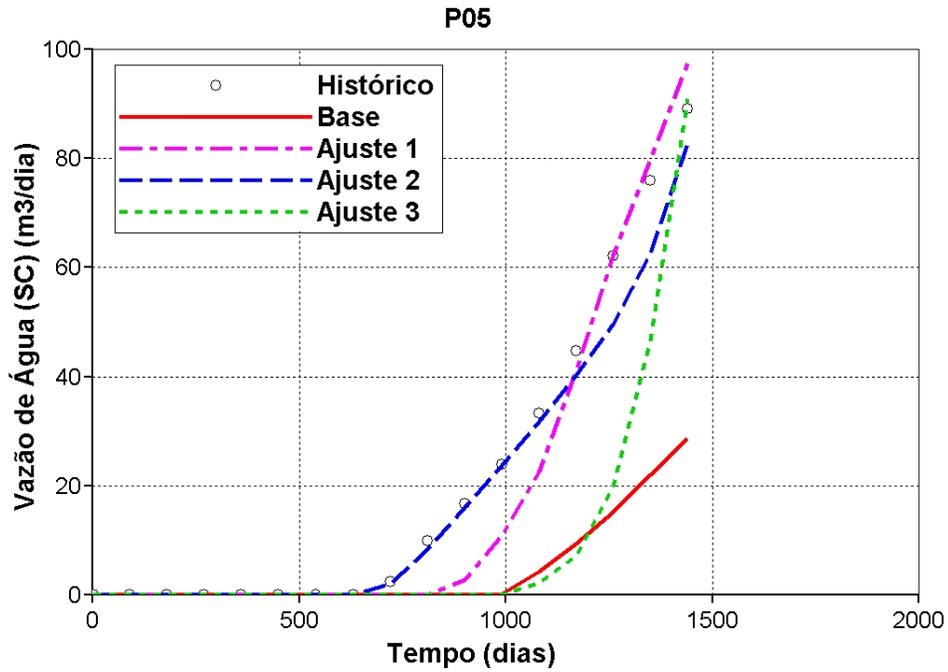


Figura 5.24: Ajuste final da vazão de água do poço P05.

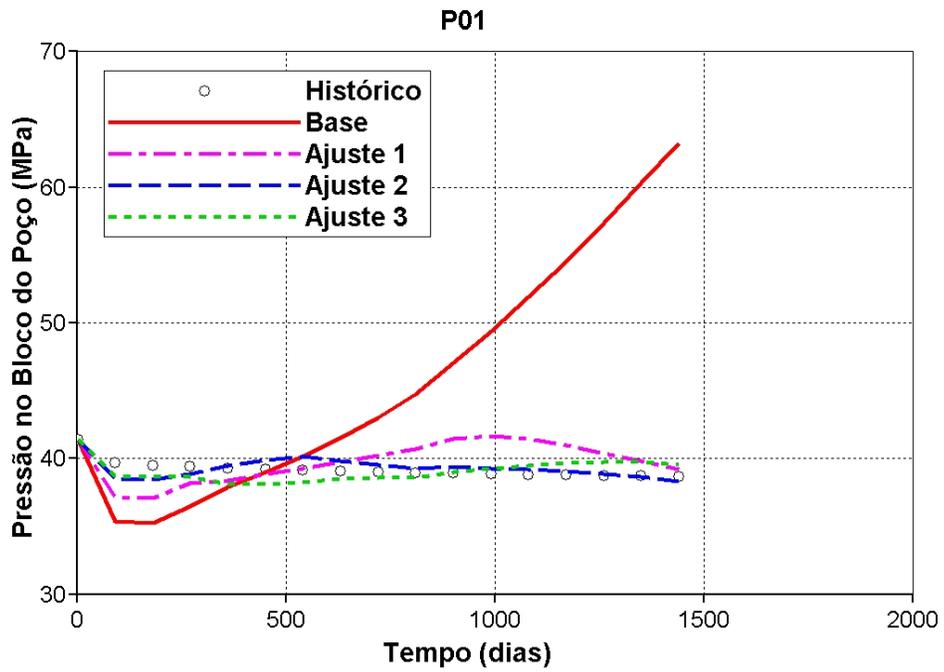


Figura 5.25: Ajuste final da pressão no bloco do poço P01.

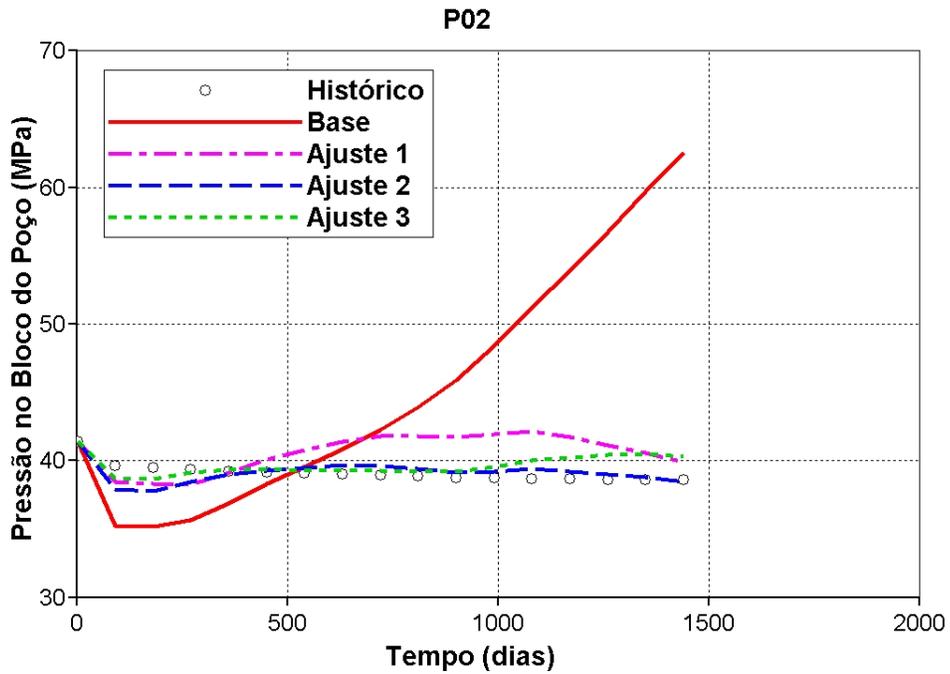


Figura 5.26: Ajuste final da pressão no bloco do poço P02.

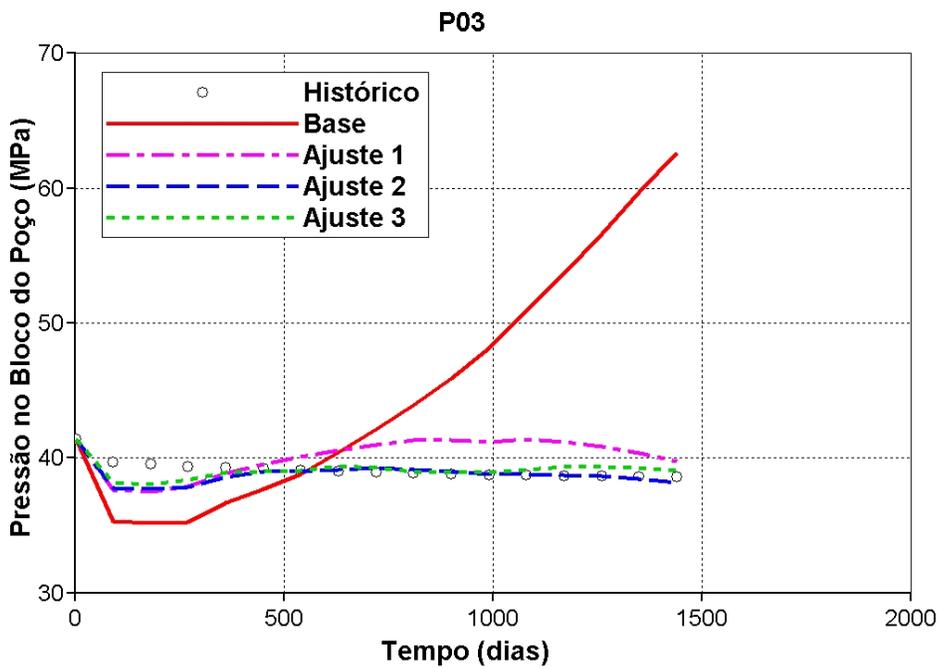


Figura 5.27: Ajuste final da pressão no bloco do poço P03.

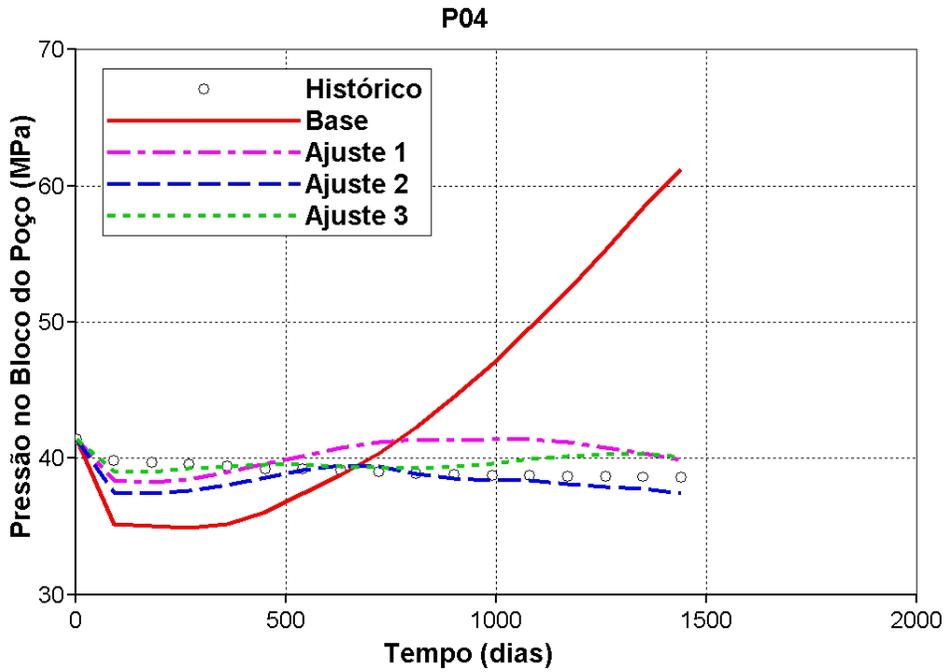


Figura 5.28: Ajuste final da pressão no bloco do poço P04.

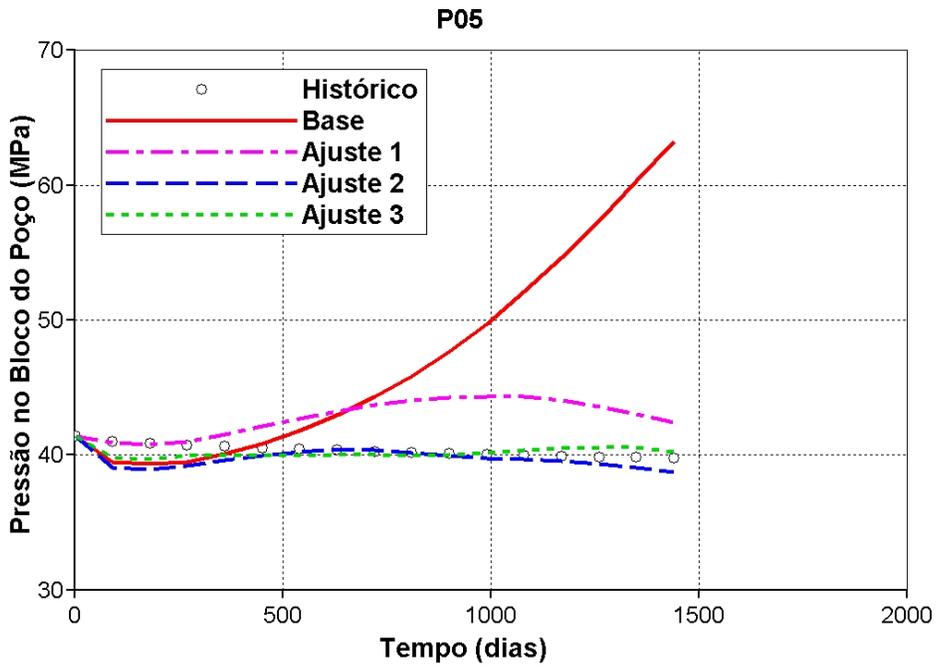


Figura 5.29: Ajuste final da pressão no bloco do poço P05.

A grande diferença entre os ajustes ocorreu nos dados de saturação. O Ajuste 1 diminuiu muito o erro entre os dados observados e simulados, seguido, com menor qualidade de ajuste, pelo Ajuste 2 (pois foi atribuído menor peso a essas informações) e, por último, pelo Ajuste 3, que, no caso do poço P05, até piorou a qualidade em relação ao modelo base inicial. As **Figura 5.30** a **Figura 5.32** mostram os gráficos finais dos erros lineares de saturação ao longo dos poços, para os três procedimentos de ajuste e para o modelo inicial (base).

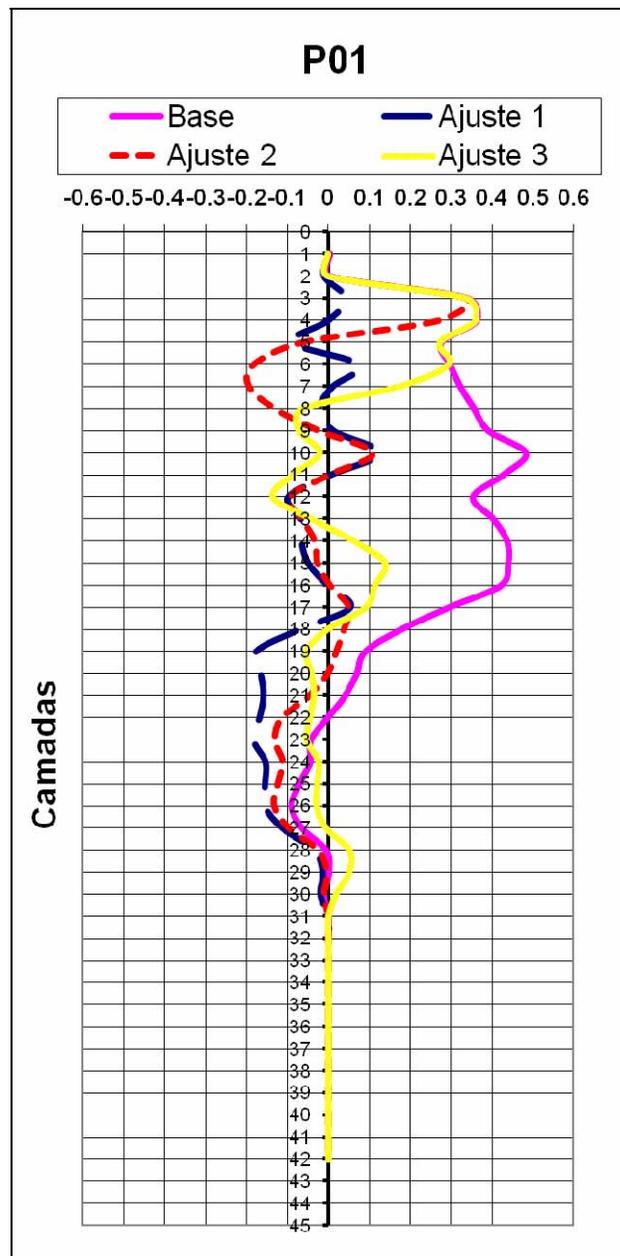


Figura 5.30: Gráfico do erro linear final de saturação no bloco do poço P01.

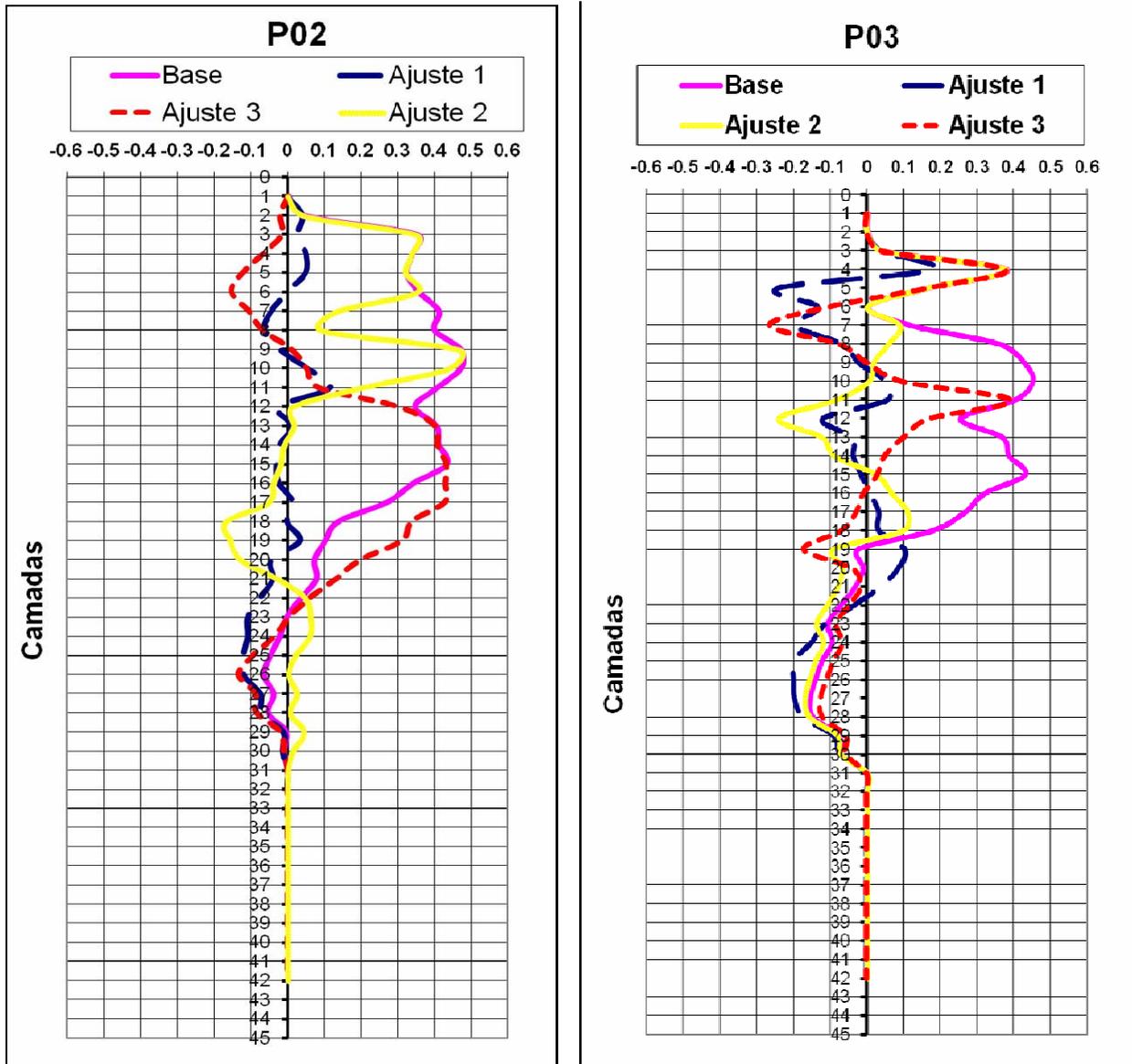


Figura 5.31: Gráficos do erro linear final de saturação nos poços P02 e P03.

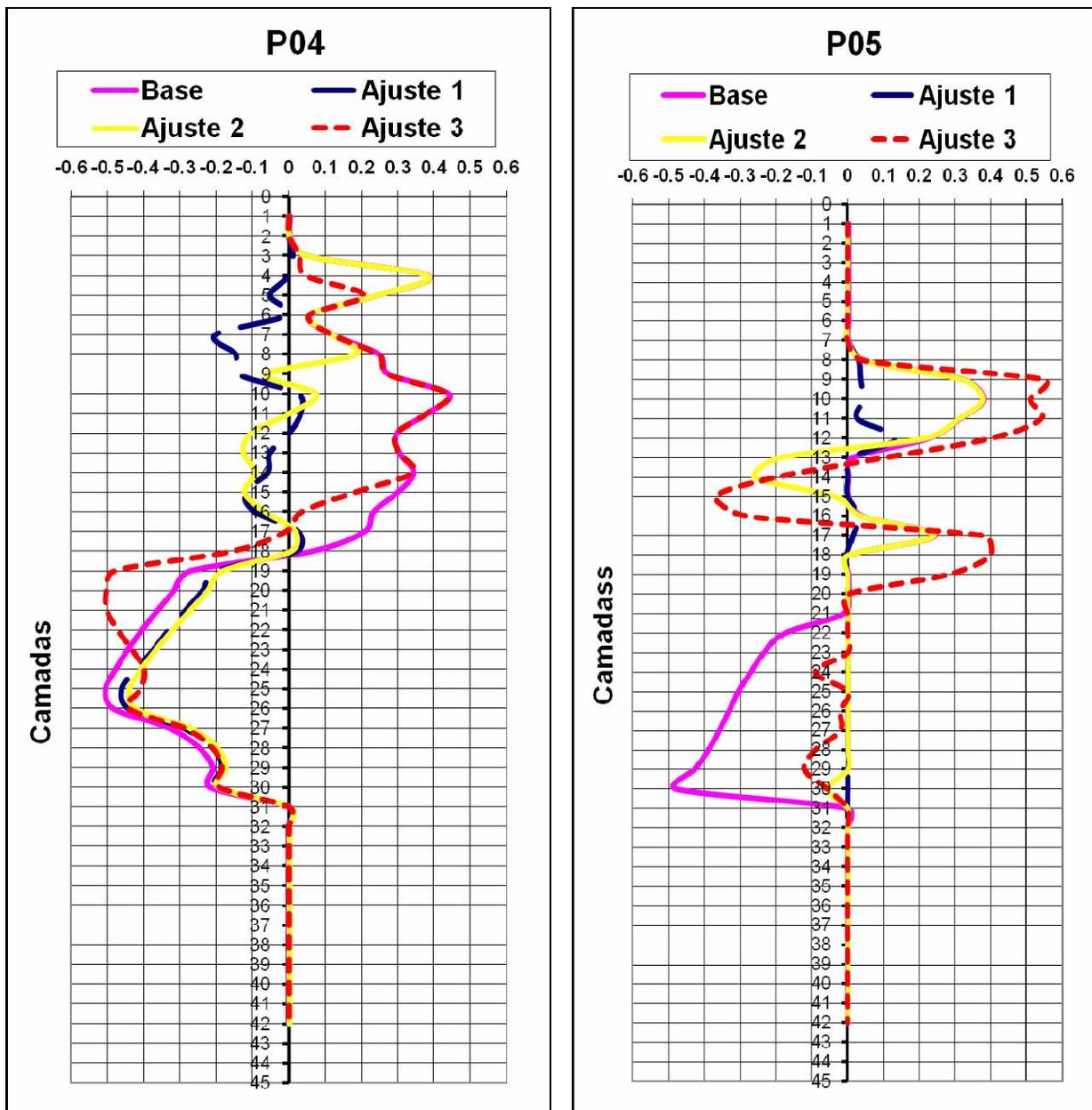


Figura 5.32: Gráficos do erro linear final de saturação nos poços P04 e P05.

Com o ajuste dos dados de saturação, é possível identificar as camadas por onde a água chega aos poços. Esse fato é de grande importância para orientar futuras recompletações de poços, auxiliando as tomadas de decisão na modificação da estratégia de produção, possibilitando a diminuição da produção de água e, conseqüentemente, o aumento na produção de hidrocarbonetos, melhorando o desempenho econômico do campo.

5.3 Previsões

Após o ajuste do modelo, a próxima etapa é a previsão de comportamento do reservatório, que é utilizada para cálculos econômicos e para definição de novas estratégias de produção, visando maximizar a produção de hidrocarbonetos. Nesta dissertação as previsões foram utilizadas tanto para medir a qualidade do ajuste de histórico realizado quanto para realizar recompletações nos poços, melhorando seu desempenho futuro (e, com isso, analisando os benefícios da nova metodologia).

5.3.1 Previsões sem Recompletações

Primeiramente, os três modelos ajustados forneceram previsões de produção sem modificações nas condições de operação dos poços, para os seis anos seguintes (completando 10 anos de produção). Para isso, os poços produtores mantiveram as condições de operação da fase inicial (histórico), com todas as completações abertas. As **Figura 5.33** a **Figura 5.37** mostram as previsões para a vazão de óleo dos poços. As **Figura 5.38** a **Figura 5.42** mostram previsões para vazão de água.

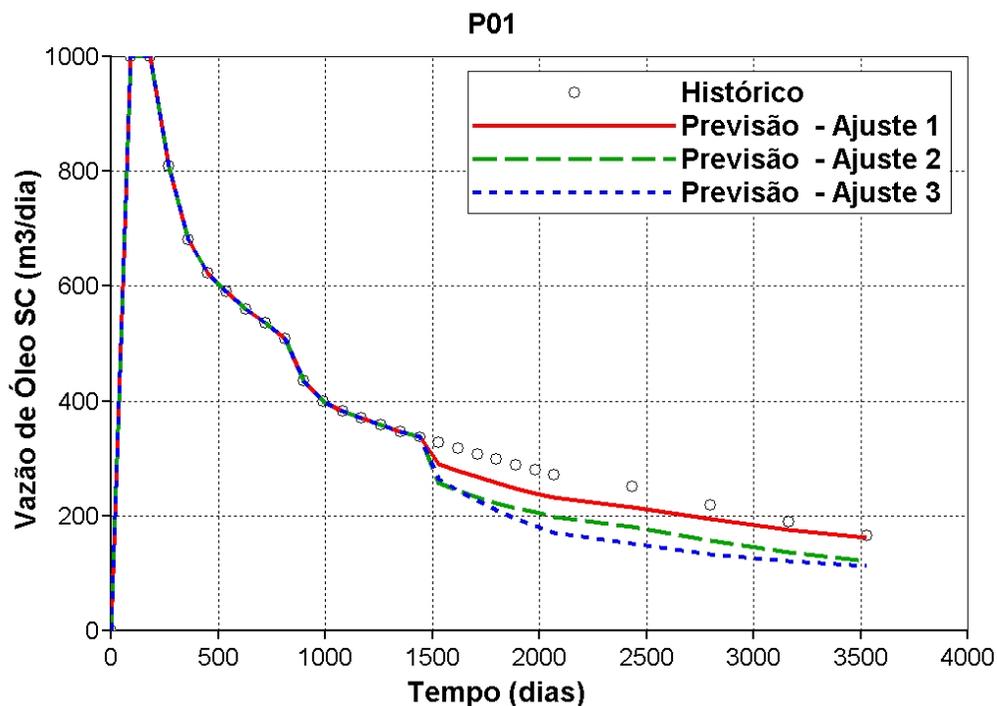


Figura 5.33: Previsão da vazão de óleo do poço P01 (sem recompletações).

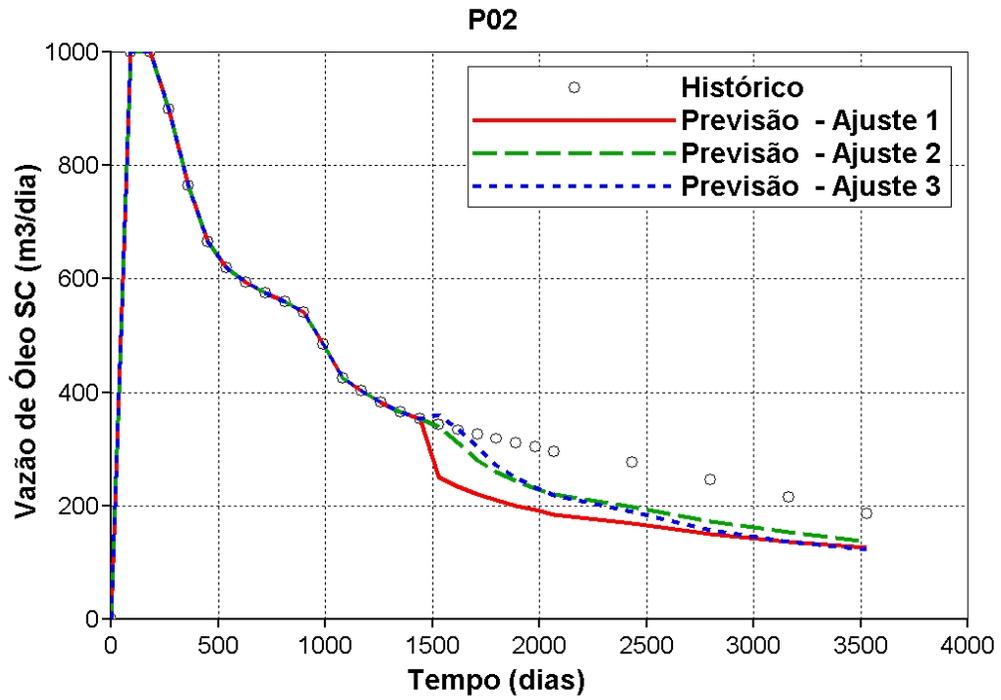


Figura 5.34: Previsão da vazão de óleo do poço P02 (sem recompletações).

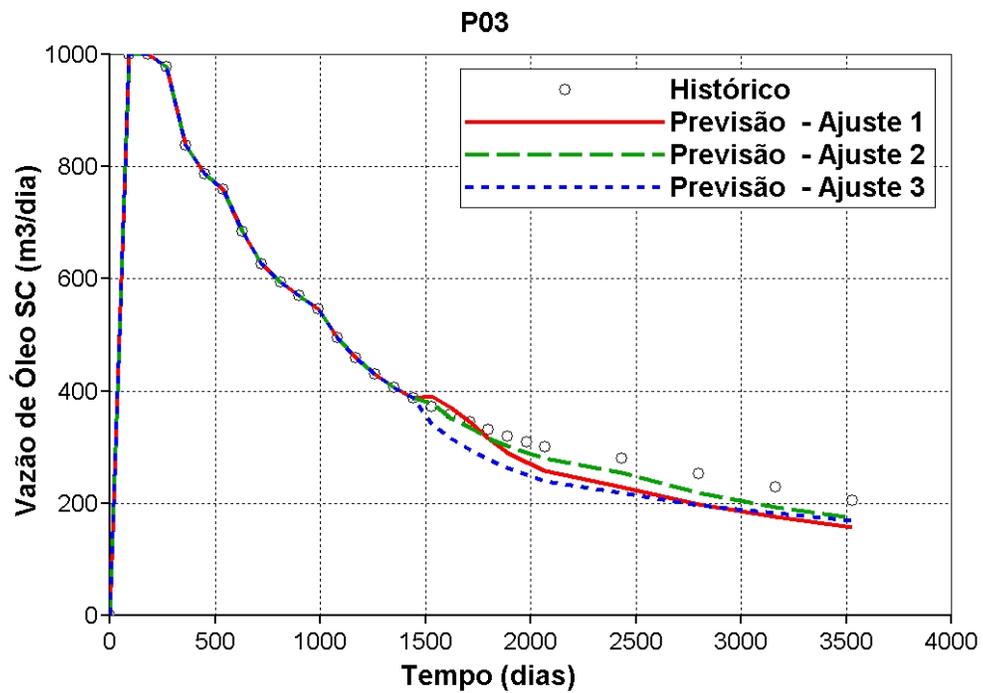


Figura 5.35: Previsão da vazão de óleo do poço P03 (sem recompletações).

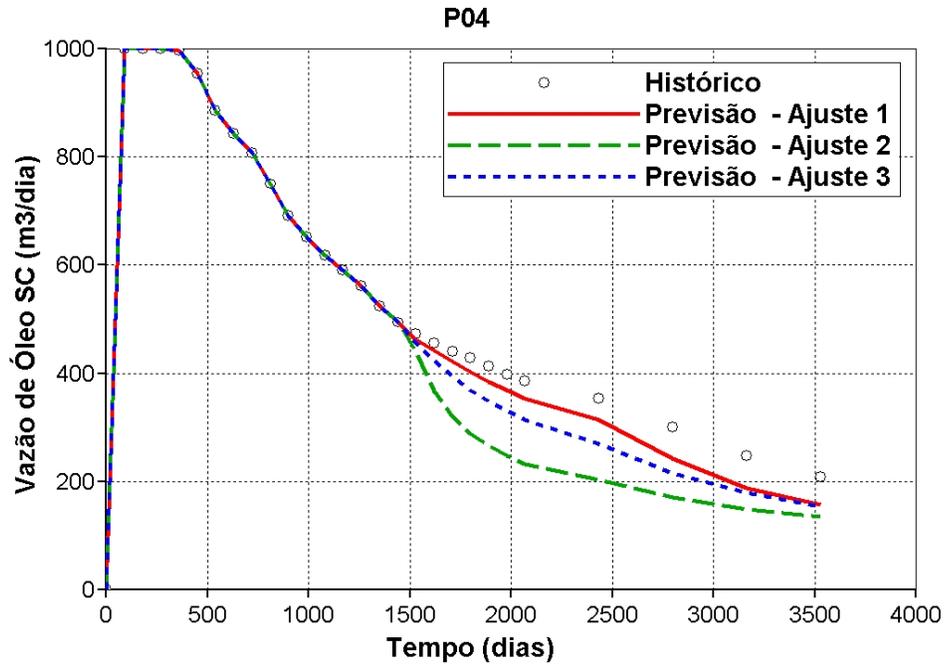


Figura 5.36: Previsão da vazão de óleo do poço P04 (sem recompletações).

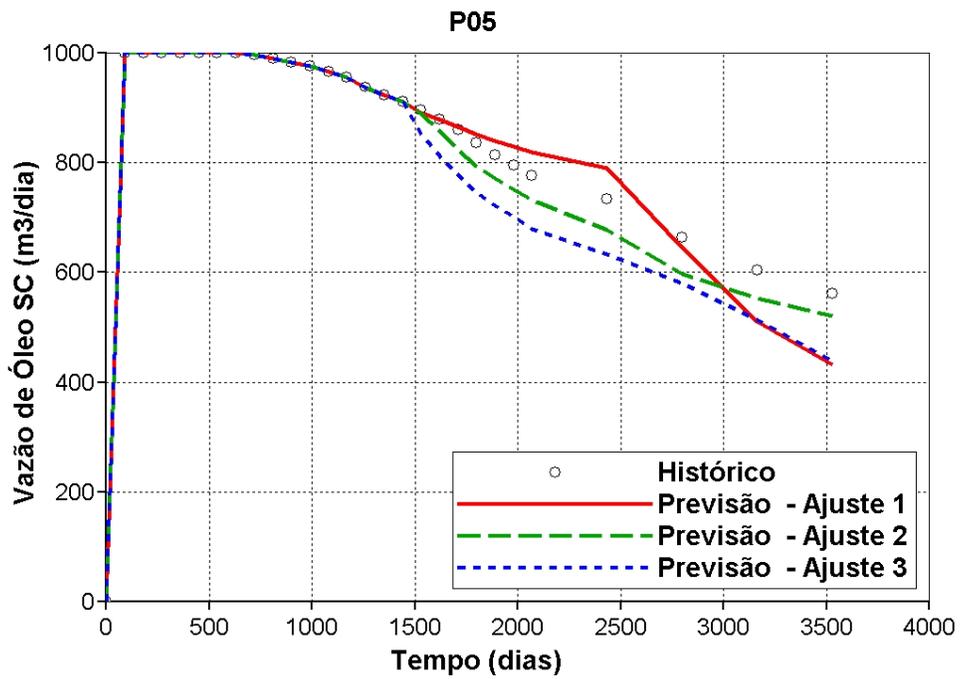


Figura 5.37: Previsão da vazão de óleo do poço P05 (sem recompletações).

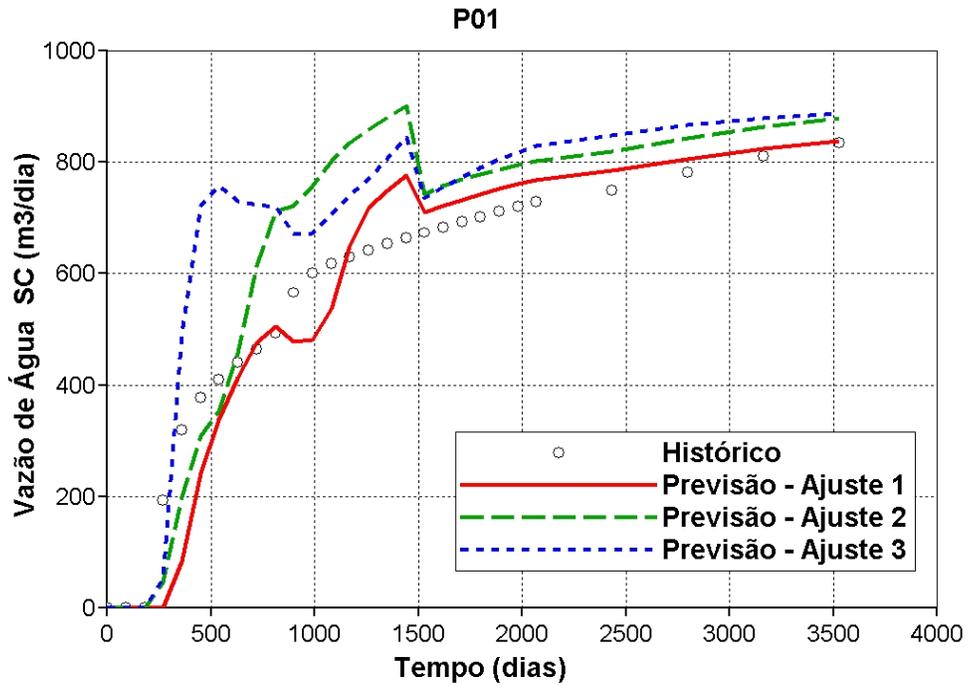


Figura 5.38: Previsão da vazão de água do poço P01 (sem recompletações).

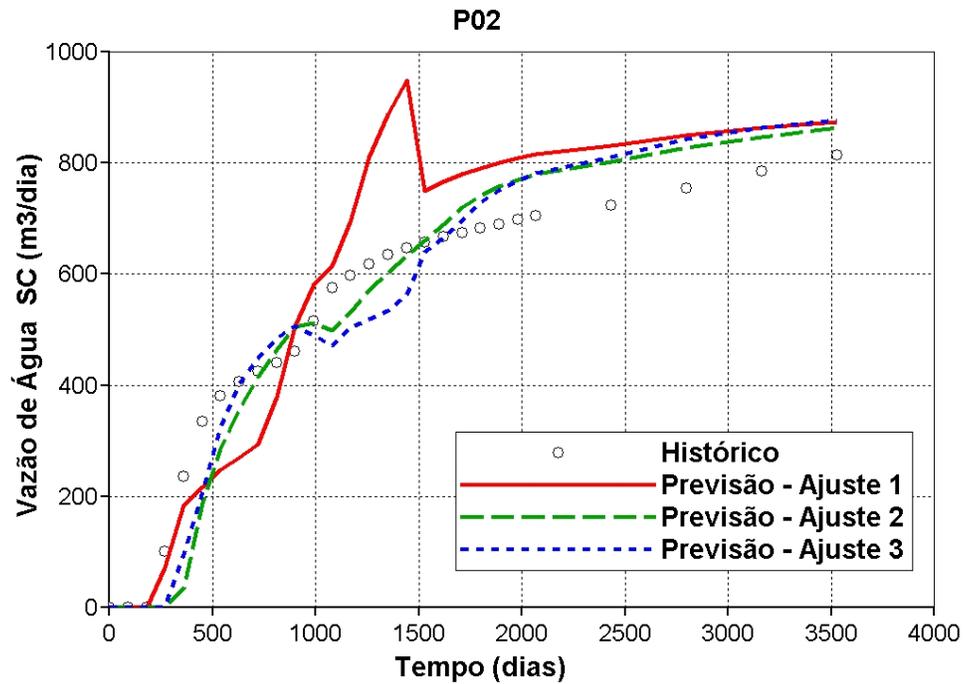


Figura 5.39: Previsão da vazão de água do poço P02 (sem recompletações).

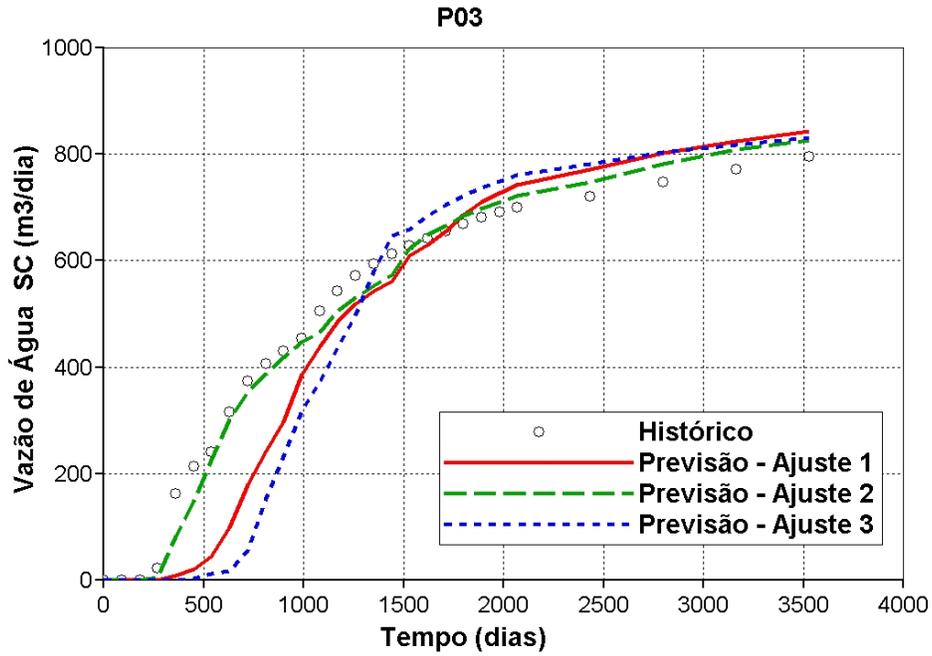


Figura 5.40: Previsão da vazão de água do poço P03 (sem recompletações).

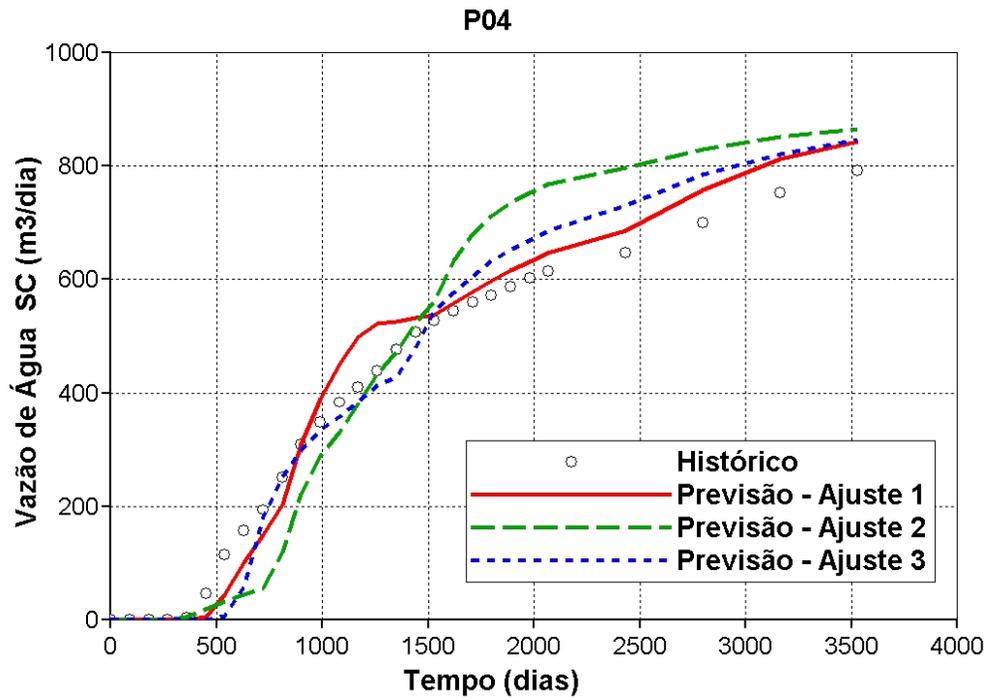


Figura 5.41: Previsão da vazão de água do poço P04 (sem recompletações).

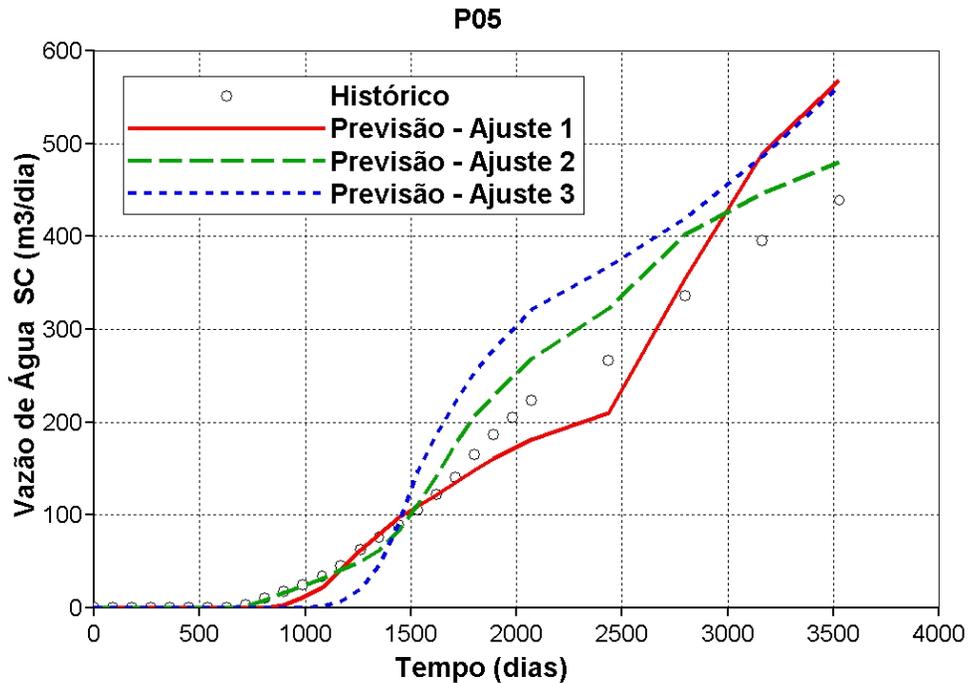


Figura 5.42: Previsão da vazão de água do poço P05 (sem recompletações).

Analisando-se as figuras acima, pode-se observar que a qualidade das previsões de produção é muito parecida, embora, de uma maneira geral, as previsões dos casos utilizando dados de saturação apresentaram melhores resultados. Isso ocorreu pois a qualidade do ajuste dos dados de produção dos 3 procedimentos foi semelhante (dentro da margem de erro estabelecida), resultando em previsões parecidas em termos de vazões.

Entretanto, para as previsões de saturação de água nos poços, o Ajuste 1 apresentou resultados muito mais precisos com os do modelo sintético. As **Figura 5.43** e **Figura 5.44** mostram uma vista em corte no poço P05, mostrando a saturação de água ao redor do poço para 6 meses e 2 anos de previsão, respectivamente. São comparados os resultados obtidos com o modelo sintético (representando os dados reais), com o Ajuste 1 e com o Ajuste 3 (apenas esses dois casos foram escolhidos para ressaltar a importância da utilização dos dados de saturação).

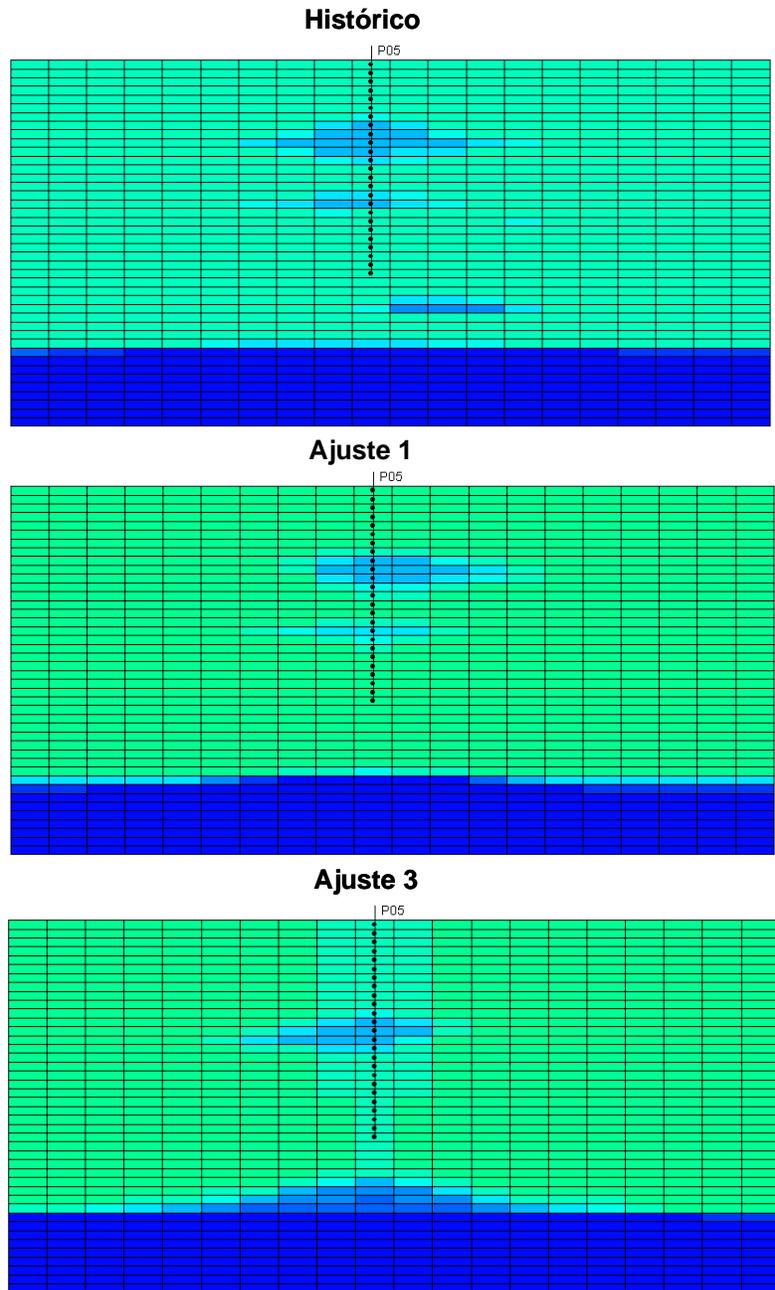


Figura 5.43: *Saturação de água no poço P05 após seis meses de previsão.(sem recompletações).*

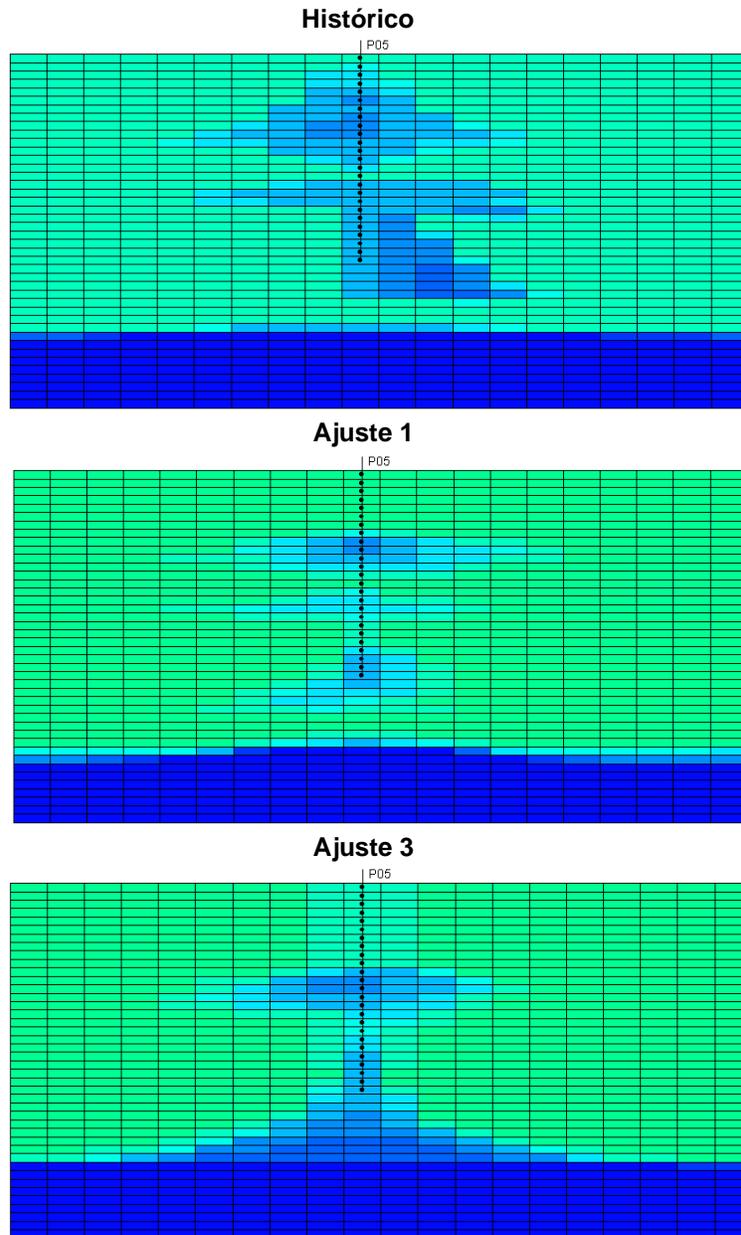


Figura 5.44: *Saturação de água do poço P05 após dois anos de previsão.(sem recompletações).*

Nota-se, claramente, que as previsões de chegada da água do Ajuste 1 no poço P05 se aproximam bem mais dos valores do modelo sintético do que as previsões do Ajuste 3. Na **Figura 5.43**, que representa uma previsão em curto prazo, observa-se que o Ajuste 1 reproduziu muito bem as camadas onde a água está chegando ao poço enquanto no Ajuste 3 a água chega pelas camadas erradas. Já na **Figura 5.44** (previsão em médio prazo) a saturação de água no Ajuste 1 continua parecida aos valores do modelo sintético (histórico) enquanto o modelo do

Ajuste 3 apresenta valores bem diferentes, além da água do aquífero atingir o poço, o que não acontece no modelo sintético.

Portanto, pode-se afirmar que, mesmo com ajustes considerados aceitáveis e com previsões de vazões e pressões também aceitáveis, o modelo ajustado pelo processo 3 (Ajuste 3) prevê erroneamente a chegada de água detalhada por camadas. Assim, se nenhuma mudança na estratégia de produção for feita no futuro, as previsões desse modelo podem até ser suficientes. Porém, se o modelo de simulação for usado para decisões futuras, esse detalhamento pode ser muito importante. Para mostrar esse fato, o poço P05 foi selecionado para uma comparação de recompletações futuras baseadas nas informações dos modelos ajustados pelos processos 1 e 3.

5.3.2 Previsões com Recompletações

O ajuste e previsão das camadas aonde a água chega aos poços, conforme explicado anteriormente, tem maior importância quando há mudança na estratégia de produção dos poços, principalmente recompletações. Para mostrar esse benefício, o poço produtor P05 foi recompletado (no modelo sintético), baseado nas previsões das figuras anteriores (principalmente **Figura 5.44**). Assim, camadas foram fechadas, prevendo a chegada da água nos poços, tentando-se aumentar a produção de óleo.

O critério utilizado foi o fechamento de completações dos blocos do poço que apresentaram uma saturação de água igual ou maior que 0.4 no período de até 2 anos de previsão. Assim, de acordo com as previsões do Ajuste 1, doze camadas do poço foram fechadas (camadas 8-12, 16-18 e 22-25). Agora, baseado nas previsões do Ajuste 3, dez camadas foram fechadas (camadas 11-15 e 21-25). A **Figura 5.45** mostra as previsões de vazão de óleo e água, utilizando o modelo sintético, para ambos os casos. É mostrada também a curva obtida no caso sem recompletações.

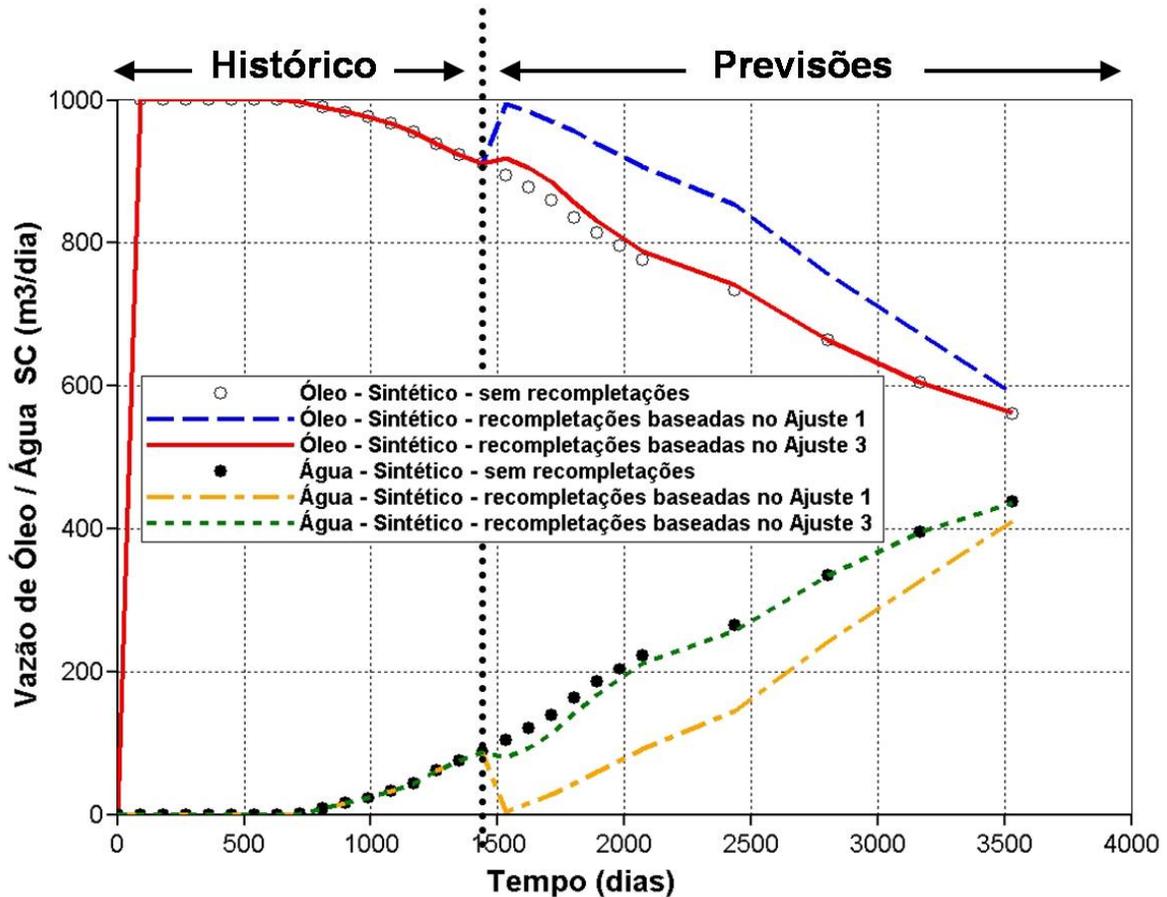


Figura 5.45: Previsões da vazão de óleo e água do poço P05 após recompletações.

Nota-se claramente que, baseado nas previsões do Ajuste 1, as camadas corretas foram fechadas, aumentando a produção de óleo ao diminuir a produção de água. Já as modificações feitas baseadas nos resultados do Ajuste 3 não tiveram grande impacto pois o reservatório continuou produzindo praticamente a mesma quantidade de água que o modelo sintético (sem recompletações). Isso aconteceu porque, além do modelo ter sido ajustado inadequadamente (em relação aos dados de saturação), as camadas fechadas não correspondiam àquelas onde a água realmente estava chegando ao poço.

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

Uma nova metodologia para ajuste de histórico através da utilização de perfis de saturação e linhas de fluxo foi proposta, detalhada e aplicada com sucesso a um modelo sintético de reservatório. Em seguida são apresentadas as conclusões desta dissertação e algumas sugestões para trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

- O processo de ajuste de histórico de produção é uma tarefa complicada e depende muita da experiência do profissional envolvido. O uso de dados de saturação vindos de perfilagem de poços torna o processo ainda mais complexo pelo aumento do número de atributos e funções a serem ajustadas. Técnicas auxiliares que ajudem a realizar o processo com mais confiabilidade são de extrema importância para o sucesso do projeto.
- A metodologia proposta nesta dissertação deve ser aplicada no procedimento de ajuste de histórico local e utiliza dados de perfis de saturação e linhas de fluxo como ferramentas auxiliares na definição de regiões do reservatório que devem ser modificadas.
- As linhas de fluxo são importantes para a definição de regiões areais ao redor dos poços, definindo seu raio de drenagem e, conseqüentemente, sua área de maior influência, que deverá ter as propriedades geológicas modificadas. Como as linhas de fluxo são usadas de maneira qualitativa (visual), não há necessidade de se usar um simulador por linhas de fluxo. Os simuladores comerciais por diferenças-finitas possuem a opção de gerar linhas de fluxo como um pós-processador da malha de simulação. Se as linhas de fluxo

mudarem muito ao longo do processo, essas regiões devem ser redefinidas periodicamente; isso não foi necessário no exemplo deste trabalho.

- Os perfis de saturação são importantes na definição de subcamadas das regiões definidas pelas linhas de fluxo. Como o erro entre os dados de saturação (observados e simulados) varia a cada iteração, as subcamadas também mudam, refinando gradualmente o modelo geológico. Os perfis também são usados como um novo tipo de parâmetro a ser ajustado, adicionando confiabilidade ao modelo de simulação para futuras previsões de produção.
- Para o caso de aplicação utilizado nesta dissertação, o ajuste dos dados de produção apresentou resultados semelhantes para os procedimentos com e sem o uso de informações de perfis de saturação, sendo que o primeiro apresentou resultados ligeiramente melhores.
- O ajuste dos dados de saturação possibilitou a identificação das camadas por onde há irrupção de água nos poços, permitindo um maior detalhamento do modelo quando comparado com o ajuste sem o uso dos dados de saturação.
- Os pesos atribuídos aos parâmetros ajustados se mostraram importantes na metodologia de ajuste, podendo atribuir maior ou menor importância à qualidade do ajuste entre os dados de produção e saturação, de acordo com o objetivo de cada projeto.
- Para previsões sem mudanças na estratégia de produção (sem recompletações), os resultados para as vazões de água e óleo fornecidos pelos modelos ajustados (com e sem o uso das informações de saturação) foram similares para o caso estudado. Ambos os casos conseguiram reproduzir a bem a quantidade de água que chega aos poços.
- A grande diferença observada foi na previsão das camadas por onde a água chegou aos poços, com o ajuste com o uso de dados de saturação identificando corretamente as camadas por onde houve irrupção de água, para previsões a curto e médio prazo.
- O ajuste com dados de saturação de perfis foi o de maior importância para a mudança de estratégia de produção dos poços, mostrando com precisão quais camadas dos poços

devem ser fechadas (ou abertas), antecipando a chegada da água e, assim, melhorando o desempenho do campo.

- Desse modo, o grande benefício da metodologia foi no processo de tomada de decisão relacionado à modificação de estratégia de produção, especialmente na recompletação de poços, possibilitando maior recuperação de óleo ao minimizar a produção de água, melhorando o desempenho econômico do campo.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Alguns temas que surgiram e não puderam ser abordados no decorrer do desenvolvimento desta dissertação são mencionados e sugeridos para trabalhos futuros:

- Verificar os benefícios do processo para casos com maior frequência de obtenção de dados de perfil.
- Aplicação da metodologia em campos reais para melhor analisar seu desempenho em casos mais complexos, entendendo melhor os benefícios e limitações do processo.
- Nas próximas aplicações, abranger um estudo econômico completo, desde a análise financeira até o cálculo do valor da informação, avaliando o impacto econômico do uso dos dados de saturação. Neste estudo devem ser incluídos os custos de obtenção, processamento e aplicação desses dados em contrapartida dos benefícios obtidos no processo de desenvolvimento do campo.
- A implementação da variação do algoritmo de otimização proposto em um software automatizado, aumentando as opções dos mecanismos de otimização já disponíveis.
- Integração da metodologia proposta com outras que utilizam dados da sísmica 4D. Quando utilizadas em conjunto, essas informações possibilitariam um estudo mais abrangente do reservatório, tanto em sua extensão como em sua espessura, podendo detalhar com maior precisão heterogeneidades em todo o campo.

Referências Bibliográficas

- ARCHIE, G. E.: *The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics*, Pet. Tech, Vol. 5, 1942.
- ARENAS, E., KRUIJSDIJK, C., OLDENZIEL, T.: *Semi-Automatic History Matching Using the Pilot Point Method Including Time-Lapse Seismic Data*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, EUA, SPE71634, 30 de Setembro a 3 de Outubro, 2001.
- BATYCKY, R. P.: *A Three-Dimensional Two-Phase Field Scale Streamline Simulator*, 163p. PHD thesis, Stanford University, Stanford, California. January, 1997.
- DATTA-GUPTA, A.; NORDAAS, K.: *Streamlines, Ray Tracing and Production Tomography: Generalization to Compressible Flow*, Petroleum Geosciences, vol. 7, pp. S75-S86. 2001.
- DONALDSON, E.C.; TIAB, D.: *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*, Gulf Publishing, Chap.3 and Chap.4, 1996.
- CMG (Computer Modeling Group): *IMEX User's Manual*, Calgary, Alberta, Canada, 2006.
- GRECCO, C. B.: *Estudo e Aplicação de Linhas de Fluxo na Simulação Numérica de Reservatórios – Trabalho de Iniciação Científica (CNPq) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas, 2004.*
- GRECCO, C. B.: *Uso da Simulação por Linhas de Fluxo no Ajuste de Histórico de Produção*, 43p. Trabalho de Graduação - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas, 2005.
- GRINESTAFF, G. H.: *Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship whit Streamline Simulation*. In: SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, EUA, SPE54616, 26-27 Maio, 1999.
- GROSSELIN, O., AANONSEN, S. I., AAVATSMARK, I., COMINELLI, A., GONARD, R., KOLASINKI, M. FERDINANDI, F., KOVACIC, L., NEYLON, K.: *History Matching Using Time-lapse Seismic (HUTS)*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, SPE84464, 5-8 Outubro, 2001.

- GUIMARÃES, M. S.: *Metodologia para Otimização de Estratégias de Drenagem para Campos de Petróleo em Produção*. 129p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 2005.
- KOEDERITZ, L. F., HARVEY, A. H., HONARPOUR, M.: *Introduction to Petroleum Reservoir Analysis - Laboratory Workbook*, Gulf Publishing Company, Houston, TX, July 1990.
- KRETZ, V., DUPIN, M. R., ROGGERO, F.: *History Matching Reservoir Models with both Production and 4D Seismic Data*. In: 64th EAGE Conference and Exhibition, Florence, Italy. Paper P312, 27-30 Maio, 2002.
- KRETZ, V; VALLÈS, B., SONNELAND, L.: *Fluid Front History Matching Using 4D Seismic and Streamline Simulation*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, SPE 90136, 26-29 Setembro, 2004.
- KRONBAUER, A., SOUSA, M. A. M., NHAM, S.: *Case History: Utilização dos Perfis TDT-TMD no Gerenciamento de Caracterização do Reservatório Santiago no Campo de Taquipe, Bahia*. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, IBP20298, 5-8 Outubro, 1998.
- KRONBAUER, A.: *Simulação Estocástica da Saturação de Óleo Remanescente em um Reservatório Maduro*, 151 p. Dissertação (Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas, 2003.
- LEITÃO, H. C., SCHIOZER, D. J.: *A New Automated History Matching Algorithm Improved by Parallel Computing*. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, SPE53977, 21–23 Abril, 1999.
- LEITÃO, H. C., SCHIOZER, D. J.: *Ajuste de Histórico Automatizado através de Otimização Multivariada e Paralelização Externa*. In: Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, IBP25498, 5-8 Outubro, 1998.
- MANTICA, S., COMINELLI, A., MANTICA, G.: *Combining Global and Local Optimization Techniques for Automatic History Matching Production and Seismic Data*. In: SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, EUA, SPE66355, 11-14 Fevereiro, 2001.
- MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J.: *Selection of Parameters for History Matching of Petroleum Fields Using Streamline Simulation*. In: 17th International Congress of Mechanical Engineering, São Paulo, SP, Brasil, 10-14 Novembro, 2003.
- MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J.: *Ajuste de Histórico Assistido Usando Métodos de Otimização de Busca Direta*. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, IBP06204, 4-7 Outubro, 2004.

- MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J.: *Integration of Streamline Simulation and Automatic History Matching*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, SPE89850, 26-29 Setembro, 2004.
- MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J.: *Assisted History Matching Using Streamline Simulation*. In: Petroleum Science and Technology, pp. 761-774, nros. 7-8, vol. 23, Junho, 2005.
- MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J.: *Comparação Entre Metodologias de Otimização Global e o Método de Gradientes para Ajuste de Histórico Assistido*. In: 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador, BA, Brasil, IBP0410_05, 2-5 Outubro, 2005.
- MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J.: *A New Methodology for Assisted History Matching Using Independent Objective Functions*. In: Petroleum Science and Technology, *in press*, 2008.
- MASCHIO, C., VIDAL, A.C., SCHIOZER, D.J.: *A framework to integrate history matching and geostatistical modeling using genetic algorithm and direct search methods*. In: Journal of Petroleum Science and Engineering, *in press*, 2008.
- MEZGHANI, M., FORNEL, A.: *History Matching and Quantitative Use of 4D Seismic for an Improved Reservoir Characterization*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, SPE 90420, 26-29 September, 2004.
- MILLIKEN, W.J.; EMANUEL, A.S.; CHAKRAVARTY, A.: *Applications of 3D Streamline Simulation to Assist History Matching*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, SPE 74712, 1-4 Fevereiro, 2001.
- ROGGERO, F., KRETZ, V., DUPIN, M. R.: *An Integrated Reservoir Characterization Study Matching Production Data and 4D Seismic*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, SPE 77516, 29 de Setembro a 2 de Outubro, 2002.
- RISSE, V. F., SCHIOZER, D. J.: *Ajuste de Modelos Numéricos de Campos de Petróleo Combinando Dados de Produção com Sísmica 4D*. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, IBP1286_06, 11-14 Setembro, 2006.
- SAMIER, P.; QUETTIER, L.; THIELE, M.: *Applications of Streamline Simulations to Reservoir Studies*. In: SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, EUA, SPE66362, 11-14 Fevereiro, 2001.
- SCHIOZER, D. J.: *Use of Reservoir Simulation, Parallel Computing and Optimization Techniques to Accelerate History Matching and Reservoir Management Decisions*. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, SPE53979, 21-23 Abril, 1999.
- SCHLUMBERGER : “Log Interpretation: Principles/Applications”, 1987.
- SCHLUMBERGER: “Log Interpretation: Charts”, 1986.

- SMITH, H. D.: *Obtaining Intrinsic Formation Capture Cross Sections With Pulsed Neutron Capture Logging Tools*. In: 29th Annual SPWLA Symposium, San Antonio, Texas, EUA, Junho, 1988.
- STEINMAN, D. K.: *Dual-Burst Thermal Decay Time Logging Principles*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, EUA, SPE15437, 5-8 Outubro, 1986.
- STEVENS, A. B.: *A Laboratory Manual for Petroleum Engineering*, Exchange Store, A. and M. College of Texas, USA, p.308, 1954.
- THIELE, M. R. *Modeling Multiphase Flow in Heterogeneous Media Using Streamtubes*, 203p. PHD thesis, Stanford University, Stanford, California. December, 1994.
- THIELE, M. R.: *Streamline Simulation*. In: 6th International Forum on Reservoir Simulation, Schloss, Austria, 3-7 Setembro, 2001.
- WANG, Y., KOVSCEK, A. R.: *A Streamline Approach for Ranking Reservoir Models that Incorporates Production History*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, SPE77377, 29 de Setembro a 2 de Outubro, 2002.