

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

Determinação de Metodologia de Ajuste
Automatizado de Histórico

Autor: **José Pedro Moura dos Santos**
Orientador: **Denis José Schiozer**

05/2000

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Determinação de Metodologia de Ajuste

Automatizado de Histórico

Autor: **José Pedro Moura dos Santos**

Orientador: **Denis José Schiozer**

Curso: Engenharia de Petróleo.

Dissertação de mestrado apresentada à Comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2000
S.P. - Brasil

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Determinação de Metodologia de Ajuste Automatizado de Histórico

Autor: José Pedro Moura dos Santos

Orientador: Denis José Schiozer

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Prof. Dr. Lideniro Alegre
Petrobras, E&P-GERER/GETEC

Prof. Dr. Rogério Ferreira de Paiva
Universidade Estadual do Norte Fluminense - UENF

Campinas, 25 de janeiro de 2000

Dedicatória:

Dedico este trabalho à minha querida esposa Rosana e aos meus filhos, José Pedro e Rodrigo, por terem suportado com tanto amor a distância Macaé-Campinas.

Também é dedicado, *in memorium*, aos meus pais, Cecílio e Eunice, por terem indicado um caminho para minha vida.

Agradecimentos

Meus objetivos não seriam atingidos sem a ajuda de diversas pessoas, às quais expresso meus agradecimentos:

Ao Professor Denis José Schiozer pela sugestão do tema, pela orientação e por todo o apoio fornecido no transcurso do trabalho.

Ao Eng. Paulo Marcos Bastos Tinoco pelo estímulo para realizar este curso e à Petrobras pela liberação para o mesmo e pelo apoio financeiro.

Aos meus colegas de turma pelas experiências técnica e, principalmente, de vida compartilhadas durante estes dois anos.

A todos os professores e colegas do departamento, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

Aos estagiários do UNISIM e do setor de informática do DEP, bem como a Sra. Giselle Moreira Palermo, por todo o apoio fornecido quanto aos programas e facilidades computacionais utilizadas durante o período de trabalho.

A Fátima Sueli de Lima Simões e Alice Obata, por terem permitido o surgimento de uma grande amizade e por todo o apoio operacional durante estes dois anos.

A ciência não deve ser um prazer egoísta: os que têm a fortuna de poder consagrar-se aos estudos científicos devem ser os primeiros a por seus conhecimentos a serviço da humanidade. (Karl Marx)

Resumo

SANTOS, José Pedro Moura dos. *Determinação de Metodologia de Ajuste Automatizado de Histórico*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 100 p. Dissertação (Mestrado).

No gerenciamento de reservatórios de hidrocarbonetos a simulação numérica de reservatórios é uma ferramenta fundamental. A validação de um modelo de um campo com histórico de produção é feita através do ajuste de histórico. Esta é uma etapa que, muitas vezes, é feita por tentativa e erro consumindo muito tempo computacional e humano. O objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia para automatização do ajuste de histórico usando o programa UNIPAR com seus módulos de paralelização de simulações, análise de sensibilidade e otimização. Foram realizadas análises do comportamento de funções-objetivo (produção de água, produção de óleo e pressão média do reservatório) frente às variações de parâmetros de reservatório. Verificou-se que o comportamento das funções-objetivo é bem regular frente a estas variações. Em seguida, foram testadas várias situações de ajuste para definir um procedimento de trabalho a ser utilizado para um estudo de simulação. Espera-se que a utilização destes procedimentos leve a estudos de simulação mais rápidos e eficientes.

Palavras Chave

- Ajuste de Histórico, Simulação Numérica, Engenharia de Reservatórios.

Abstract

SANTOS, José Pedro Moura dos. *Determination of Methodology of Automatic History Matching*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 100 p. Dissertação (Mestrado).

In management of hydrocarbon reservoirs the numeric simulation is a fundamental tool. The validation of a field model with production report is made through history matching which, many times, is done by trial and errors procedures consuming excessive computational time and human efforts. The objective of this work is to present a methodology for automation of the history matching using the program UNIPAR with the modules of parallel computing, sensibility analysis and optimization. Based on an example of an offshore field, analyses of the objective function (water production, oil production and average pressure of the reservoir) behavior were accomplished as function of the variations of reservoir parameters. It was verified that this behavior is very regular. After that, several adjustment situations were tested to define a procedure to be used for a history matching.

Key Words

- History Matching, Numerical Simulation, Reservoir Engineering

Sumário

Lista de Figuras.....	x
Lista de Tabelas	xiv
Nomenclatura.....	xv
Introdução	1
Revisão Bibliográfica	3
2.1 Simulação de reservatórios	3
2.2 Ajuste de histórico de produção.....	5
2.3 Ajuste automatizado	6
Metodologia	13
3.1 MPS – Módulo de Paralelização de Simuladores.....	14
3.2 ASAHP - Análise de Sensibilidade para Ajuste de Histórico de Produção.....	15
3.3 MOT – Módulo de Otimização.....	18
3.4 Metodologia de trabalho	20
Análises e resultados.....	25
4.1 Análise de Sensibilidade.....	25
4.2 Ajuste de histórico	48
4.3 Ajuste de Histórico dos Poços	66
4.4 Análise quanto ao número de parâmetros utilizados	74
4.5 Exemplo de Ajuste de Campo Completo.....	76
4.6 Procedimento	87
Conclusões e recomendações.....	91
Referências Bibliográficas	95

Lista de Figuras

3.1: Exemplo de uma saída gráfica do ASAHF com barras comparativas.....	17
3.2: Exemplo de uma saída gráfica do ASAHF com curvas comparativas.....	17
3.3: Exemplo de irregularidade na FO em um problema com dois parâmetros (Leitão, 1997)... 19	
3.4: Visão do Modelo 1, mostrando permeabilidade (mD) na direção i, por camada.....	20
3.5: Visão do Modelo 2, mostrando permeabilidade (mD) na direção i, por camada.....	21
3.6: Visão do Modelo 3, mostrando permeabilidade (mD) na direção i, por camada.....	21
3.7: Vazão de óleo - modelos versus histórico.	22
3.8: Vazão de água - modelos versus histórico.	22
3.9: Vazão de água - histórica versus Modelos 2 e 3.....	23
3.10: Comportamento de pressão - modelos versus histórico.....	23
4.1: Produção de água versus compressibilidade da rocha, Modelos 1 e 3.	26
4.2: Produção de água versus compressibilidade para Modelo 2.	26
4.3: Produção de água versus permeabilidade na direção i para Modelo 1.	27
4.4: Produção de água versus permeabilidade na direção i, Modelos 2 e 3.	27
4.5: Produção de água versus permeabilidade na direção j para Modelo 1.	28
4.6: Produção de água versus permeabilidade na direção j, Modelos 2 e 3.	28
4.7: Produção de água versus permeabilidade na direção k para Modelo 1.	29
4.8: Produção de água versus permeabilidade na direção k, Modelos 2 e 3.....	29
4.9: Produção de água versus porosidade para Modelo 1.....	30
4.10: Produção de água versus porosidade, Modelos 2 e 3.....	30
4.11: Produção de água versus kr_w para Modelo 1.	31
4.12: Produção de água versus kr_w , Modelos 2 e 3.....	31
4.13: Produção de água versus kr_{ow} para Modelo 1.	32

4.14: Produção de água versus kr_{ow} para Modelo 2.	32
4.15: Produção de água versus kr_{ow} para Modelo 3.	33
4.16: Produção de óleo versus compressibilidade da rocha.	33
4.17: Produção de óleo versus porosidade, Modelos 1 e 2.	34
4.18: Produção de óleo versus porosidade para Modelo 3.	34
4.19: Produção de óleo versus permeabilidade na direção i, Modelos 1 e 2.	35
4.20: Produção de óleo versus permeabilidade na direção i para Modelo 3.	35
4.21: Produção de óleo versus permeabilidade na direção j, Modelos 1 e 2.	36
4.22: Produção de óleo versus permeabilidade na direção j para Modelo 3.	36
4.23: Produção de óleo versus permeabilidade na direção k para Modelo 1.	37
4.24: Produção de óleo versus permeabilidade na direção k para Modelo 2.	37
4.25: Produção de óleo versus permeabilidade na direção k para Modelo 3.	38
4.26: Produção de óleo versus Kr_w , Modelos 1 e 2.	38
4.27: Produção de óleo versus Kr_w para Modelo 3.	39
4.28: Produção de óleo versus Kr_{ow} para Modelo 1.	39
4.29: Produção de óleo versus Kr_{ow} , Modelos 2 e 3.	40
4.30: Pressão média versus compressibilidade da rocha para Modelo 1.	40
4.31: Pressão média versus compressibilidade, Modelos 2 e 3.	41
4.32: Pressão média versus porosidade para Modelo 1.	41
4.33: Pressão média versus porosidade, Modelos 2 e 3.	42
4.34: Pressão média versus permeabilidade na direção i, Modelos 1 e 3.	42
4.35: Pressão média versus permeabilidade na direção i para Modelo 2.	43
4.36: Pressão média versus permeabilidade na direção j, Modelos 1 e 3.	43
4.37: Pressão média versus permeabilidade na direção j para Modelo 2.	44
4.38: Pressão média versus permeabilidade na direção k, Modelos 1 e 3.	44
4.39: Pressão média versus permeabilidade na direção k para Modelo 2.	45
4.40: Pressão média e produção de água versus net-to-gross, para Modelo 2.	45
4.41: Produção de óleo versus net-to-gross, para Modelo 2.	46
4.42: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 1, quanto ao número de simulações.	50
4.43: Comportamento de FO WPROD para o Modelo 1.	51
4.44: Resultado da análise de sensibilidade para o Modelo 1.	52

4.45: Comportamento da FO WPROD para Modelo 1, com versão nova do MOT e parâmetros sensíveis.	53
4.46: Comportamento da produção de água para Modelo 1 após processos de otimização.....	54
4.47: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 2, quanto ao número de simulações.	55
4.48: Comportamento da produção de água nos extremos de FO para Modelo 2.	57
4.49: Análise de Sensibilidade para o Modelo 2.	58
4.50: Comportamento da FO WPROD para Modelo 2, com novo MOT e parâmetros sensíveis.	58
4.51: Comportamento da produção de água para Modelo 2, após otimização.	59
4.52: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, quanto ao número de simulações.	61
4.53: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, variando a permeabilidade relativa. ..	63
4.54: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, quanto ao número de simulações.	64
4.55: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, após os processos de otimização.....	65
4.56: Índices de sensibilidade para o poço PO-008.....	67
4.57: Comportamento da FO WPROD para o poço PO-008.....	67
4.58: Comportamento da produção de água para o poço PO-008.	68
4.59: Índices de sensibilidade para o poço PO-030.....	69
4.60: Comportamento da FO WPROD para o poço PO-030.....	70
4.61: Comportamento da produção de água para o poço PO-030.	70
4.62: Índices de sensibilidade para o poço PO-037.....	71
4.63: Comportamento da FO WPROD para o poço PO-037.....	71
4.64: Comportamento da produção de água para o poço PO-037.	72
4.65: Comportamento da produção de água para o campo, após otimização dos poços.....	73
4.66: Comparação do comportamento para trabalho parâmetro a parâmetro e conjunto.	74
4.67: Comparação do comportamento para trabalho parâmetro a parâmetro e conjunto com versão nova do MOT.....	75
4.68: Índices de sensibilidade para os parâmetros com sensibilidade para o Modelo 3.....	76
4.69: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, processo de otimização 1.....	77
4.70: Produção de água para o Modelo 3, processo de otimização 1.	78
4.71: Índices de sensibilidade para o Modelo 3, processo 2.....	78
4.72: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, processo de otimização 2.....	79
4.73: Produção de água para o Modelo 3, processo de otimização 2.	79

4.74: Índices de sensibilidade para o Modelo 3, processo 3.....	80
4.75: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, processo de otimização 3.....	81
4.76: Produção de água para o Modelo 3, processo de otimização 2.	81
4.77: Situações inicial e final da permeabilidade na direção i, para Modelo 3.	83
4.78: Situações inicial e final da permeabilidade na direção j, para Modelo 3.	83
4.79: Situações inicial e final da permeabilidade na direção k, para Modelo 3.....	84
4.80: Situações inicial e final da porosidade, para Modelo 3.....	84
4.81: Produção de água para o Modelo 3, processo de otimização 2.	86
4.82: Fluxograma do processo de ajuste automatizado.	89

Lista de Tabelas

4.1: Resultados para análise de sensibilidade das FO em função das variações nos parâmetros. .	47
4.2: Valores finais dos multiplicadores para cada rodada do MOT para Modelo 1.	50
4.3: Valores finais dos multiplicadores obtidos pelo MOT para Modelo 1, após alterações.	53
4.4: Intervalos dos multiplicadores utilizados no MOT para Modelo 1.	54
4.5: Intervalos dos multiplicadores utilizados no MOT para Modelo 2.	56
4.6: Valores dos multiplicadores para cada rodada do MOT para Modelo 2 (versão inicial).	56
4.7: Valores finais dos multiplicadores para cada rodada do MOT para Modelo 3.	61
4.8: Resultados do ASHP para o Modelo 3.	62
4.9: Parâmetros utilizados para análise do Modelo 3.	64
4.10: Valores finais dos parâmetros utilizados na otimização do Modelo 3.	82
4.11: Resumo dos processos de otimização utilizados.	82
4.12: Valores finais dos parâmetros utilizados na otimização do Modelo 3.	85
4.13: Resumo dos processos de otimização utilizados.	85

Nomenclatura

Letras Latinas

K_r	permeabilidade relativa	
N_f	número de funções a ajustar	
Q_o	vazão de óleo	m^3/d
Q_w	vazão de água	m^3/d
S_w	saturação de água	%
S_{wi}	saturação de água irreduzível	%
w	peso dado a cada função	

Letras Gregas

α	expoente do modelo de Wyllie
φ	funções a ajustar
Ψ	função-objetivo

Subscritos

o	óleo
w	água

Siglas

ASAHP	Análise de Sensibilidade para Ajuste de Histórico de Produção
AVGPR	Pressão média do reservatório
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
FO	Função-objetivo
LSLP	<i>Least Square and Linear Programming</i>
MOT	Módulo de Otimização
MPS	Módulo de Paralelização de Simuladores
OPROD	Produção de óleo
PVM	<i>Parallel Virtual Machine</i>
PVT	Pressão-volume-temperatura
TCP/IP	<i>Transmission Control Protocol/Internet Protocol</i>
UNIPAR	Aplicativo para simulação de reservatórios desenvolvido em conjunto pela UNICAMP, Petrobras e FAPESP.
WPROD	Produção de água

Capítulo 1

Introdução

No processo de gerenciamento de reservatórios de hidrocarbonetos uma ferramenta fundamental é a simulação numérica. Através da solução numérica de equações não-lineares que representam o escoamento de fluidos em meios porosos, é possível estimar os comportamentos de pressões, saturações e produções de jazidas. As técnicas de simulação têm evoluído ao longo dos anos (Watts, 1997), bem como as máquinas utilizadas para realizá-la.

Para que um modelo numérico de uma jazida já em produção tenha utilidade e possa ser utilizado para as previsões de comportamento futuro, ele deve ser validado através de um ajuste de histórico. Este ajuste é realizado através de alterações nos parâmetros de reservatório (permeabilidades absolutas e relativas, porosidades, compressibilidades, etc.) para reproduzir as propriedades desejadas (vazões, pressões, saturações). Muitas vezes, este ajuste é feito por tentativa e erro, resultando em um número muito grande de simulações e processos ineficientes.

Nos últimos anos, alguns trabalhos foram desenvolvidos na UNICAMP para aumentar a eficiência do ajuste de histórico através de procedimentos automatizados. Entretanto, não existia uma metodologia desenvolvida para a utilização das ferramentas disponíveis. O objetivo deste trabalho é fornecer uma metodologia para o ajuste automatizado de histórico de produção de um estudo de simulação de reservatórios. O pacote integrador utilizado para este objetivo é o UNIPAR, programa desenvolvido pelo grupo de Pesquisa em Simulação de Reservatórios

(UNISIM) no Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP em parceria com a PETROBRAS e FAPESP.

Inicialmente é feita uma revisão bibliográfica do assunto. Existe uma grande quantidade de material sobre a questão de ajuste automatizado de histórico de produção. Nosso objetivo é dar apenas uma visão geral dos avanços ao longo do tempo. As bases dos experimentos aqui apresentados são os trabalhos desenvolvidos na UNICAMP (Salazar, 1995; Cuervo, 1997; Machado, 1997; Leitão, 1997 e Schiozer, 1997) nos últimos anos com referência ao assunto.

Analisa-se com o Módulo de Análise de Sensibilidade do Histórico de Produção (ASAHP) o comportamento de funções-objetivo como produção de água, produção de óleo e pressão frente às variações nos parâmetros de reservatório (permeabilidades, porosidade, compressibilidades, permeabilidades relativas, etc.). Após esta etapa, o ASAHP foi utilizado para verificar quais os parâmetros a serem alterados nos modelos para diminuir a função-objetivo produção de água (WPROD). Com estes resultados passou-se para o ajuste de histórico, feito com o auxílio do Módulo de Otimização (MOT).

Através de todos estes testes e experimentos pretende-se definir uma seqüência de atividades que permitam a obtenção do ajuste de histórico de produção. Espera-se que este procedimento leve a diminuição de tempo gasto e custos para esta etapa de um estudo de simulação que é fundamental para que as previsões geradas tenham validade. Este trabalho não pretende dar uma fórmula final para o problema mas, definir um caminho básico que deverá ser adaptado conforme o caso em estudo.

A motivação para este trabalho é a diminuição do tempo computacional e humano necessários para a realização de um estudo de reservatórios. A etapa de ajuste de histórico de produção consome a maior parte do tempo num estudo de reservatório, com a sua automatização pretende-se melhorar esta relação. Isto é importante devido a crescente necessidade de decisões rápidas dentro da indústria para o desenvolvimento e exploração de uma jazida petrolífera. Além do mais, com um menor tempo de estudo sobra mais tempo para a análise do engenheiro nas alternativas de extrapolação.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Neste capítulo é apresentada uma revisão sobre os assuntos relacionados diretamente com o trabalho. É discutida de maneira breve a simulação de reservatório, sua utilidade e conceitos básicos. Passa-se então para o ajuste de histórico de produção e os desenvolvimentos ao longo do tempo quanto ao ajuste automatizado.

2.1 Simulação de reservatórios

No gerenciamento de reservatórios de petróleo uma ferramenta extremamente útil é a simulação numérica. Seu principal objetivo é estimar o comportamento de pressões, saturações e produções de uma jazida de hidrocarbonetos submetida à configurações alternativas de poços ou condições de produção. Aqui será feita uma breve revisão sobre o assunto.

Segundo Aziz (1994) a simulação de reservatório é uma mistura de: engenharia, física, química, matemática, análise numérica, programação de computadores, experiência e prática do engenheiro. Hoje em dia os modelos de simulação considerados são sempre numéricos passíveis de serem utilizados em computadores. No passado, antes do advento de técnicas numéricas para solução das equações não-lineares e de programas eficientes, modelos físicos e análogos foram extensivamente utilizados para representar o reservatório.

Não se deve esquecer que, apesar de ser uma ferramenta muito útil, existem situações nas quais não é interessante a utilização da simulação. Pode-se citar Coats (1969) e Aronofsky (1984) quanto a estas situações. Também, segundo Mazzocato (1986), quando os dados disponíveis acerca do reservatório são escassos ou pouco confiáveis, será pouco realista a definição de um modelo mais preciso como é exigido para a utilização do simulador. Em outros casos, devido à pouca importância econômica ou ao baixo retorno esperado de um reservatório, não se justificam os investimentos a serem feitos no projeto e execução de um estudo por simulação. Existem alguns métodos mais simples e expeditos que exigem um número menor de informações de entrada e que podem ser usados. Entre estes tem-se: cálculo de balanço de materiais; curvas de declínio exponencial; teoria de deslocamento imiscível de Buckley-Leverett; modelo de Dykstra-Parsons de deslocamento em meios estratificados, etc. Caso já se tenha iniciado o desenvolvimento de um reservatório e existam informações de histórico de produção suficientes para um ajuste de histórico justifica-se a simulação. Isto ocorre pois neste momento já é possível uma melhor caracterização do reservatório com os dados existentes.

O simulador matemático de reservatórios consiste de um conjunto de equações diferenciais parciais que expressam a conservação de massa e de energia. Além disto acrescenta algumas leis que descrevem os processos de fluxo atuantes no reservatório. Exemplos delas são Darcy (fluxo de fluidos), Fourier (condução de calor) e Fick (transporte de soluto por difusão ou dispersão).

As equações diferenciais do modelo são geralmente não-lineares e requerem solução numérica, surgindo então os simuladores numéricos de reservatório. Estes são programas de computador que resolvem equações de diferenças finitas, obtidas a partir das equações diferenciais originais, sujeitas a condições iniciais e de contorno adequadas. O número e tipo de equações a serem resolvidas depende de: (1) características geológicas do reservatório, (2) características do fluido e (3) processo de recuperação a ser utilizado. O reservatório é representado por uma malha em duas ou três dimensões com um número finito de células.

Os modelos mais utilizados são os chamados *Black-Oil*, onde somente três componentes estão presentes: óleo, água e gás. Este modelo também tem por características: temperatura

constante, equilíbrio instantâneo entre as fases e ausência de reações químicas. Outros modelos utilizados são o composicional e o térmico.

O processo de simulação é composto, basicamente, das seguintes etapas:

- caracterização de reservatórios,
- definição e construção do modelo de simulação,
- ajuste do histórico de produção,
- previsão de comportamento (extrapolação) e
- documentação.

O primeiro passo na caracterização do reservatório é coletar e revisar todos os dados disponíveis para a área em estudo. É um trabalho multidisciplinar que envolve engenharia de reservatórios, geologia, geofísica, engenharia de produção e laboratórios. O resultado deste passo de descrição de reservatório é um modelo que inclui a geometria global; permeabilidade, porosidade e profundidade de cada célula; permeabilidades relativas e pressão capilar *versus* saturação para cada região do reservatório; tabelas de propriedades PVT como fator volume de formação, razão de solubilidade e viscosidade *versus* pressão, juntamente com informações de histórico de produção e pressão para todos os poços. Além disto, a simulação de processos mais complexos exige propriedades PVT como uma função da composição e da temperatura ou descrição da cinética de reações possíveis de ocorrer no reservatório.

2.2 Ajuste de histórico de produção

Existem muitas fontes para as propriedades de rocha e fluidos necessárias ao estudo de simulação, por exemplo, porosidade e permeabilidade podem ser obtidas através de análises de testemunhos, perfis de poços e dados de testes de poços. Outros dados são obtidos de testes de laboratório, como permeabilidades relativas e pressões capilares, propriedades de fluidos, etc. Todas estas propriedades e dados utilizados possuem incertezas associadas, que fazem com que o modelo não consiga reproduzir fielmente a realidade observada. Estas diferenças existentes entre

o modelo e o reservatório verdadeiro podem levar a erros na simulação. Isto leva à necessidade da utilização do ajuste de histórico de produção.

O propósito do ajuste de histórico é testar a validade do modelo construído para o reservatório. A modelagem do comportamento passado pode auxiliar na identificação de fragilidade e inconsistências do modelo. A dificuldade no ajuste de histórico reside no fato de não ter uma solução única devido ao grande número de variáveis envolvidas. Além disto é a tarefa que mais consome tempo em um estudo de reservatório. Mas, uma vez obtido um ajuste aceitável o modelo pode ser usado para: prever comportamentos futuros, simular diferentes estratégias de operação, estudos de sensibilidade, modelagem de processos de recuperação secundária e terciária, modificações de padrões para melhorar a produção, etc.

Os ajustes de histórico de produção, muitas vezes, são feitos por tentativa e erro. Com a experiência de ajustes anteriores determina-se quais os parâmetros que serão utilizados; cada parâmetro é alterado na tentativa de ajustar os dados. Caso a alteração não seja adequada outro parâmetro é escolhido e o processo continua até que o ajuste seja considerado satisfatório.

O objetivo aqui é desenvolver uma metodologia para automatizar, na medida do possível, este processo. É certo que não será obtido, como não o foi até aqui, um ajuste completamente automático, mas algumas etapas do processo podem ser automatizadas. MacMillan *et al.* (1999) acredita que junto às ferramentas de ajuste automático de histórico é necessário incorporar a intuição e o julgamento do engenheiro responsável pelo estudo, sempre que possível.

2.3 Ajuste automatizado

É feita aqui uma breve revisão dos desenvolvimentos obtidos neste campo. Os trabalhos apresentados geralmente tratam de aplicações práticas e muitas vezes envolvem alterações substanciais nos códigos dos simuladores utilizados. Existe uma preocupação com a aplicação e adaptação de algoritmos de otimização ao processo de ajuste de histórico bem como com o desenvolvimento de métodos eficientes para cálculo dos chamados coeficientes de sensibilidade,

que são as derivadas parciais da função-objetivo com relação aos parâmetros selecionados para ajuste.

Jacquard (1964) e Jacquard e Jain (1965), *apud* Leitão (1997), talvez tenham sido os primeiros a tratar da automatização do cálculo dos parâmetros de ajuste de histórico, com modelos monofásicos uni e bidimensionais. Apresentaram um método de convolução para o cálculo dos coeficientes de sensibilidade, linearizando a relação entre a função-objetivo (pressão) e as variações das propriedades do reservatório, transmissibilidades e estocabilidades. Determinaram os parâmetros com uma variante do método dos quadrados mínimos lineares.

Jahns (1966) utilizou um método de regressão não-linear de Gauss-Newton para obter automaticamente a distribuição de transmissibilidades e estocabilidades em um modelo monofásico bidimensional. Melhorou a convergência do algoritmo através de uma pesquisa unidimensional ao final de cada iteração Gaussiana. Discorreu sobre problemas da metodologia: seleção do arranjo e do número de zonas em que as propriedades são consideradas constantes e falta de unicidade de solução.

Coats *et al.* (1968) usaram mínimos quadrados lineares e SIMPLEX para desenvolver o LSLP (*Least Square and Linear Programming*). Realizam-se várias simulações usando como base de dados um conjunto de parâmetros com valores escolhidos aleatoriamente dentro dos limites de incerteza. A função-objetivo é aproximada por uma combinação linear dos parâmetros, com coeficientes determinados por regressão linear com minimização dos resíduos. Depois resolve-se o problema inverso determinando-se as propriedades do reservatório, através do SIMPLEX. Ele difere da regressão linear por impor limites a cada variável.

Thomas *et al.* (1971) trouxeram adaptações ao método de regressão não-linear de Gauss-Newton com desempenho melhor que Jahns e Coats. Ao contrário de Jahns que utilizava pesquisa unidimensional no final de cada iteração eles simplesmente faziam uma verificação: se a função-objetivo diminuía nova iteração era iniciada com os novos valores dos parâmetros, caso contrário uma interpolação quadrática da função na direção do ponto anterior era realizada até atingir o ponto mínimo deste intervalo.

Chen *et al.* (1974) e Chavent *et al.* (1975) introduziram, independentemente, a Teoria do Controle Ótimo (*Optimal Control Theory*). É uma aplicação de algoritmos de gradientes ou gradientes conjugados juntamente com uma nova metodologia para cálculo dos coeficientes de sensibilidade. Exigia a criação de um código semelhante ao do simulador para solução de equações adjuntas. Permitia um aumento do número de parâmetros de ajuste, antes limitado a dez ou doze. Wasserman *et al.* (1975) se utilizando da teoria apresenta aplicações práticas para modelos de simuladores multifásicos através de pseudo modelos monofásicos. De modo geral só foi aplicada a modelos monofásicos ou, quando muito, bifásicos após Watson (1980). Não é uma técnica considerada viável para fluxo trifásico.

Dogru e Seinfeld (1981) comparando os desempenhos computacionais dos métodos de perturbação e variacionais no cálculo dos coeficientes de sensibilidade concluíram que os primeiros tendem a ser mais eficientes quando o número de parâmetros é pequeno em relação ao número de blocos do modelo. Quando este número cresce, atinge-se um ponto a partir do qual os métodos variacionais são mais econômicos.

Na década de 80, foi apresentado um número menor de trabalhos sobre o tema devido à dificuldade de aplicação da teoria à maioria dos casos práticos. Buscou-se métodos mais robustos e eficientes para obter o mínimo da função-objetivo com qualquer aproximação inicial e um tempo aceitável.

Watson e Lee (1986) propuseram modificações ao algoritmo de Marquardt (utilizado para mínimos quadrados não-lineares) com desempenho superior aos dos métodos Gauss-Newton ou *Steepest Descent*. Tornaram independente o cálculo do tamanho do passo e impuseram limites aos parâmetros para garantir a obtenção de valores fisicamente coerentes.

Yang *et al.* (1987) entraram com os métodos “Quase-Newton” (*Variable Metric Methods*). São considerados os mais eficientes entre os que utilizam apenas derivadas de primeira ordem, com convergência próxima à quadrática (superlinear).

Anterior *et al.* (1989) e Tan (1991 e 1995) desenvolveram um método analítico eficiente para o cálculo dos coeficientes de sensibilidade. Baseia-se na diferenciação das equações originais do modelo com relação aos parâmetros, obtendo um sistema de equações cuja solução fornece diretamente a matriz de coeficientes de sensibilidade. Tan utilizou Gauss-Newton para otimizar os parâmetros enquanto Anterior propôs novas aplicações dos gradientes neste processo (leis de extrapolação). É uma técnica superior à de métodos de perturbação, mas sua implementação é mais trabalhosa pois exige a alteração dos códigos do simulador, além de ter sido implementada apenas para o cálculo de permeabilidades absolutas ou porosidades.

Bissel *et al.* (1992) usam o método dos gradientes em uma estação de trabalho. Com este trabalho eles ilustram a robustez e o desempenho do método usando um exemplo simples de campo. A utilização é obtida com a alteração dos códigos de um simulador com o objetivo de computar as derivadas de muitos parâmetros simultaneamente.

Ouenes e Saad (1993) foram os primeiros a utilizar *Simulated Annealing*, um procedimento de minimização global que permite movimentos probabilísticos nas direções de maior valor da função-objetivo. Em função do número de iterações necessárias devido à natureza de busca dos métodos probabilísticos utilizaram paralelização do algoritmo sequencial.

Salazar (1995) apresentou o ajuste de histórico utilizando paralelização externa através do PVM (*Parallel Virtual Machine*). Com esta metodologia não é necessária a alteração dos códigos do simulador, podendo ser utilizado qualquer simulador comercial. Ele propunha a variação de um parâmetro por vez, trabalhando iterativamente até obter o ajuste desejado, mas o foco principal deste trabalho era o estudo das vantagens da computação paralela e não o processo de ajuste.

Cuervo (1996) utilizou o método Politopo (SIMPLEX modificado) para cálculo de dois parâmetros no processo de ajuste de histórico de produção. Ele faz uso das faixas de variações dos parâmetros, podendo utilizar multiplicadores para os mesmos. É um método de busca direta (não utiliza derivadas), bastante robusto, mas com convergência lenta na região de vales.

As dificuldades básicas encontradas por todos estes métodos são: tempo de processamento, multiplicidade de soluções e existência de mínimos locais.

O trabalho de Leitão (1997) pretendeu desenvolver um sistema de ajuste automatizado em um ambiente paralelo para contornar ou minimizar duas das dificuldades acima. Além disto, procurou comparar duas categorias de algoritmos neste novo ambiente: técnicas de busca direta representadas por Politopo e Hooke e Jeeves, e métodos que utilizam derivadas de primeira ordem, representados pelos métodos dos gradientes (*Steepest Descent*) e Quase-Newton (*Variable Metric Methods*). Uma de suas sugestões era não utilizar muitos parâmetros de uma única vez e também que os mesmos fossem separados em categorias de sensibilidade.

Schiozer (1997) usou um dos métodos sugeridos por Leitão (Hooke e Jeeves) com algumas alterações para diminuir o número de simulações. A principal delas foi discretizar o espaço dos parâmetros para evitar simulações muito próximas, o que ocorria principalmente nas regiões de vales da função a ser minimizada.

Machado (1997) aplica análise de sensibilidade ao ajuste de histórico de produção utilizando o programa PVM. A finalidade desta análise é descobrir quais propriedades influenciam mais o ajuste, o sentido preferencial da variação, a influência de modificação nos parâmetros e sugerir quantas e propriedades devem ser modificadas no ajuste.

Devido à complexidade da simulação numérica de reservatórios alguns autores concluíram que a automatização não é viável para um número grande de variáveis. Por exemplo Shah *et al.* (1978), para um modelo monofásico e linear com três poços concluíram por um máximo de seis para serem estimadas com precisão. Aconselham um número limitado de variáveis, podendo repetir o processo. Watts (1997) fez uma previsão que entre dez e vinte anos ocorrerá uma disseminação muito grande das ferramentas de ajuste de histórico e que a automatização já estaria próxima.

O aumento de capacidade dos computadores e de técnicas de computação paralela viabilizam procedimentos automatizados e mesmo que um número maior de simulações seja necessário, o objetivo é conseguir o mesmo grau de precisão nos resultados em um tempo menor e com a utilização do tempo de especialistas somente nas partes importantes do processo. Os trabalhos desenvolvidos na UNICAMP foram voltados para aplicação de computação paralela no processo de estudo de reservatórios. Esta é linha que foi seguida neste trabalho para fornecer uma metodologia de ajuste automatizado de histórico.

Capítulo 3

Metodologia

Para o desenvolvimento de uma metodologia de ajuste automatizado de histórico de produção, com o objetivo de diminuir o tempo necessário para o mesmo, foi utilizada paralelização externa. A paralelização externa (Ouenes *et al.*, 1995 e Salazar, 1995) consiste na paralelização da parte executável do programa de simulação sem a necessidade de alteração de seu código fonte original utilizando PVM. As principais vantagens de seu uso, segundo Schiozer e Sousa (1997), são: (1) desenvolvimento rápido dos programas; (2) manutenção da eficiência dos simuladores comerciais atuais, (3) canalização dos esforços para o objetivo principal e (4) uma rede existente de estações de trabalho pode ser utilizada sem a necessidade de grandes investimentos em computação paralela ou em comunicação.

Além disso, para uma rede compartilhada por vários usuários, a paralelização interna perde a eficiência devido ao tempo de comunicação entre máquinas. Já para uma máquina paralela dedicada ao usuário, o processamento de partes do código em processadores diferentes pode ser eficiente quando somente uma simulação está sendo executada.

O PVM é um programa de domínio público que permite a transformação de uma rede de computadores num grande computador paralelo de memória distribuída. Seu desenvolvimento foi iniciado em 1989 no Oak Ridge National Laboratory (ORLN) no Tennessee, EUA e continua até hoje. Sua grande vantagem é a capacidade de operar em redes heterogêneas (compostas de

diversas arquiteturas) desde que o protocolo de comunicação seja o TCP/IP. Desta forma, qualquer computador da rede pode ser utilizado para compor a máquina virtual, o que torna o processo bastante flexível.

Em nosso trabalho a paralelização é feita com a utilização do programa UNIPAR (pacote responsável pela automatização de várias etapas do ajuste de histórico de produção) através do módulo MPS (Módulo de Paralelização de Simuladores). São também utilizados os módulos ASAHP (Análise de sensibilidade no ajuste de histórico de produção) e MOT (Módulo de otimização). Este último foi alterado ao longo deste trabalho, de acordo com os resultados obtidos.

3.1 MPS – Módulo de Paralelização de Simuladores

O objetivo deste módulo é o gerenciamento das simulações realizadas em um determinado processo. Ele verifica se as simulações rodaram com sucesso, refaz a simulação de processos interrompidos e escolhe as máquinas responsáveis pela simulação em função de suas cargas (processos já em andamento) e da sua velocidade relativa às outras máquinas. Além dos arquivos gerados pelo simulador escolhido, o MPS gera um arquivo de registro (*log*) com informações a respeito de quais máquinas simularam quais processos, erros de simulação e informações gerais sobre tempos de execução local e global.

Conforme já descrito anteriormente, a paralelização externa não exige a alteração dos códigos fontes originais dos simuladores. Com isto o MPS possui a flexibilidade de poder trabalhar com um grande número de simuladores diferentes. Em nosso caso foi utilizado o simulador IMEX, que é o modelo *Black-Oil* da CMG (*Computer Modelling Group*).

3.2 ASAHP - Análise de Sensibilidade para Ajuste de Histórico de Produção

Este módulo é responsável pela análise de sensibilidade dos parâmetros que representam propriedades do reservatório ou dos fluidos. Seus principais objetivos são:

- fornecer um estudo comparativo considerando a influência da modificação de valores de propriedades do reservatório sobre suas produções e pressões, e então fornecer informações que facilitem o processo de ajuste de histórico de produção;
- fazer uso do paralelismo de um sistema distribuído baseado em troca de mensagens (PVM).

A influência de cada parâmetro no ajuste é obtida pela simulação de um arquivo base modificando-se a propriedade escolhida em dois sentidos (aumentando e diminuindo seu valor). Como esta influência é fortemente dependente da modificação escolhida os valores limite devem refletir a incerteza no parâmetro. Pode-se analisar a influência de qualquer parâmetro do reservatório definido no arquivo de entrada do simulador.

A análise de sensibilidade é feita levando-se em conta a função-objetivo definida para o processo. As funções-objetivo mais comuns utilizadas são: vazões, produções acumuladas, pressões no reservatório e início da produção (*breakthrough*) de água ou gás. Genericamente pode-se ver a função-objetivo global (Ψ) da seguinte maneira:

$$\Psi = \sum_{i=1}^{N_f} w_i \varphi_i \quad 3.1$$

onde φ_i é cada função a ajustar, w_i é o peso dado a cada função e N_f é o número total de funções incluídas no processo e que pode variar para cada passo do ajuste.

As funções individuais (φ_i) podem ser definidas da seguinte maneira:

$$\varphi_i = \sum_{t=0}^{t_f} w_i \varphi_t \quad 3.2$$

onde φ_t é o valor da função em cada tempo considerado. Em nosso caso foi utilizada apenas uma função, diferença entre a produção de água do modelo considerado e do histórico de produção, chamada ao longo do trabalho de WPROD. Os pesos utilizados foram todos iguais a 1,0.

Comparando-se as funções-objetivo dos arquivos base, simulados e histórico de produção chega-se aos índices fornecidos pelo ASHP. Eles são o índice de sensibilidade e o índice de afastamento. Para tanto temos as seguintes definições:

- Distância – representa a diferença em módulo entre as curvas de produções (funções-objetivo) para o reservatório simulado com propriedades alteradas e as curvas de produção do arquivo base.
- Índice de Sensibilidade – possui valores definidos entre 0 e 1, o valor máximo é atribuído para a propriedade de maior distância em relação ao arquivo base e as demais propriedades recebem valores proporcionais ao da distância máxima.
- Afastamento – representa a diferença entre as curvas de produções (funções-objetivo) e as curvas do arquivo de histórico de produção. De acordo com o sinal do afastamento é possível determinar a posição da curva simulada em relação à curva de histórico de produção:
 - valores positivos indicam curva simulada acima do histórico de produção,
 - valores negativos indicam curva simulada abaixo do histórico de produção e
 - valor nulo indica uma sobreposição dessas curvas (simulada e de histórico).
- Índice de afastamento – possui valores definidos entre 0 e 1. O valor máximo é atribuído para a propriedade de maior afastamento em módulo, e as demais propriedades recebem valores proporcionais ao de afastamento máximo. A propriedade de menor índice de afastamento é a que gera valores mais próximos em relação ao arquivo de histórico de produção.

É possível analisar os resultados através da interface gráfica, conforme é visto nas Figuras 3.1 e 3.2. É utilizada uma convenção de três cores quanto à influência dos parâmetros:

- verde: significa que a direção da alteração é a sugerida mas foi além do ajuste
- azul: significa que a direção da alteração é a sugerida mas foi insuficiente para o ajuste
- vermelho: significa que a direção da alteração é contrária ao ajuste.

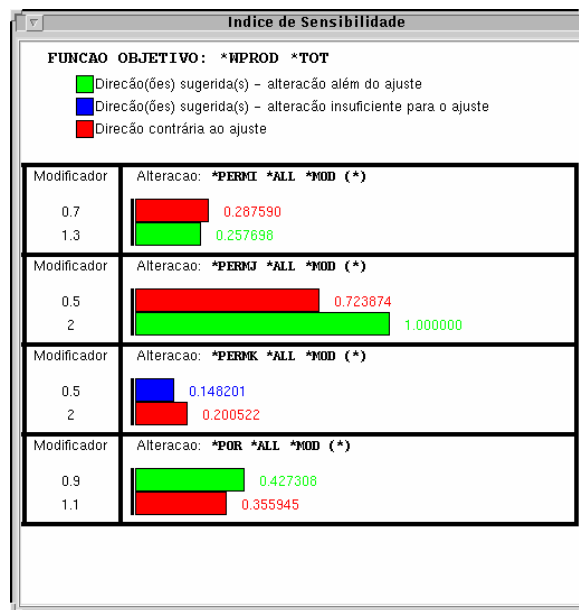


Figura 3.1: Exemplo de uma saída gráfica do ASAHP com barras comparativas.

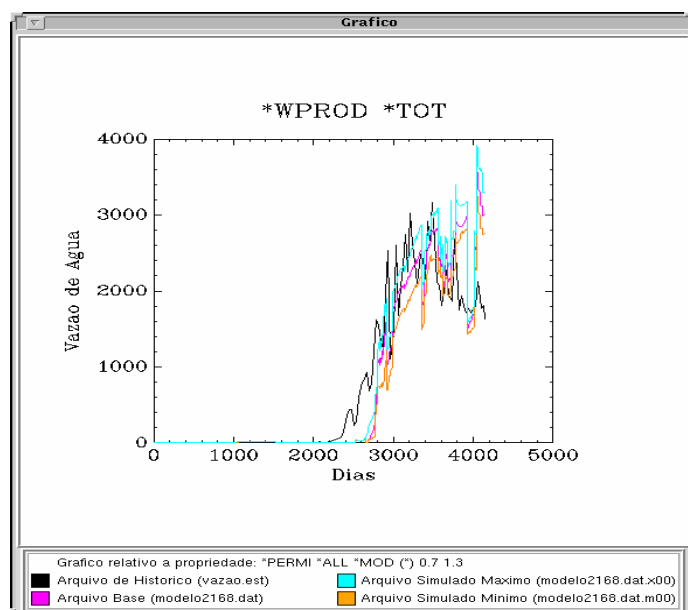


Figura 3.2: Exemplo de uma saída gráfica do ASAHP com curvas comparativas.

3.3 MOT – Módulo de Otimização

O objetivo deste módulo é, a partir de um conjunto finito de propriedades de um reservatório e os intervalos de valores de cada propriedade, encontrar uma combinação de valores que possibilite a realização de um melhor ajuste de histórico de produção. Para que o ajuste automatizado seja mais eficiente o MOT utiliza o paralelismo fornecido pelo MPS.

O processo de otimização usado em procedimentos de ajuste automatizado pode ser feito de várias formas. Leitão (1997) estudou alguns desses métodos e sugere os métodos diretos para evitar problemas de convergência. Schiozer (1997) introduziu um método direto onde os parâmetros são discretizados para tornar o processo mais robusto e evitar simulações com valores de parâmetros muito parecidos.

Basicamente o programa funciona da seguinte maneira. O MOT recebe como entrada intervalos de variação dos valores das propriedades em questão, através dos seus valores de máximo e mínimo. É então montada uma matriz multidimensional (onde cada propriedade constitui um eixo da matriz) cujas células armazenam os valores da função-objetivo a ser minimizada. Para cada eixo o usuário define o número de intervalos a ser utilizado na otimização. Isto resulta numa malha de pontos para os parâmetros e as simulações são permitidas apenas nos nós da mesma.

O algoritmo utiliza buscas exploratórias, lineares e testes de ampliação para encontrar o mínimo da função-objetivo. O momento de parar é aquele onde foi encontrado um valor mínimo dentro dos intervalos lançados para pesquisa. O algoritmo é muito sensível aos mínimos locais devido a grande irregularidade (Figura 3.3) que pode acontecer no problema que está sendo resolvido. A existência de múltiplas soluções no processo de ajuste de histórico leva a ser interessante a inicialização de múltiplas estimativas iniciais para que a pessoa encarregada do ajuste possa decidir entre as soluções encontradas.

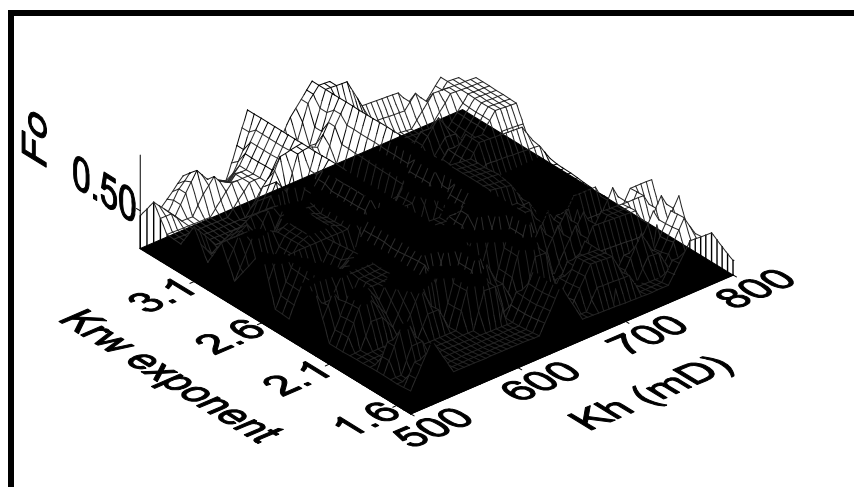


Figura 3.3: Exemplo de irregularidade na FO em um problema com dois parâmetros (Leitão, 1997).

O problema dos mínimos locais ocorre em quase todos os processos de ajuste. Na busca do mínimo global, os métodos de otimização podem usar várias técnicas que aumentam o número de iterações mas trazem benefícios em termos de qualidade do ajuste. Deve-se buscar um compromisso entre a qualidade da resposta e o número de simulações.

Neste trabalho, foram utilizados dois procedimentos de fuga dos mínimos locais. O primeiro foi a inicialização de mais de um processo, com estimativa inicial de parâmetros diferentes e que pode seguir um caminho que leve a um outro mínimo local. Os vários mínimos locais são então comparados para a escolha do melhor. O segundo é o teste de expansão utilizado pelo MOT que ao encontrar um mínimo local, tenta fugir dessa região variando os valores dos parâmetros encontrados até os limites para tentar identificar outras regiões não testadas com potencial de melhores soluções.

3.4 Metodologia de trabalho

Para efetuar as análises foram utilizados três modelos diferentes para um mesmo campo real. O histórico abrange 4140 dias de um campo com 48 poços. O motivo da utilização dos três foi para verificar o comportamento dos módulos do UNIPAR para situações diferentes, um dos modelos já estava bem próximo do ajuste, um estava bem distante do ajuste, o outro estava numa situação intermediária. Nas Figuras 3.4 a 3.6 estão apresentados os modelos.

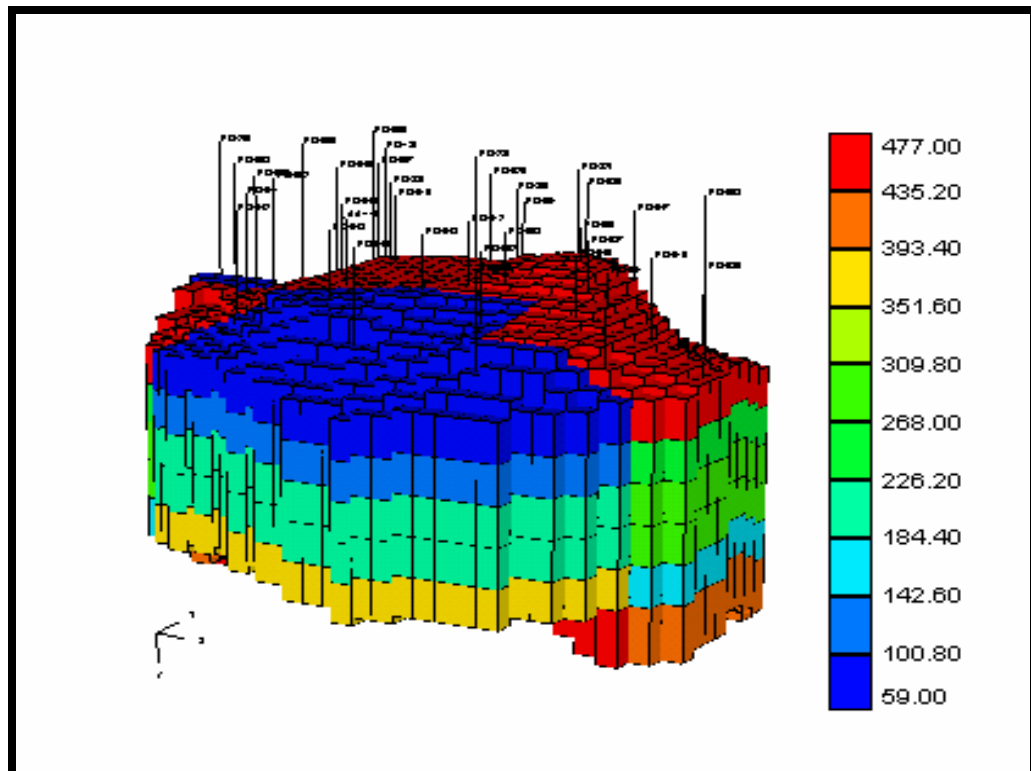


Figura 3.4: Visão do Modelo 1, mostrando permeabilidade (mD) na direção i , por camada.

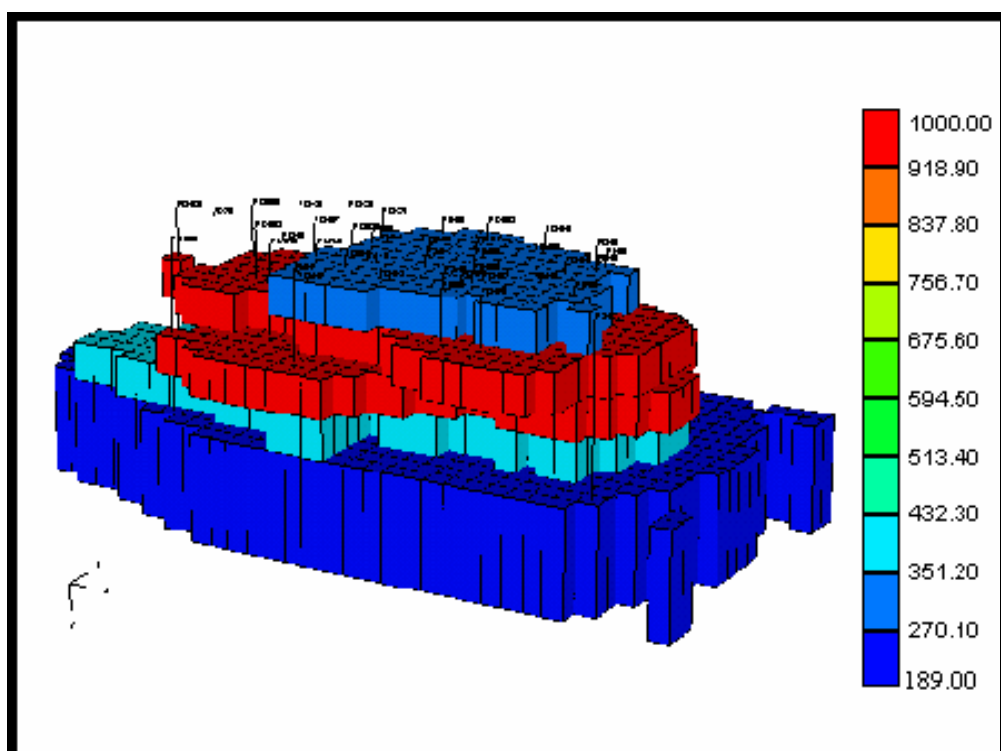


Figura 3.5: Visão do Modelo 2, mostrando permeabilidade (mD) na direção i , por camada.

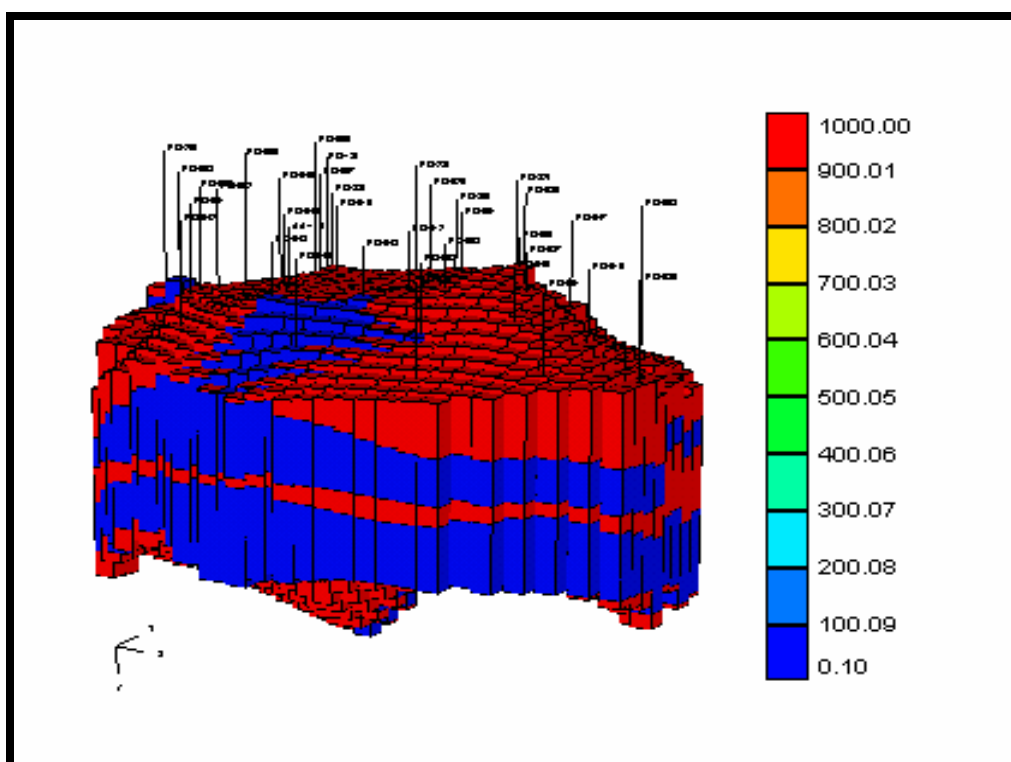


Figura 3.6: Visão do Modelo 3, mostrando permeabilidade (mD) na direção i , por camada.

Para cada um destes modelos a situação inicial era a seguinte, frente aos históricos de produção e pressão, conforme Figuras 3.7 a 3.10.

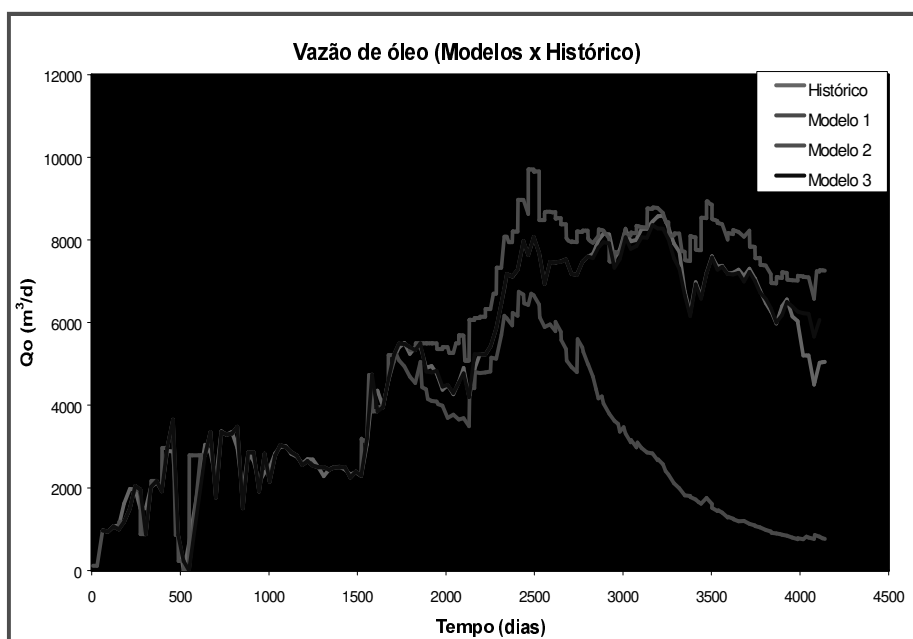


Figura 3.7: Vazão de óleo - modelos versus histórico.

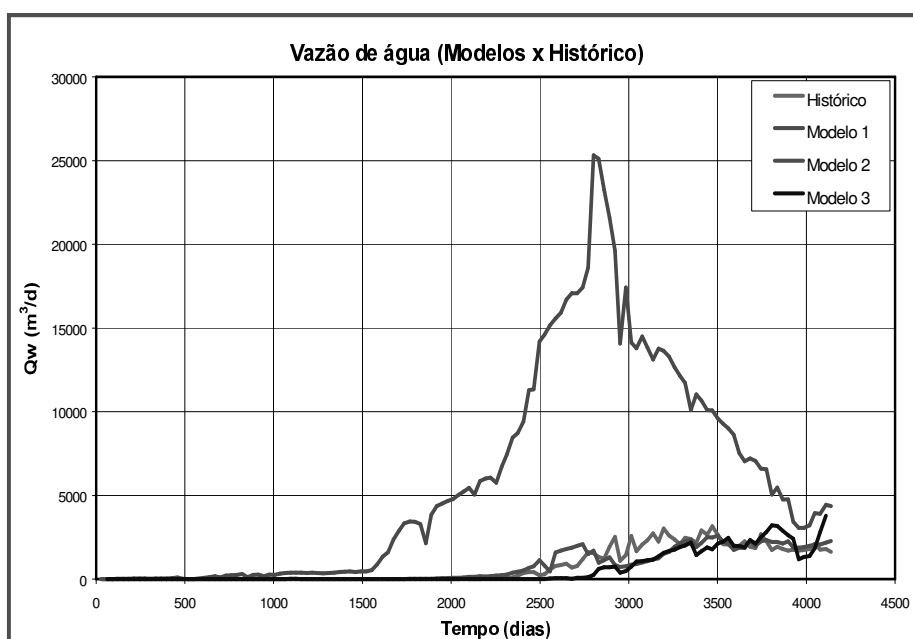


Figura 3.8: Vazão de água - modelos versus histórico.

Para tornar mais clara a situação inicial dos Modelos 2 e 3 apresenta-se a Figura 3.9 onde foi eliminada a curva de produção de água referente ao Modelo 1.

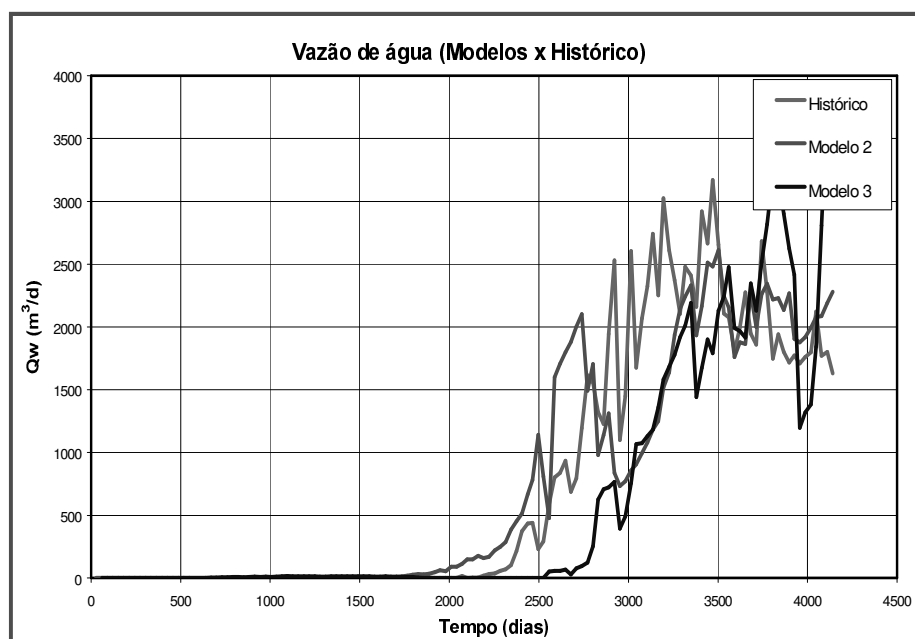


Figura 3.9: Vazão de água - histórica versus Modelos 2 e 3.

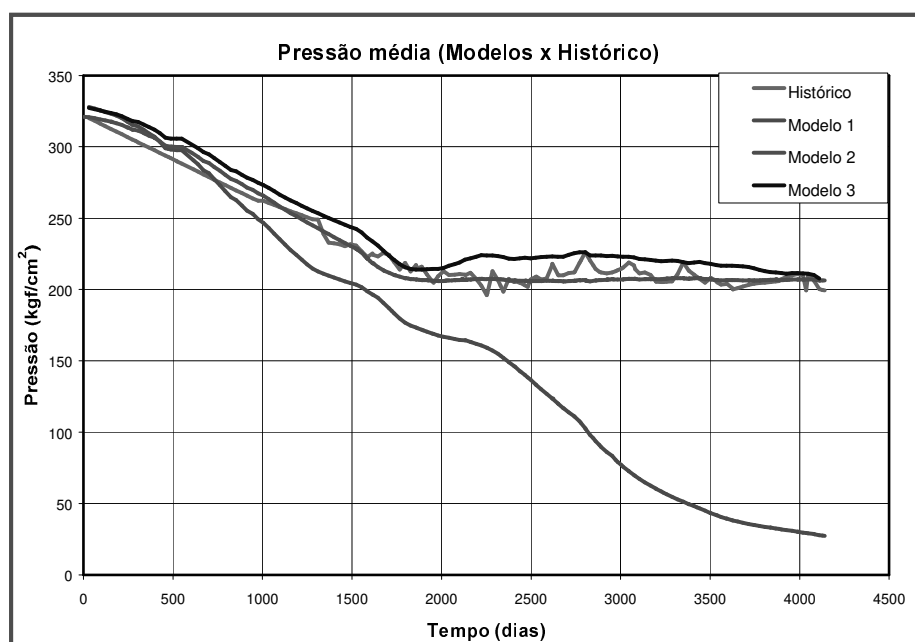


Figura 3.10: Comportamento de pressão - modelos versus histórico.

Para chegar-se a uma metodologia são feitas algumas análises prévias e depois passa-se para um processo de ajuste. Inicialmente trabalha-se com o ASAPH para verificar o comportamento das funções-objetivo frente às variações nos parâmetros de reservatório. Com isto se pretende verificar se, com os dados extremos do comportamento da função-objetivo se consegue evitar a necessidade de um número excessivo de análises. Caso as funções-objetivo se comportem de maneira regular ou próximo de uma regularidade isto é válido.

Em seguida utiliza-se o ASAPH para definir quais os parâmetros que influenciam o ajuste de produção nos modelos de trabalho. Com esta informação é iniciado o processo de otimização com o MOT. Durante esta etapa, pretende-se efetuar várias análises do ajuste automatizado de forma a identificar procedimentos de utilização do MOT. Estas análises são feitas tanto para o campo como um todo quanto para poços individuais problemáticos. Todos os passos são executados para a função-objetivo produção de água, mas o procedimento é válido para qualquer função que venha a ser escolhida.

Capítulo 4

Análises e resultados

Os resultados obtidos com as análises realizadas no estudo são apresentados neste capítulo que está dividido em duas seções principais: análise de sensibilidade e ajuste de histórico. Os estudos de análise de sensibilidade foram feitos utilizando-se o módulo ASAHP do programa UNIPAR. Analisou-se o comportamento das funções-objetivo (produção de água, produção de óleo e pressão média) frente às variações nos parâmetros de reservatório. Para o ajuste de histórico foram utilizados os módulos ASAHP e MOT. A função-objetivo escolhida para estudo foi a produção de água (WPROD).

4.1 Análise de Sensibilidade

Inicialmente foram estudadas as variações causadas nas funções-objetivo produção de óleo (OPROD), produção de água (WPROD) e pressão média (AVGPR) em função de alterações nos parâmetros de reservatório. Os parâmetros utilizados foram permeabilidade absoluta (nas direções i, j e k) para toda a malha, porosidade, compressibilidade da rocha e permeabilidades relativas. Os resultados estão apresentados nas Figuras 4.1 a 4.41 e depois são feitos alguns comentários sobre as principais conclusões da análise.

Para uma melhor visualização utilizou-se uma normalização dos afastamentos em relação ao afastamento base do modelo em estudo, para tornar a análise independente do modelo. O

objetivo principal destes gráficos é verificar quanto os resultados são sensíveis às modificações dos parâmetros e o comportamento da função-objetivo. Se as curvas são “bem comportadas” pode-se afirmar que os índices do ASAHF são mais confiáveis.

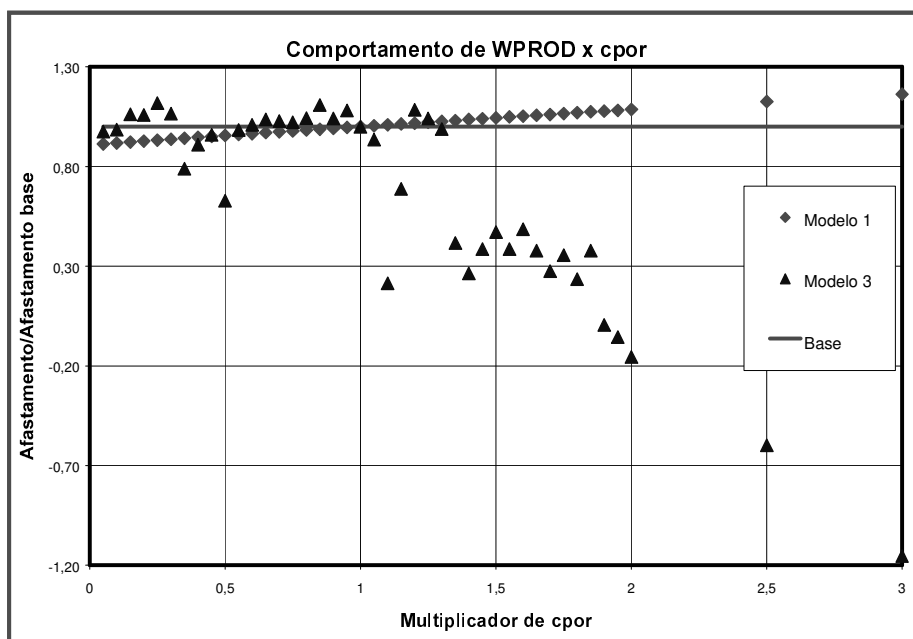


Figura 4.1: Produção de água versus compressibilidade da rocha, Modelos 1 e 3.

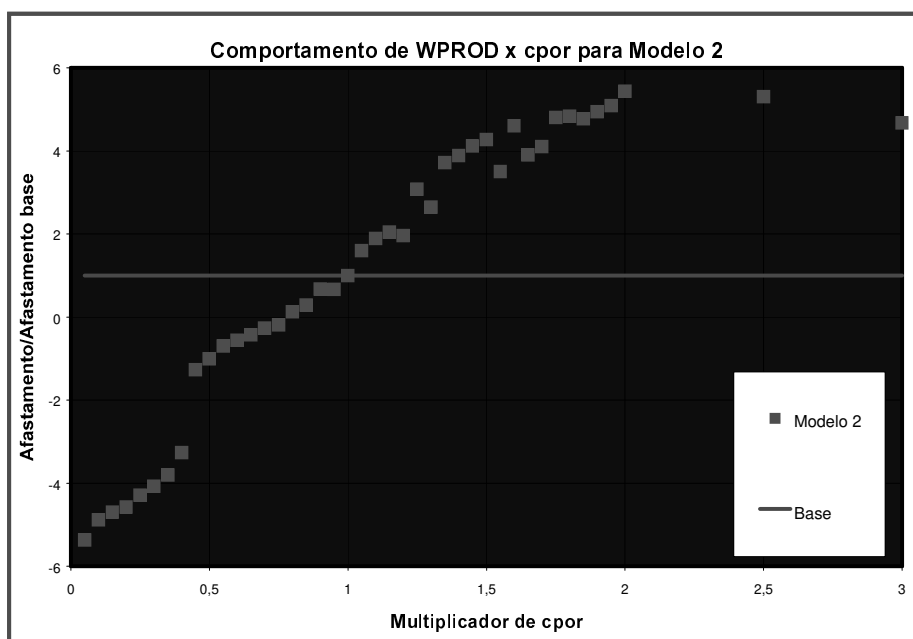


Figura 4.2: Produção de água versus compressibilidade para Modelo 2.

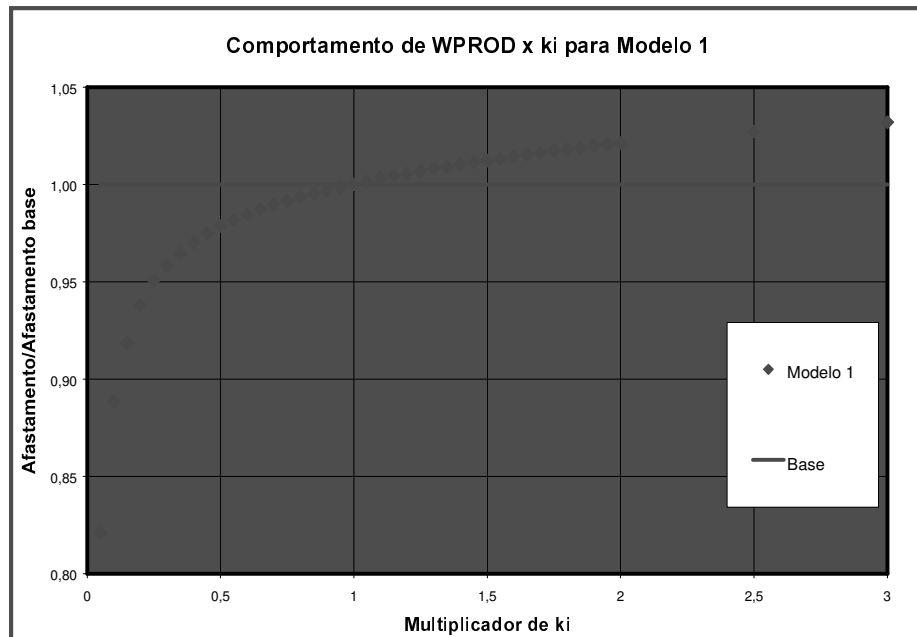


Figura 4.3: Produção de água versus permeabilidade na direção i para Modelo 1.

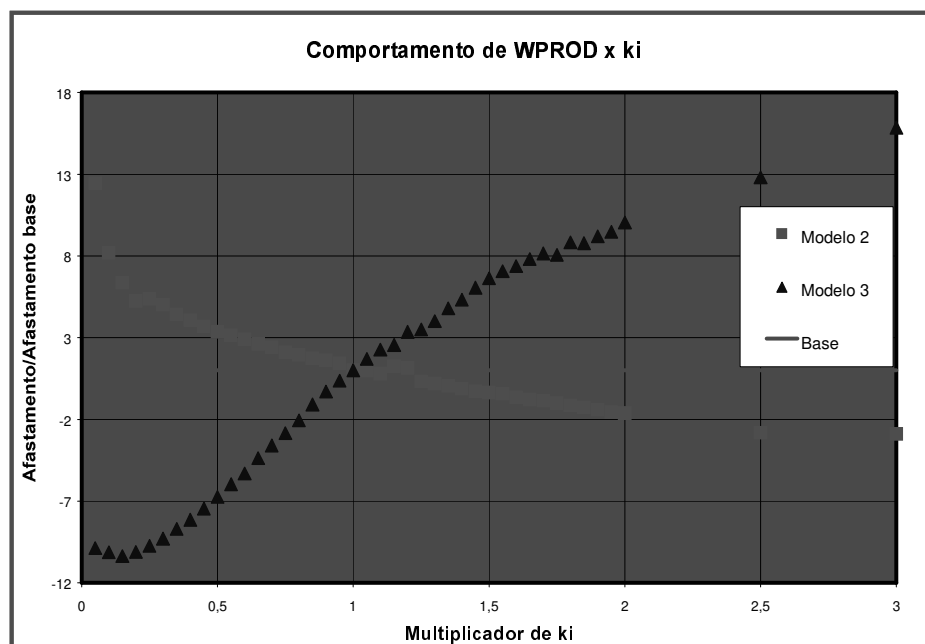


Figura 4.4: Produção de água versus permeabilidade na direção i , Modelos 2 e 3.

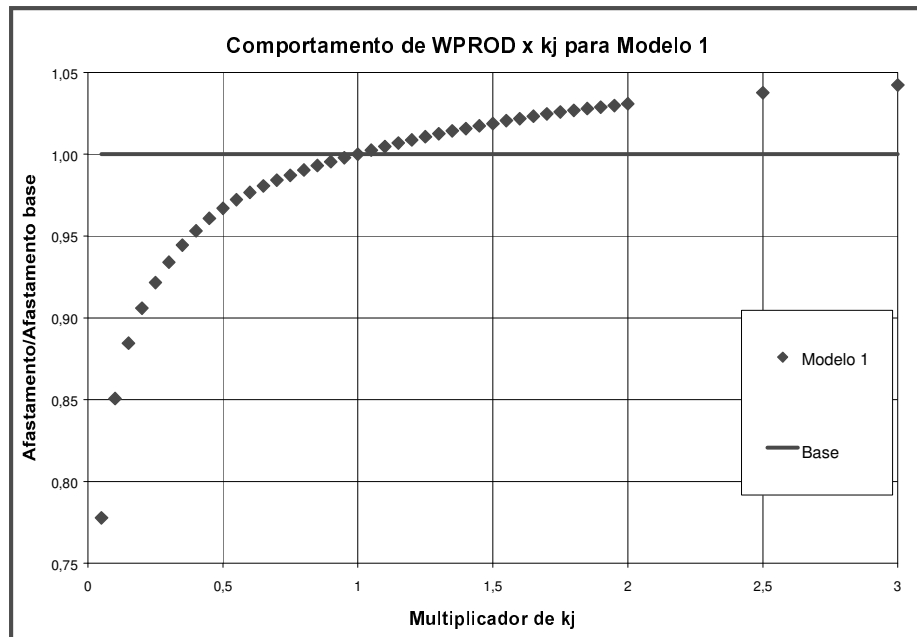


Figura 4.5: Produção de água versus permeabilidade na direção j para Modelo 1.

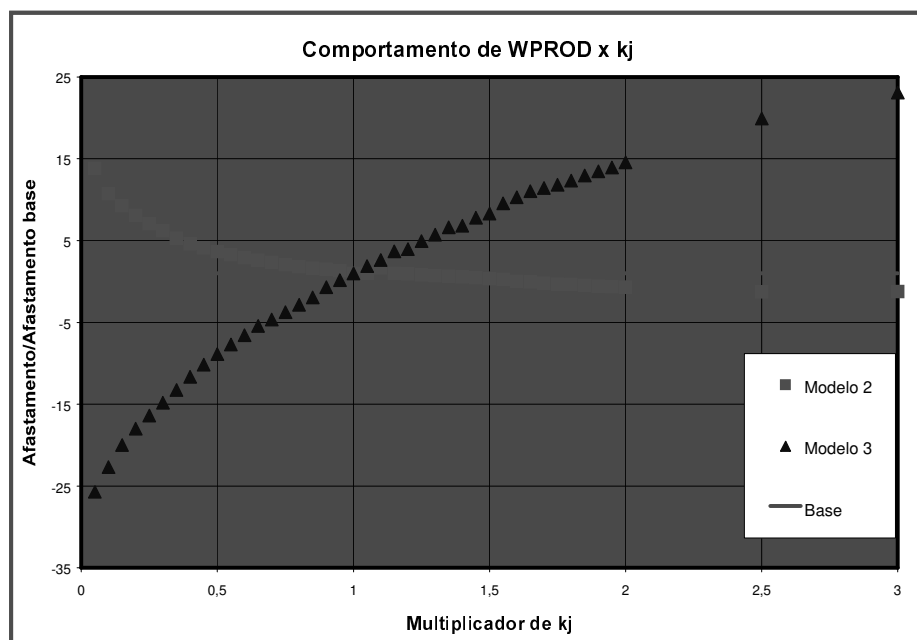


Figura 4.6: Produção de água versus permeabilidade na direção j , Modelos 2 e 3.

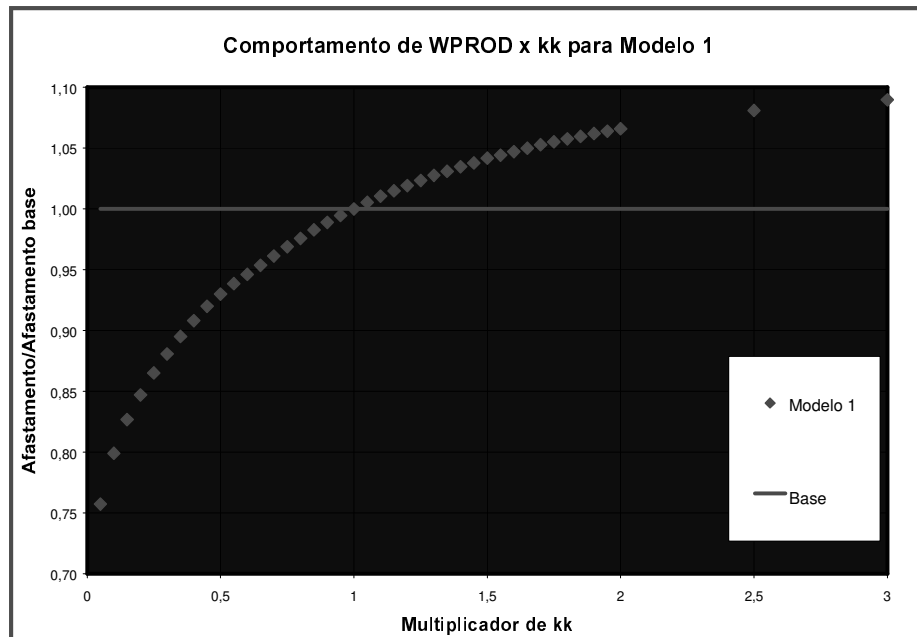


Figura 4.7: Produção de água versus permeabilidade na direção k para Modelo 1.

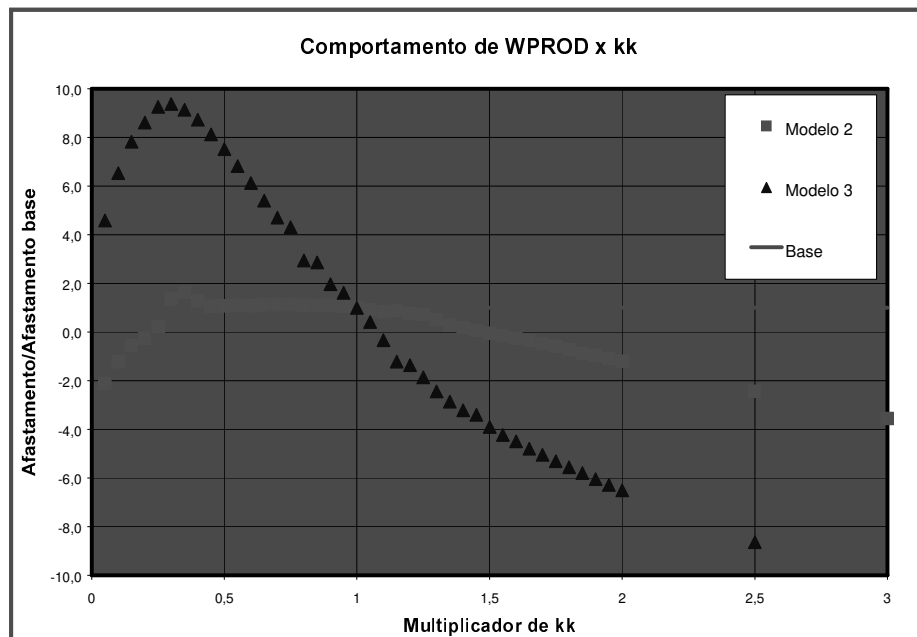


Figura 4.8: Produção de água versus permeabilidade na direção k , Modelos 2 e 3.

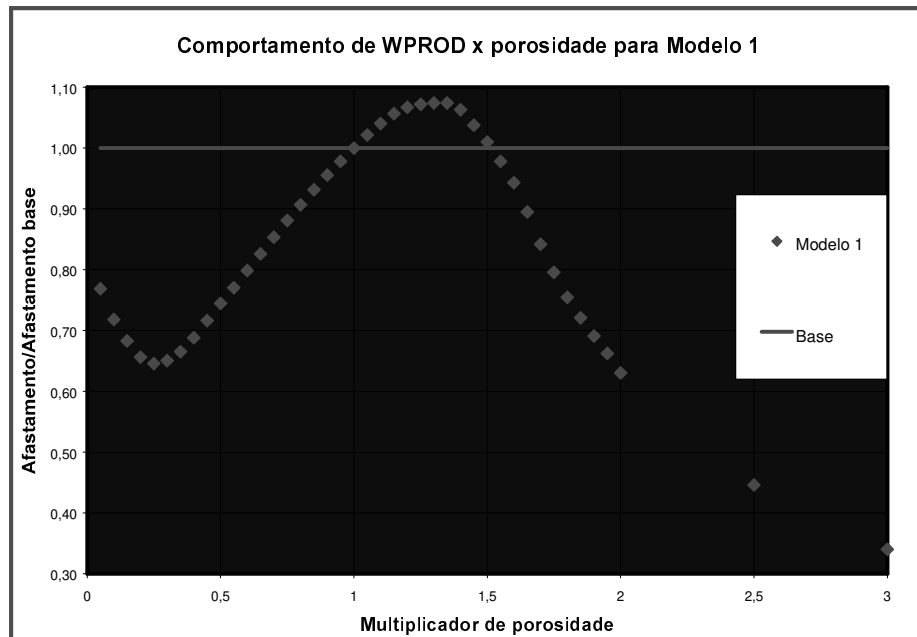


Figura 4.9: Produção de água versus porosidade para Modelo 1.

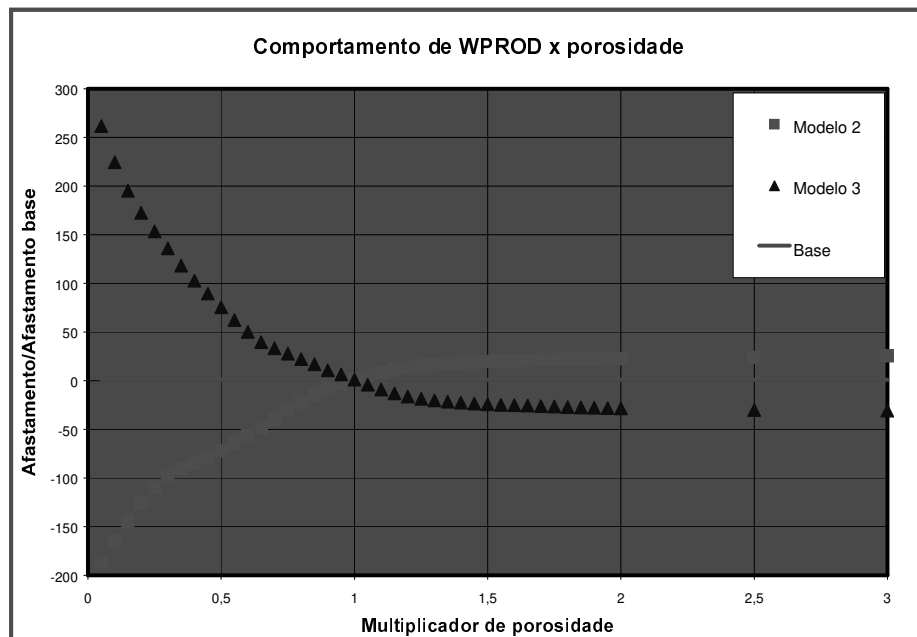


Figura 4.10: Produção de água versus porosidade, Modelos 2 e 3.

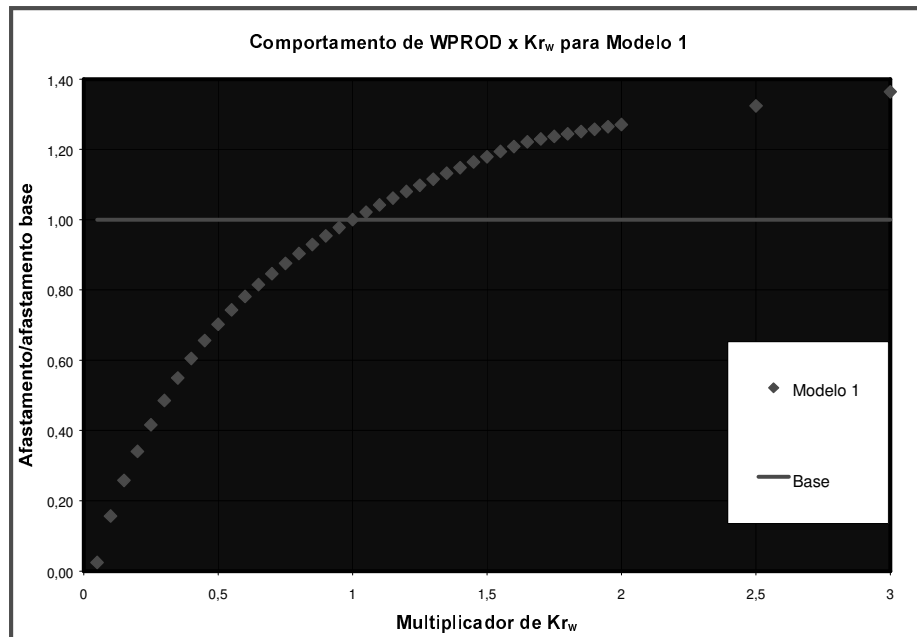


Figura 4.11: Produção de água versus kr_w para Modelo 1.

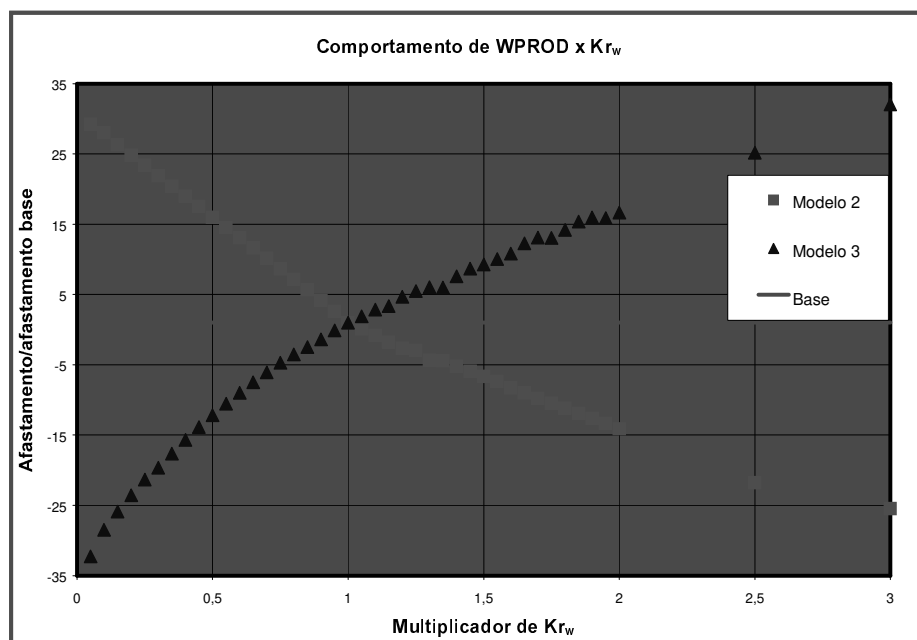


Figura 4.12: Produção de água versus kr_w , Modelos 2 e 3.

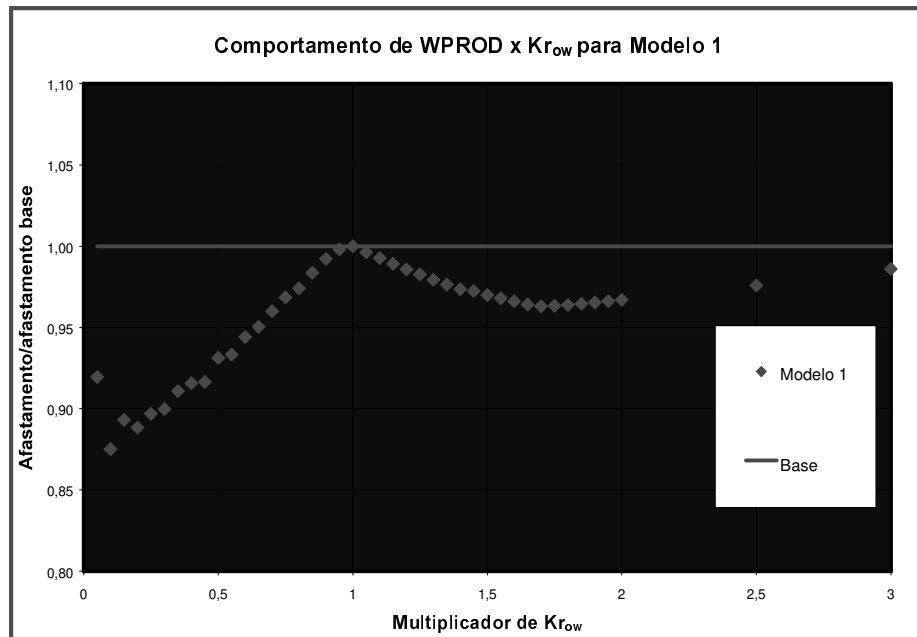


Figura 4.13: Produção de água versus kr_{ow} para Modelo 1.

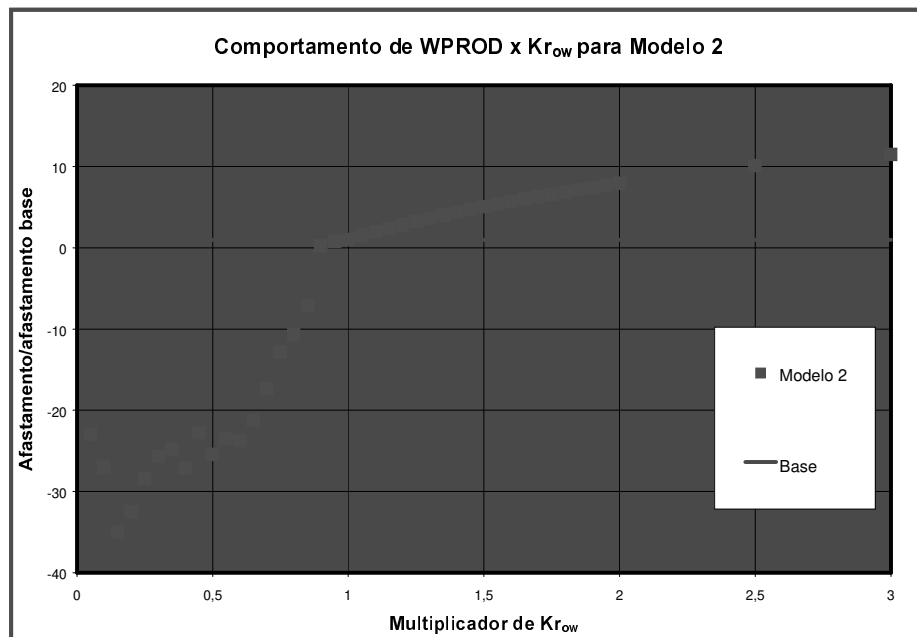


Figura 4.14: Produção de água versus kr_{ow} para Modelo 2.

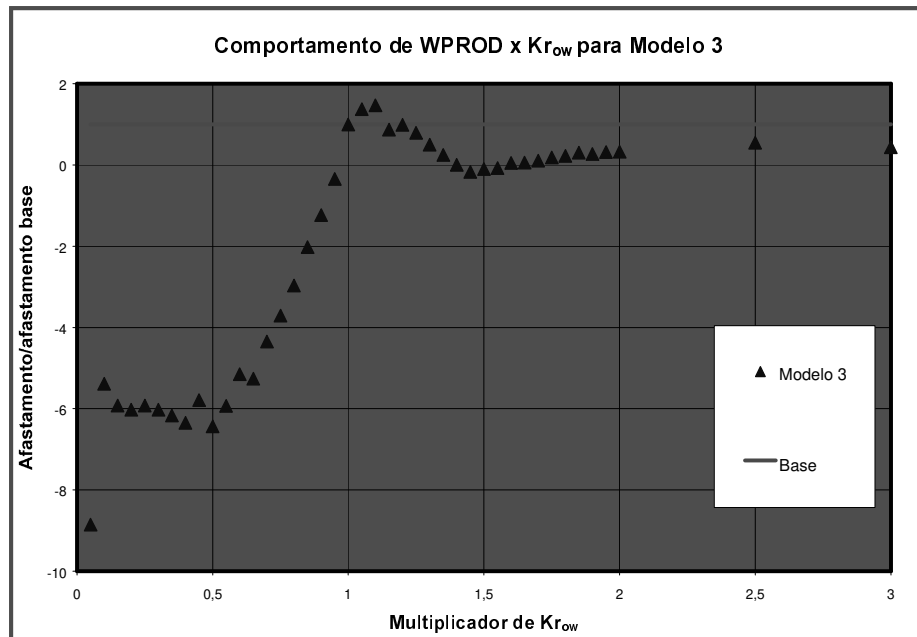


Figura 4.15: Produção de água versus $k_{r_{ow}}$ para Modelo 3.

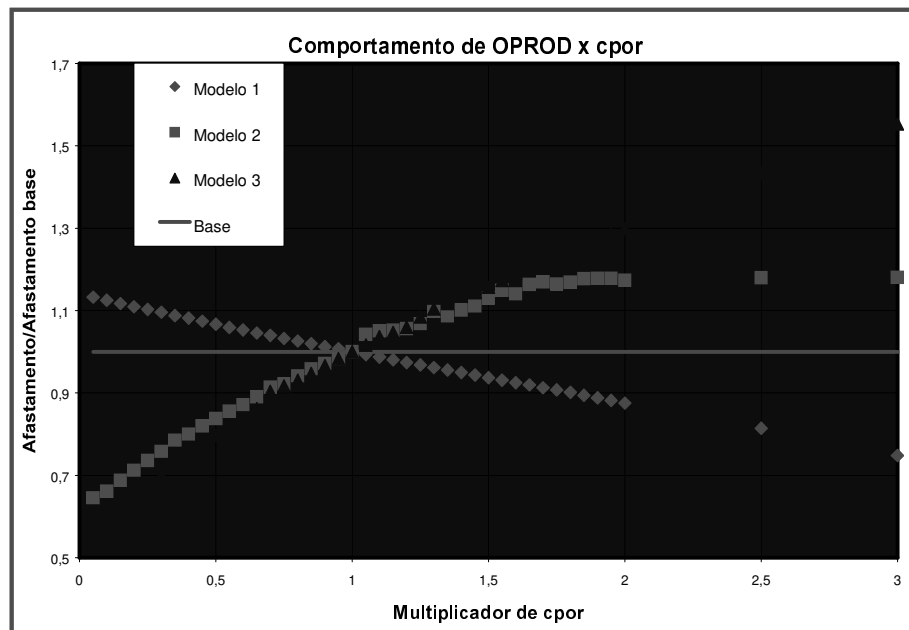


Figura 4.16: Produção de óleo versus compressibilidade da rocha.

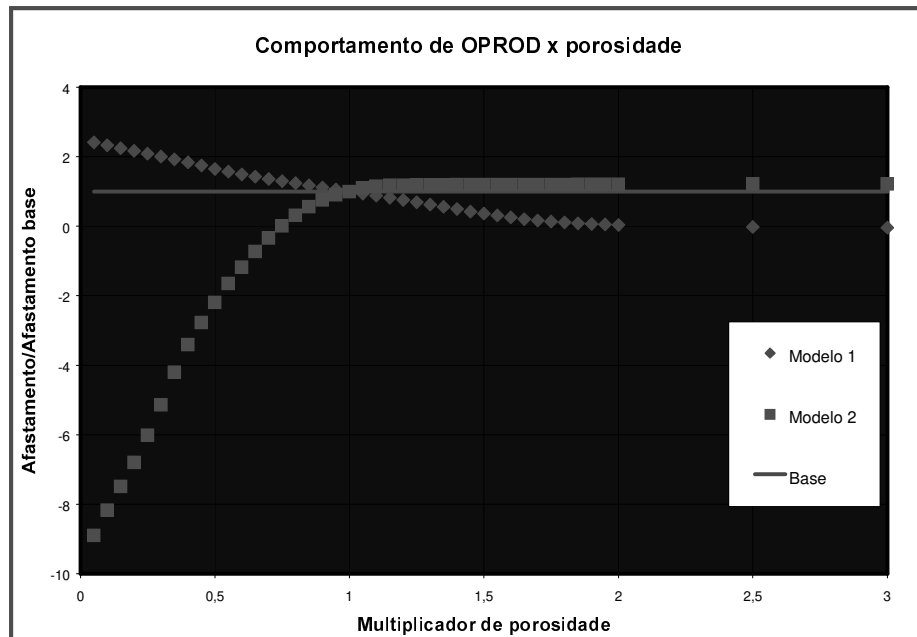


Figura 4.17: Produção de óleo versus porosidade, Modelos 1 e 2.

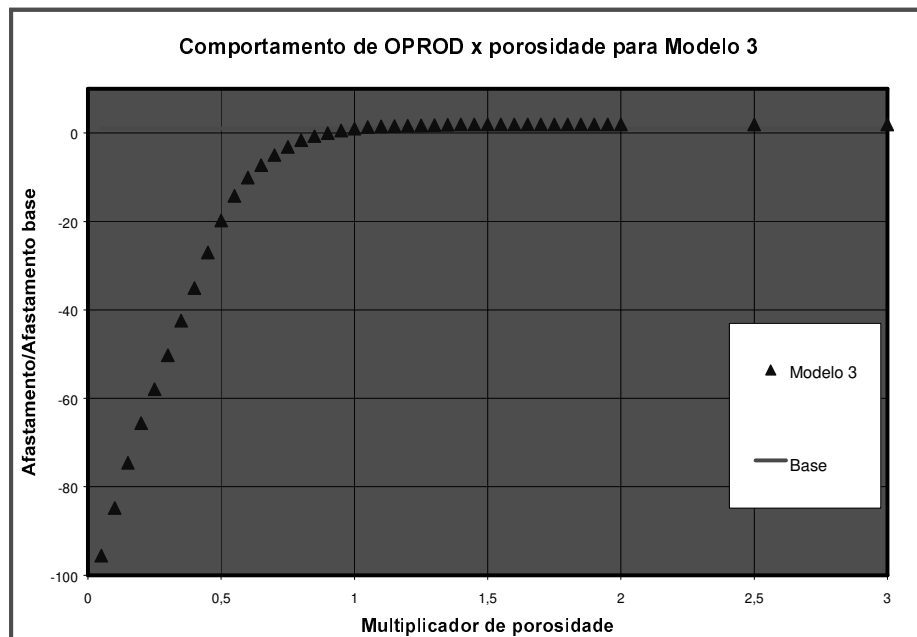


Figura 4.18: Produção de óleo versus porosidade para Modelo 3.

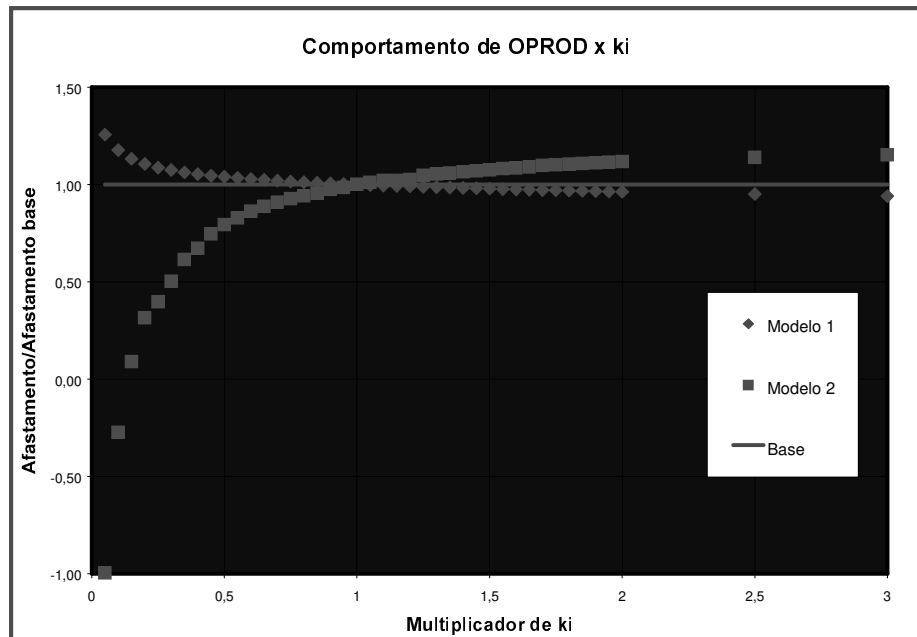


Figura 4.19: Produção de óleo versus permeabilidade na direção i , Modelos 1 e 2.

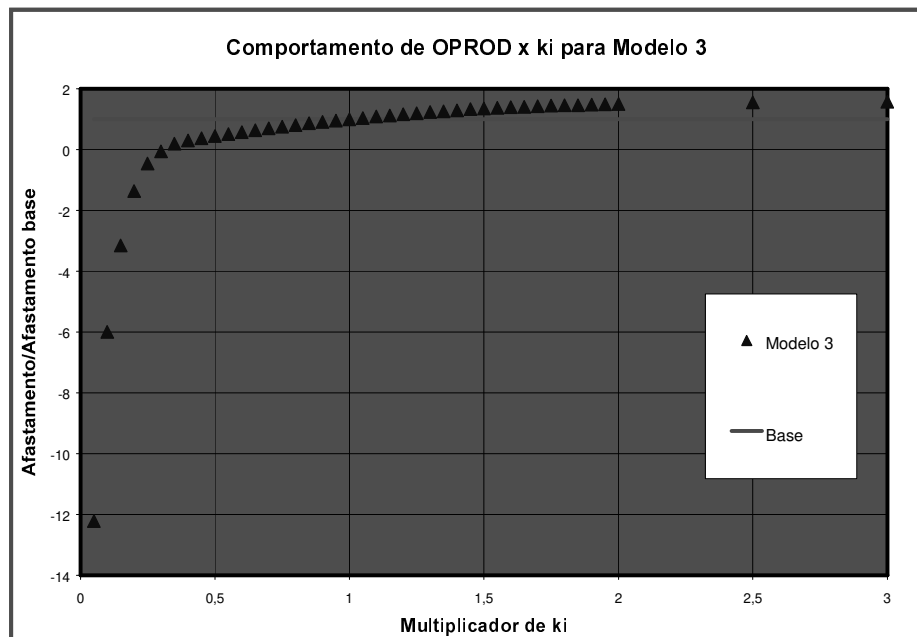


Figura 4.20: Produção de óleo versus permeabilidade na direção i para Modelo 3.

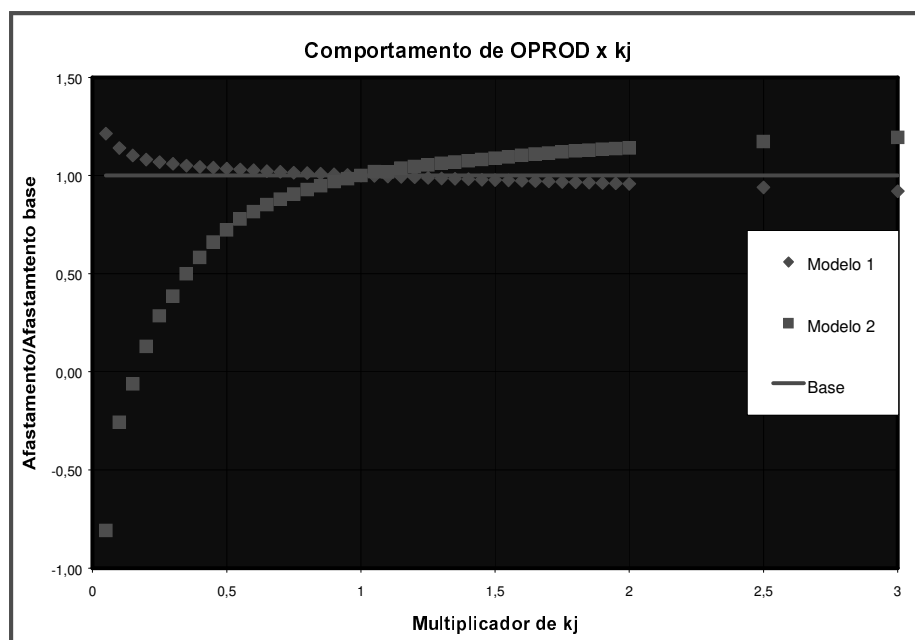


Figura 4.21: Produção de óleo versus permeabilidade na direção j , Modelos 1 e 2.

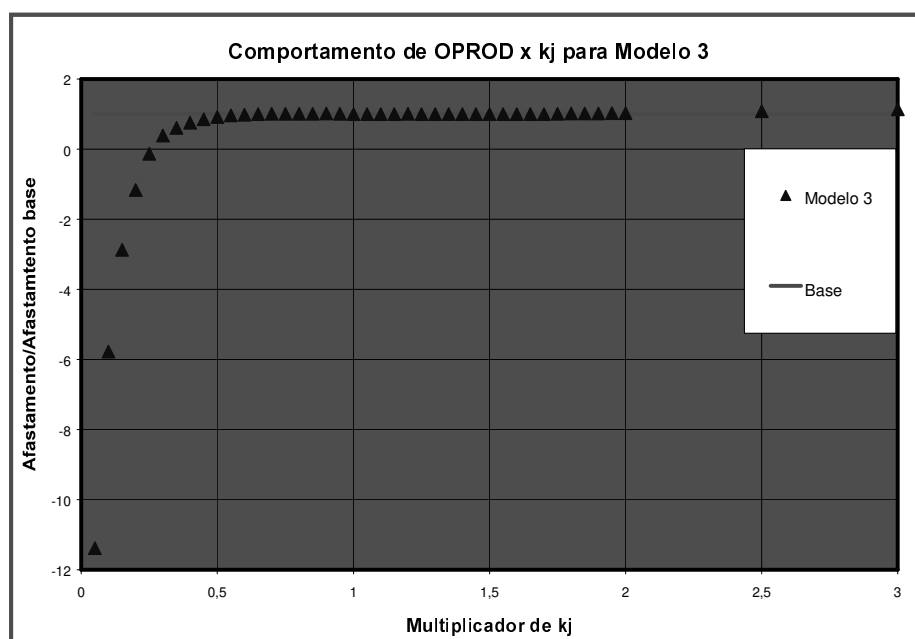


Figura 4.22: Produção de óleo versus permeabilidade na direção j para Modelo 3.

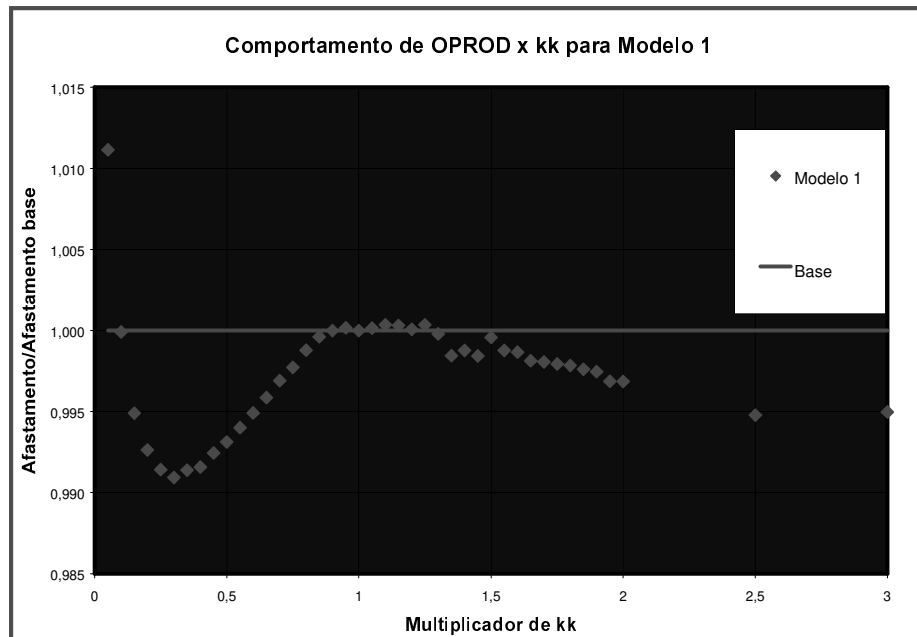


Figura 4.23: Produção de óleo versus permeabilidade na direção k para Modelo 1.

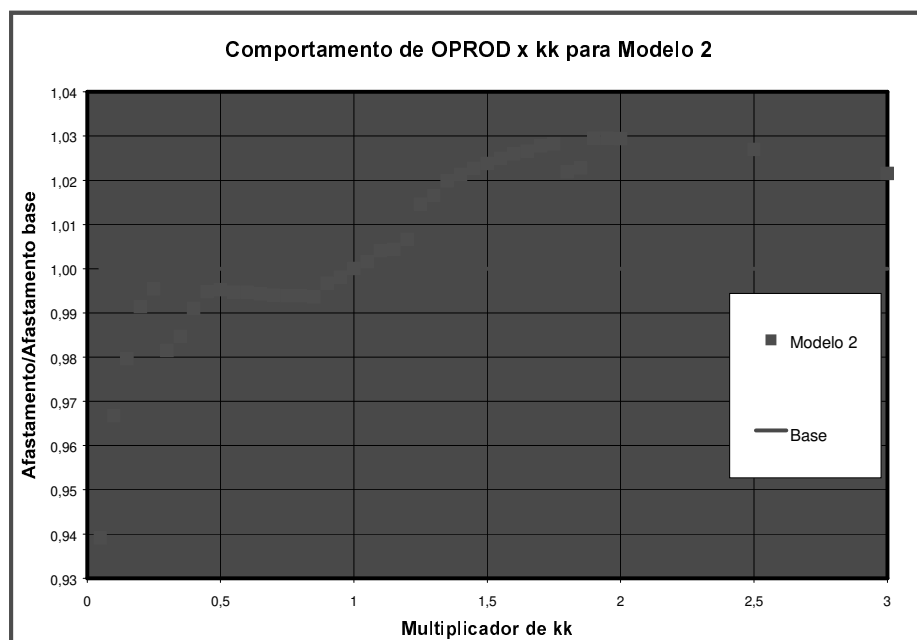


Figura 4.24: Produção de óleo versus permeabilidade na direção k para Modelo 2.

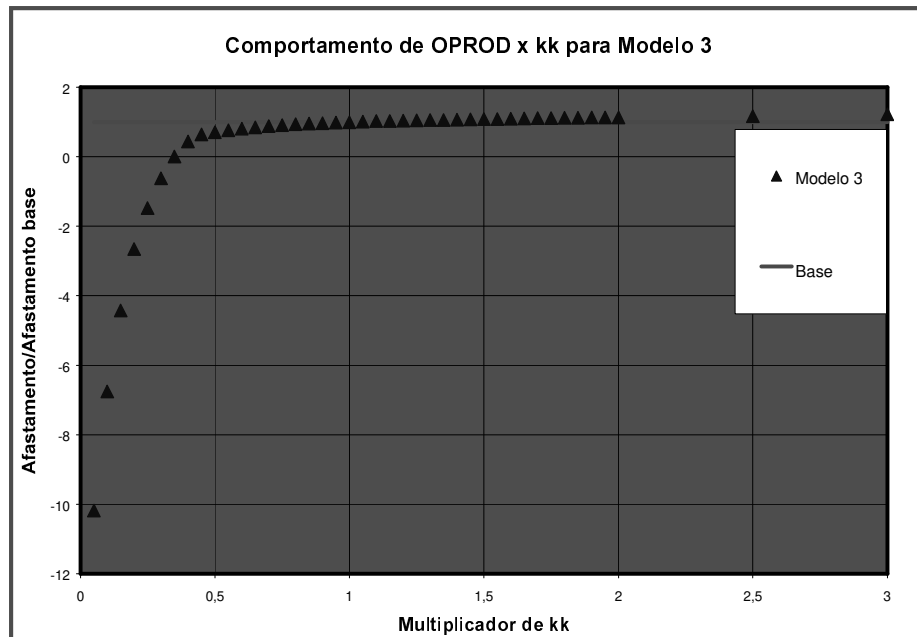


Figura 4.25: Produção de óleo versus permeabilidade na direção k para Modelo 3.

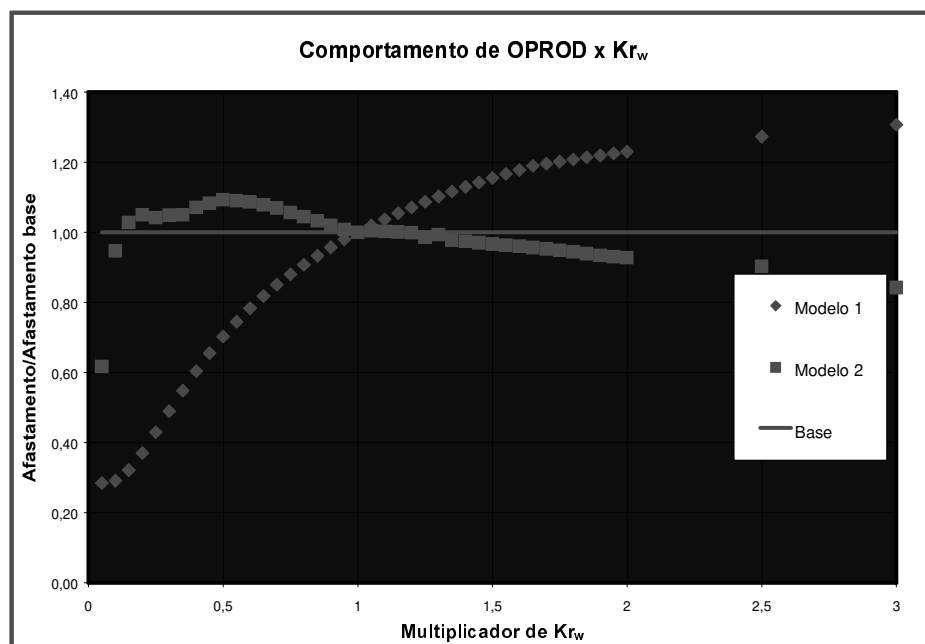


Figura 4.26: Produção de óleo versus K_{r_w} , Modelos 1 e 2.

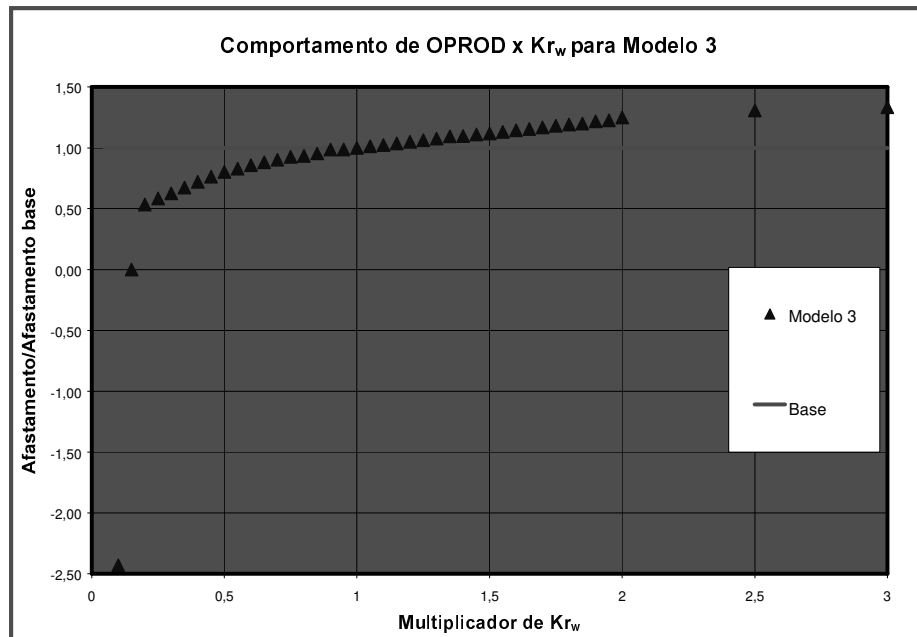


Figura 4.27: Produção de óleo versus Kr_w para Modelo 3.

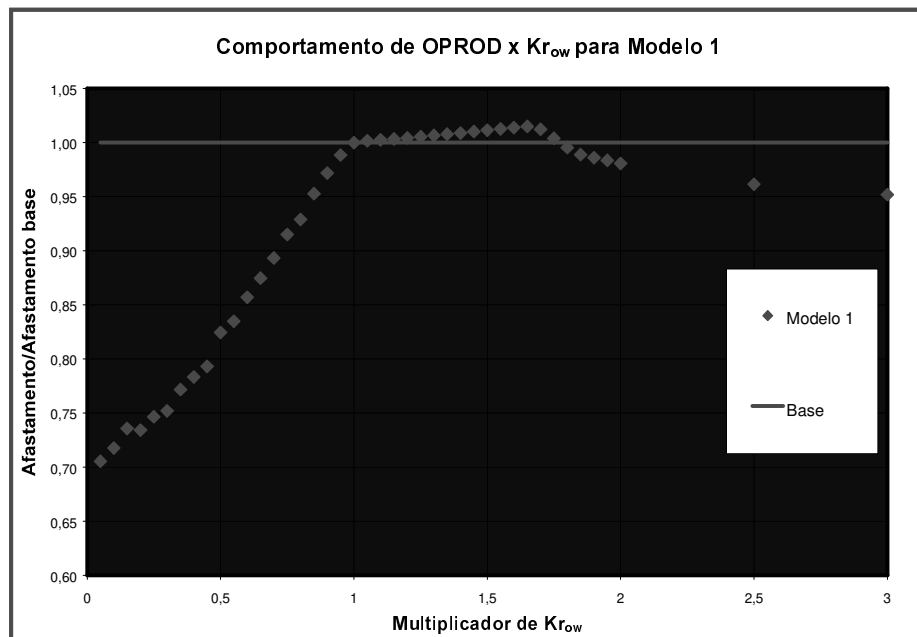


Figura 4.28: Produção de óleo versus Kr_{ow} para Modelo 1.

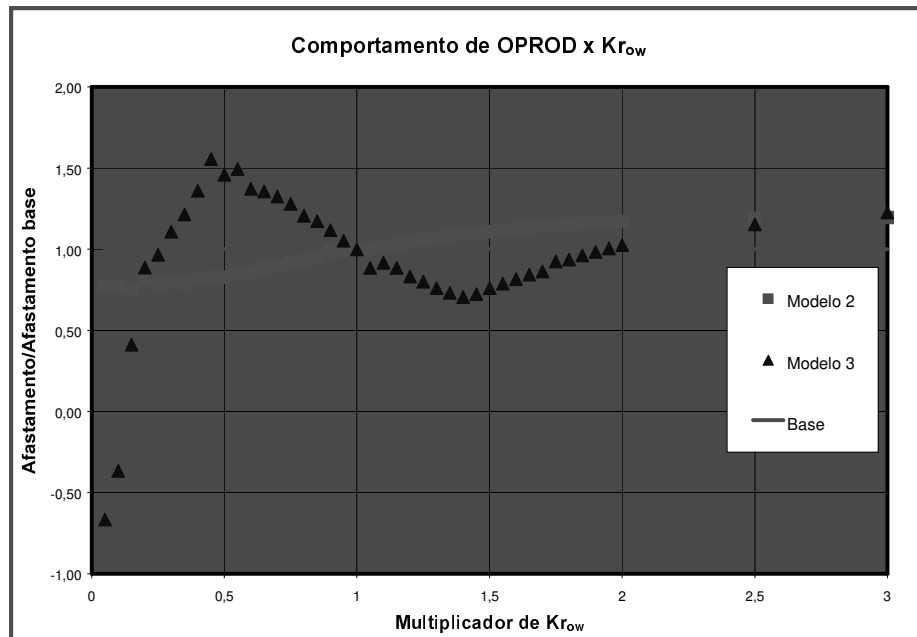


Figura 4.29: Produção de óleo versus $K_{r_{ow}}$, Modelos 2 e 3.

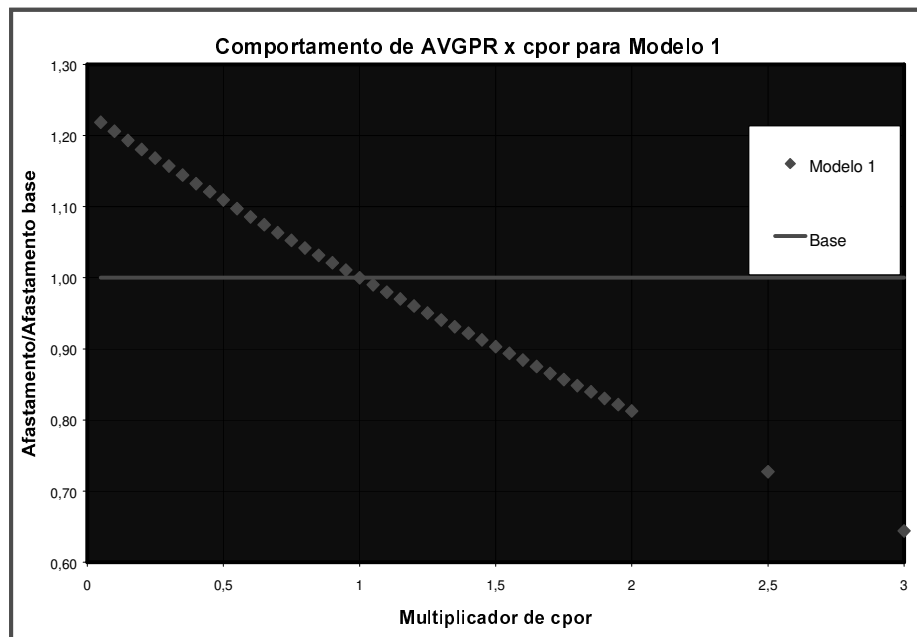


Figura 4.30: Pressão média versus compressibilidade da rocha para Modelo 1.

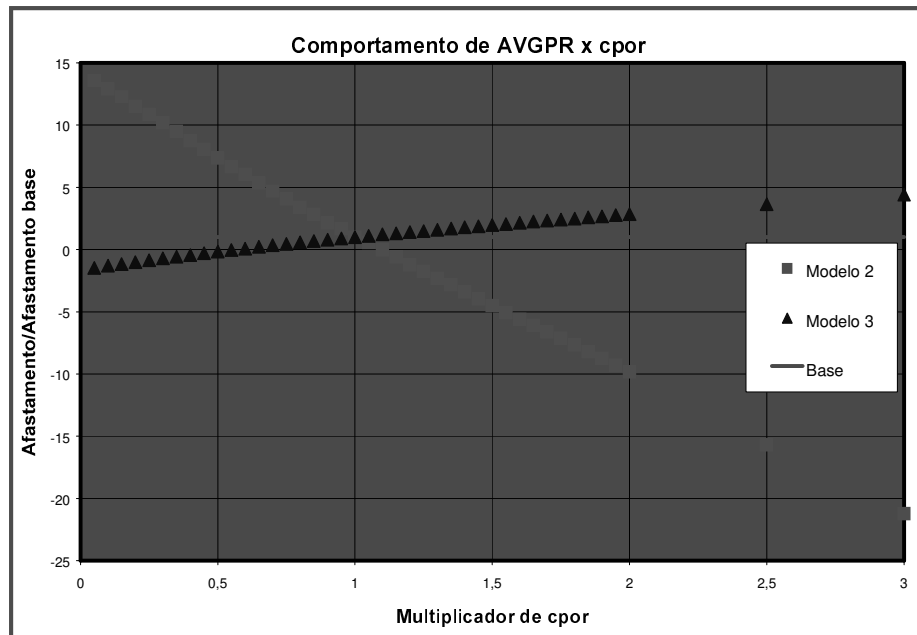


Figura 4.31: Pressão média versus compressibilidade, Modelos 2 e 3.

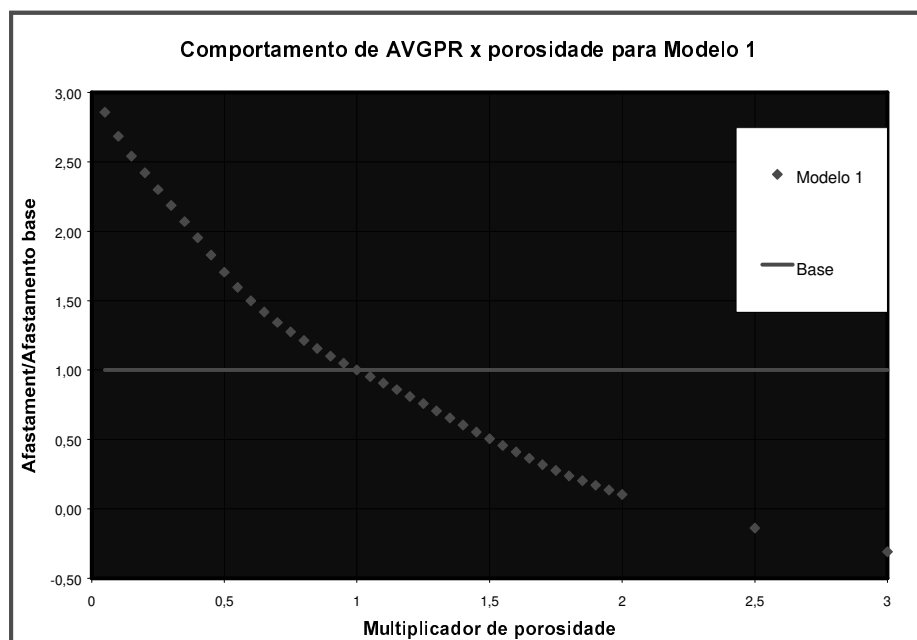


Figura 4.32: Pressão média versus porosidade para Modelo 1.

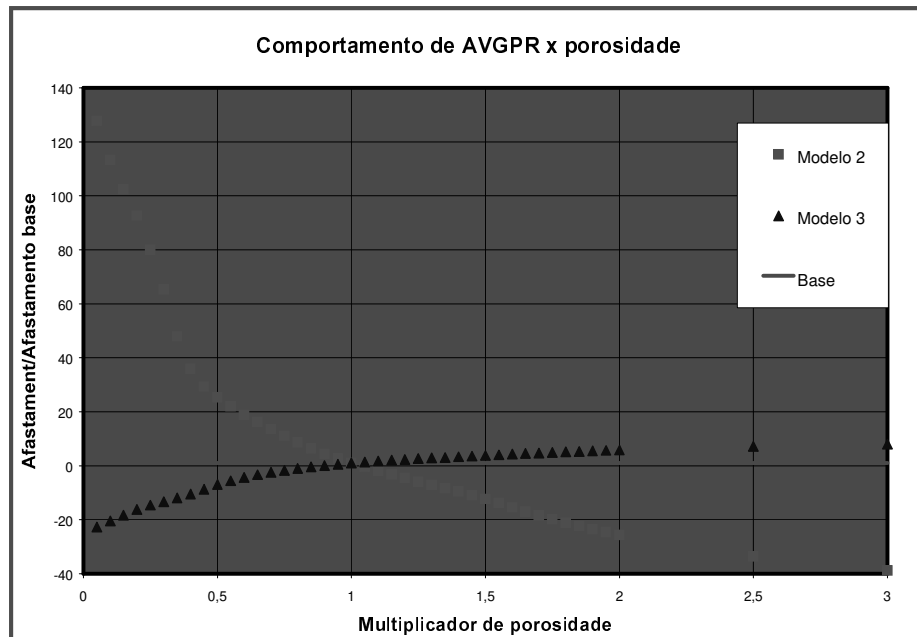


Figura 4.33: Pressão média versus porosidade, Modelos 2 e 3.

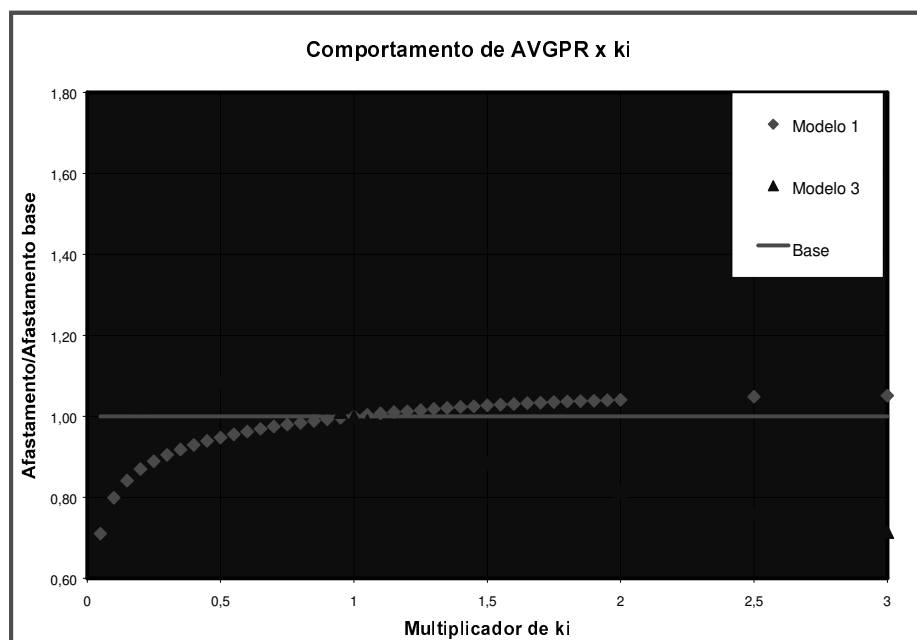


Figura 4.34: Pressão média versus permeabilidade na direção i , Modelos 1 e 3.

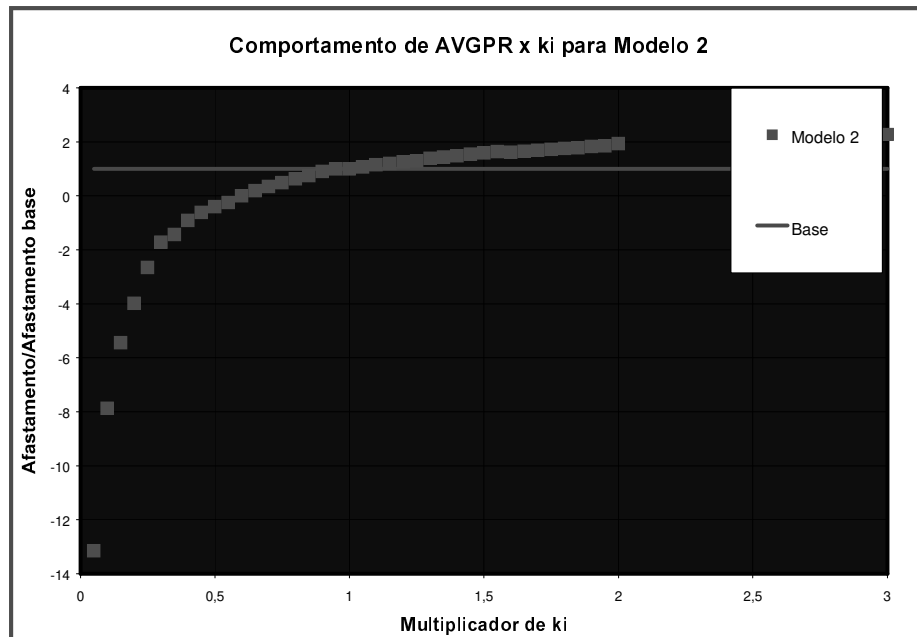


Figura 4.35: Pressão média versus permeabilidade na direção i para Modelo 2.

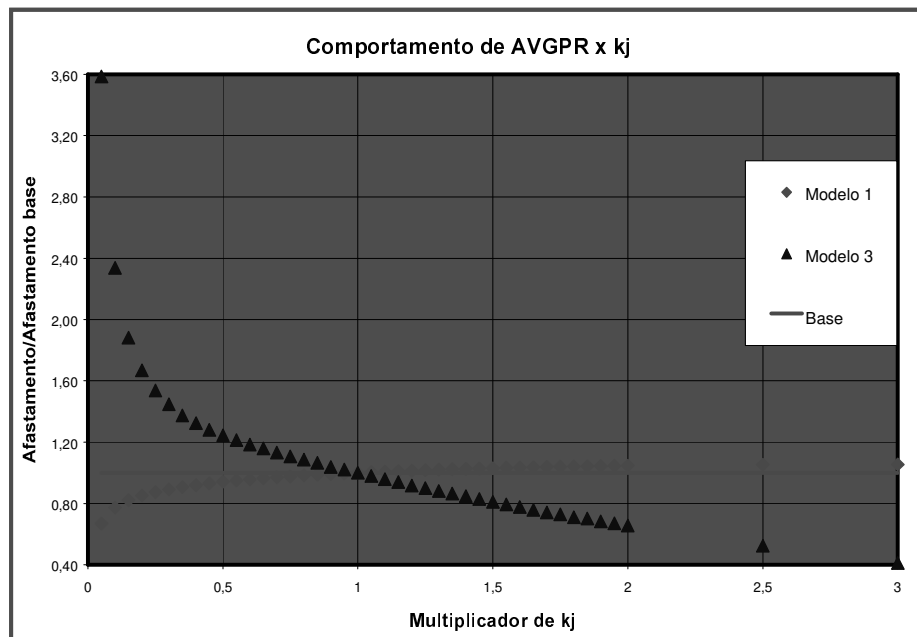


Figura 4.36: Pressão média versus permeabilidade na direção j , Modelos 1 e 3.

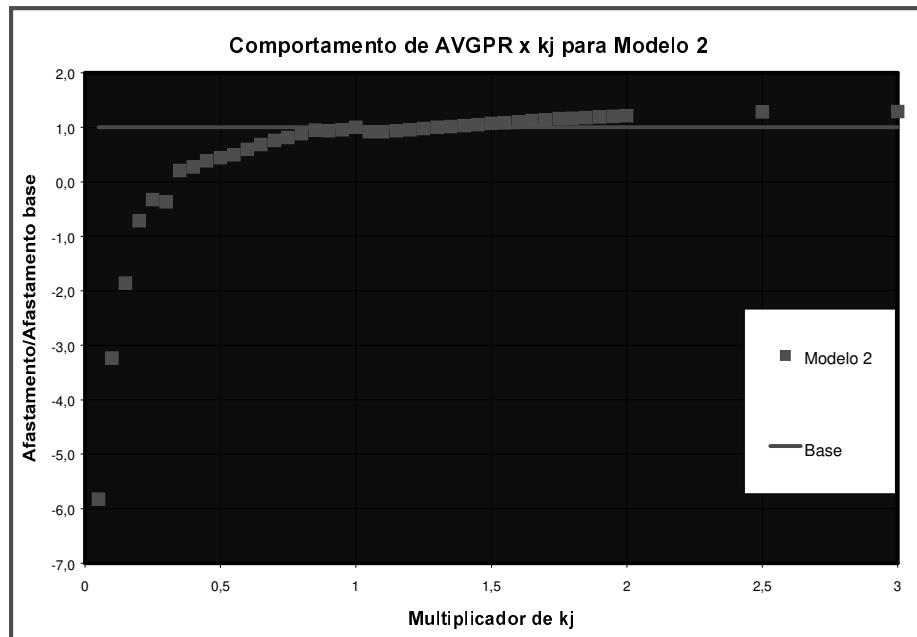


Figura 4.37: Pressão média versus permeabilidade na direção j para Modelo 2.

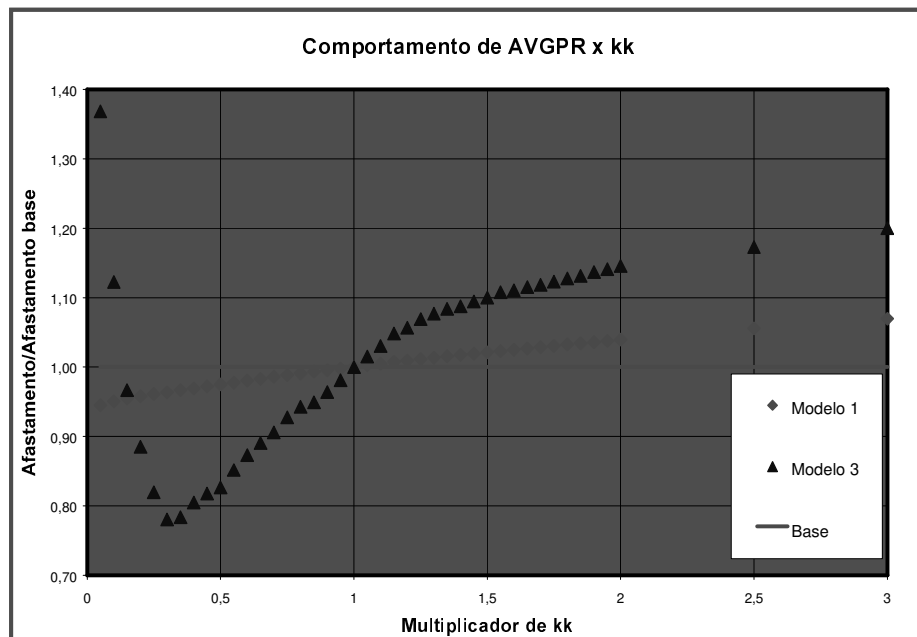


Figura 4.38: Pressão média versus permeabilidade na direção k , Modelos 1 e 3.

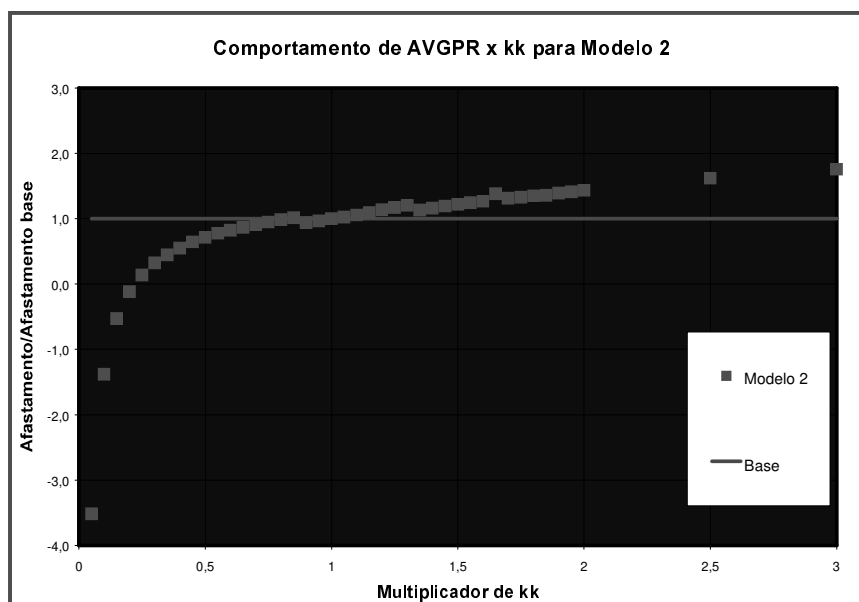


Figura 4.39: Pressão média versus permeabilidade na direção k para Modelo 2.

Para o Modelo 2, o qual possuía a definição de *net-to-gross*, que é um multiplicador para porosidade e permeabilidades nas direções i e j utilizado pelo simulador, verifica-se o comportamento das funções-objetivo frente a este parâmetro. Pode-se ver o resultado nas Figuras 4.40 e 4.41.

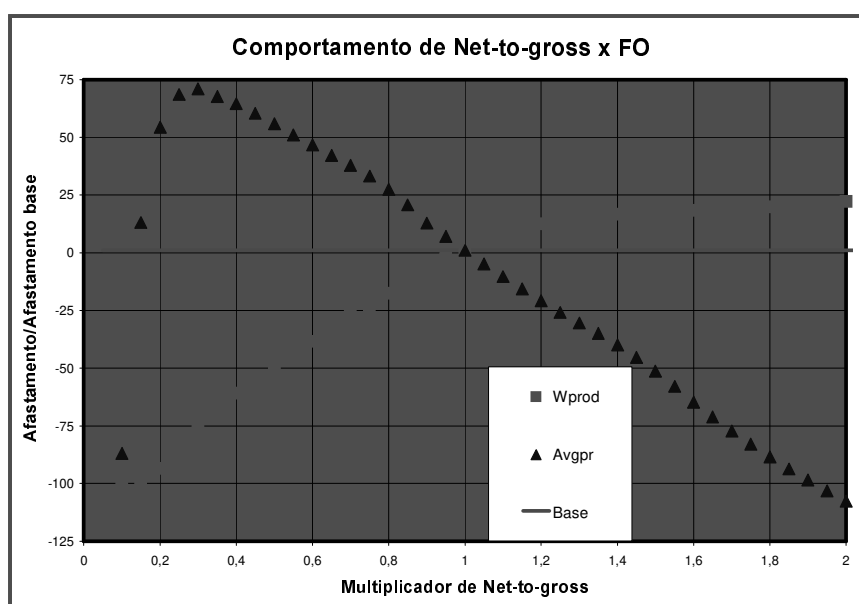


Figura 4.40: Pressão média e produção de água versus *net-to-gross*, para Modelo 2.

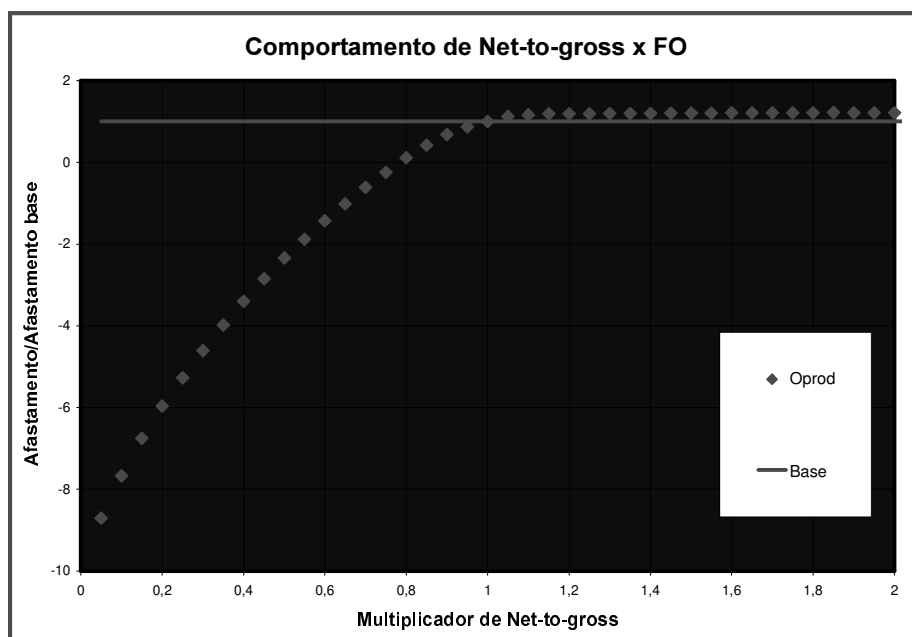


Figura 4.41: Produção de óleo versus net-to-gross, para Modelo 2.

Em função de todos os gráficos apresentados é possível verificar que, salvo algumas exceções, o comportamento das funções-objetivo é bem regular frente às variações sofridas pelos parâmetros. Este comportamento regular das funções-objetivo dá uma confiabilidade maior à ferramenta ASAHP, já que não são esperadas grandes variações nos resultados obtidos. Para esses casos as informações de sensibilidade e sentido de variação do ASAHP podem ser utilizadas com maior confiabilidade visto que não há mudanças bruscas nas funções analisadas. Na Tabela 4.1 apresenta-se um resumo dos resultados obtidos, quanto ao comportamento das funções-objetivo.

Tabela 4.1: Resultados para a análise de sensibilidade das FO em função das variações nos parâmetros.

Comportamento	Quantidade	Parâmetro	Figura
Irregular	01	WPROD x Cr (Modelo 1)	4.1
Válido para limites pequenos	02	WPROD x Porosidade (Modelo 1)	4.9
		OPROD x $K_{r_{ow}}$ (Modelo 3)	4.29
Mesmo sentido	03	WPROD x $K_{r_{ow}}$ (Modelo 1)	4.13
		WPROD x $K_{r_{ow}}$ (Modelo 3)	4.15
		OPROD x k_k (Modelo 1)	4.23
Regular	54	Restantes	Restantes

Um dos casos irregulares é o comportamento da produção de água *versus* porosidade para o Modelo 1 (Figura 4.9). Apesar disto observa-se que, para um intervalo de 0,4 a 1,2 do valor base o comportamento é regular. Para a porosidade este é um intervalo aceitável de variação já que a sua incerteza é relativamente pequena. É necessário estar sempre atento à questão da possibilidade física dos valores obtidos. Outro parâmetro que apresenta alguma irregularidade no comportamento é a permeabilidade na direção k em relação à produção de óleo, principalmente por alterar as relações entre as camadas (Figura 4.23).

Mesmo quando existe irregularidade no comportamento da função-objetivo observa-se uma tendência na curva (ver Figuras 4.1 e 4.2), mostrando que as variações são localizadas. O fato de serem localizadas mais uma vez confirma que após um ajuste global do modelo devemos passar para ajustes localizados, como será discutido na sequência desse capítulo.

4.2 Ajuste de histórico

Para a etapa de ajuste automatizado, foi utilizado o módulo MOT com algumas modificações implementadas ao longo deste trabalho. Algumas dessas alterações foram feitas para continuar a busca de soluções mesmo após encontrar um mínimo local. Isso elevou muito o número de simulações mas o objetivo era fazer uma busca completa para verificar o comportamento da FO. Em processos práticos, o número de simulações será bem menor limitando o número de processos e parando em mínimos locais. Além disso, pode-se finalizar a busca através de uma tolerância escolhida ou após um número predeterminado de simulações. Isto será melhor discutido no próximo capítulo.

Os ajustes realizados foram feitos para a produção do água do campo. A produção de óleo é dado de entrada para os arquivos de simulação, foi realizada a inicialização do modelo para eliminar qualquer inconsistência. Não se trabalhou com ajustes de pressão, para evitar um número muito grande de informações mas acredita-se que todo o procedimento aqui apresentado é válido para qualquer tipo de função-objetivo.

Ao passarmos a trabalhar com o MOT, inicialmente foram analisados os resultados para os três modelos de reservatório utilizados no estudo. Após a primeira etapa o trabalho foi restrito ao Modelo 3. Com a apresentação dos resultados mostra-se o motivo desta escolha. As primeiras análises de otimização, para todos os modelos, foram feitas utilizando-se as seguintes propriedades: porosidade, permeabilidades absolutas nas direções i , j e k , compressibilidade da rocha e permeabilidade absoluta em uma determinada camada.

A forma de apresentação das curvas leva ao surgimento de patamares. Isto ocorre devido ao fato de ter-se colocado no gráfico sempre o valor mínimo atual, com exceção do primeiro ponto que é o valor do caso base, para facilidade de visualização. Com isto fica claro o instante onde se atinge o mínimo da função-objetivo analisada, a partir deste ponto não haveria mais necessidade de continuar-se o processo de otimização. O ponto inicial da curva é a simulação do caso base considerado.

Ao longo dos próximos exemplos, pode-se observar alguns procedimentos não recomendados para o processo de ajuste mas isso foi feito para efeito da pesquisa na busca de um procedimento correto e para testar algumas hipóteses. O mais claro exemplo não recomendado é a utilização do MOT sem a prévia análise do ASHP, onde pode-se observar que alguns parâmetros incluídos na análise prejudicam o desempenho do processo.

4.2.1 Modelo 1

O Modelo 1 foi analisado quanto à otimização em função dos seguintes parâmetros: compressibilidade da rocha, permeabilidades absolutas (nas direções i , j e k) para o campo como um todo, porosidade para o campo e permeabilidade na direção i para a primeira camada. Os parâmetros foram escolhidos sem auxílio do ASHP nessa primeira fase até para verificar o efeito da inclusão de propriedades não importantes ao ajuste no processo.

Foram lançados dez processos de otimização para verificar a convergência dos mesmos a um mínimo ou a mínimos locais. O número de intervalos de discretização utilizado foi de dez para cada propriedade. Os resultados obtidos estão apresentados na Figura 4.42, onde se vê que os patamares são semelhantes para todos os processos. Num caso prático seria possível iniciar com dez processos e continuar, por exemplo, apenas com os três melhores (por exemplo) para reduzir o número de simulações. Na Tabela 4.2 apresenta-se os resultados finais para os multiplicadores onde pode-se ver que, apesar das variações, estão todos próximos. Os intervalos utilizados para multiplicadores dos parâmetros estão apresentados na Tabela 4.4.

Pode-se observar valores maiores que o valor da função-objetivo para o caso base, o que é decorrência do processo aleatório de escolha da estimativa inicial dos parâmetros utilizada pelo MOT (nesta versão). Com a versão nova é possível definir o valor inicial dos parâmetros eliminando estas simulações. A eliminação destas simulações é recomendável para processos que demandam um grande esforço computacional. Para casos de simulações rápidas, esses casos podem ser testados para verificar caminhos alternativos na busca com possibilidade de encontrar outros mínimos.

Nas otimizações mostradas na Figura 4.42 foram realizadas 916 simulações no total de 10 processos independentes. Esse número, na prática, pode ser bastante reduzido trabalhando-se com menos de 10 processos, eliminando os piores e interrompendo cada processo após um número de simulações sem avanço significativo nos resultados. Isso não foi feito pois o objetivo era avaliar todos os processos até o fim.

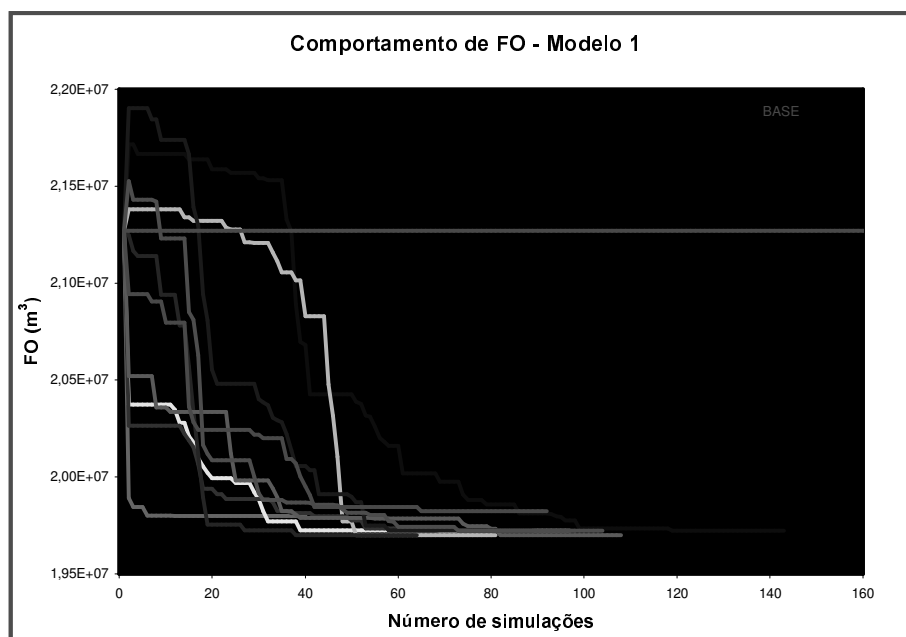


Figura 4.42: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 1, quanto ao número de simulações.

Tabela 4.2: Valores finais dos multiplicadores para cada rodada do MOT para Modelo 1.

Processos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
cpor	0,92	0,92	0,92	0,92	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
permi	1,08	1,02	1,06	0,92	1,04	1,04	0,92	1,04	1,04	1,10
permj	0,90	0,90	0,90	1,08	1,04	1,08	0,90	0,90	0,90	1,04
permk	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	1,00	1,00	0,90
por	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Perm l reg*	1,08	1,08	1,08	0,96	1,10	1,08	1,08	1,08	1,08	1,10

reg* - a região utilizada foi a camada 1.

Foi efetuado um novo processo de otimização com uma alteração. Foi retirada do conjunto de parâmetros a permeabilidade absoluta para a camada 1, a qual poderia ter sido escolhida

devido a um número grande de poços localizados nesta camada, mas que não tinha uma efetiva influência na produção de água. Além disso não se deve utilizar uma propriedade para uma região que já sendo considerada no seu todo pois a mesma propriedade é alterada duas vezes. O resultado é visto na Figura 4.43. Pode-se observar o mesmo comportamento típico da Figura 4.42.

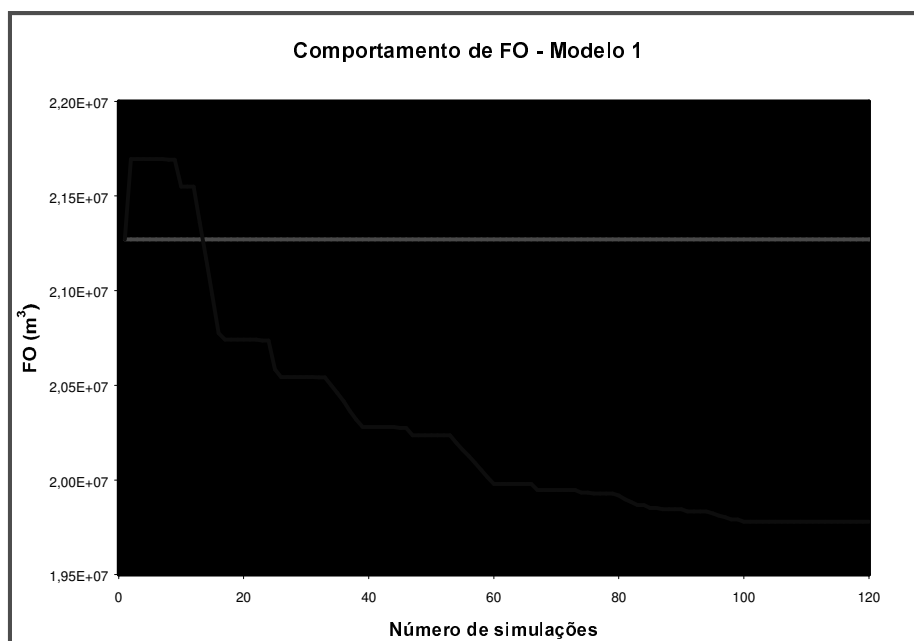


Figura 4.43: Comportamento de FO WPROD para o Modelo 1.

Após estas primeiras utilizações do processo de otimização utilizamos o ASHP para escolher os parâmetros a serem utilizados em uma nova rodada. O resultado do ASHP para o Modelo 1 pode ser visto na Figura 4.44.

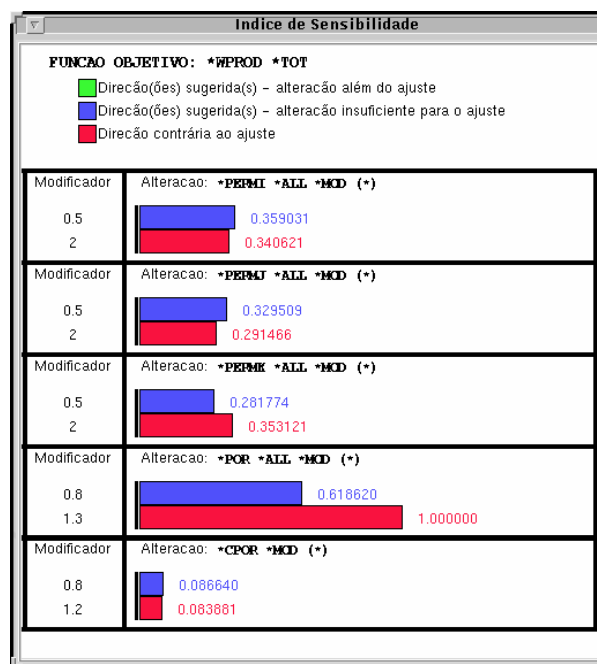


Figura 4.44: Resultado da análise de sensibilidade para o Modelo 1.

Em função deste resultado do ASAHP foi retirada a compressibilidade da rocha do conjunto de parâmetros a serem utilizados no MOT, por ter uma influência menor frente aos outros parâmetros. Outro fato observado é que o intervalo dos limites dos parâmetros (Tabela 4.3) era muito pequeno e isso foi alterado. Pode-se observar isso pelas cores das barras da Figura 4.44. Na Tabela 4.3 temos os valores dos multiplicadores obtidos após o processo de otimização. Pode-se ver o resultado na Figura 4.45.

Nesta etapa foi utilizada a versão atualizada do MOT, com a qual pode-se lançar vários processos em seguida em uma mesma rodada e é realizado o teste de ampliação (onde após a obtenção do mínimo, o processo continua buscando regiões de interesse e outros mínimos locais). Por este processo foram realizadas 234 simulações para um total de cinco processos lançados. Pode-se observar que pouco mais de 50 simulações seriam suficientes para atingir o mínimo. Observa-se também que o mínimo é bem menor do que o das Figuras 4.42 e 4.43.

Tabela 4.3: Valores finais dos multiplicadores obtidos pelo MOT para Modelo 1, após alterações.

permi	0,20
permj	0,20
permk	0,20
por	1,00

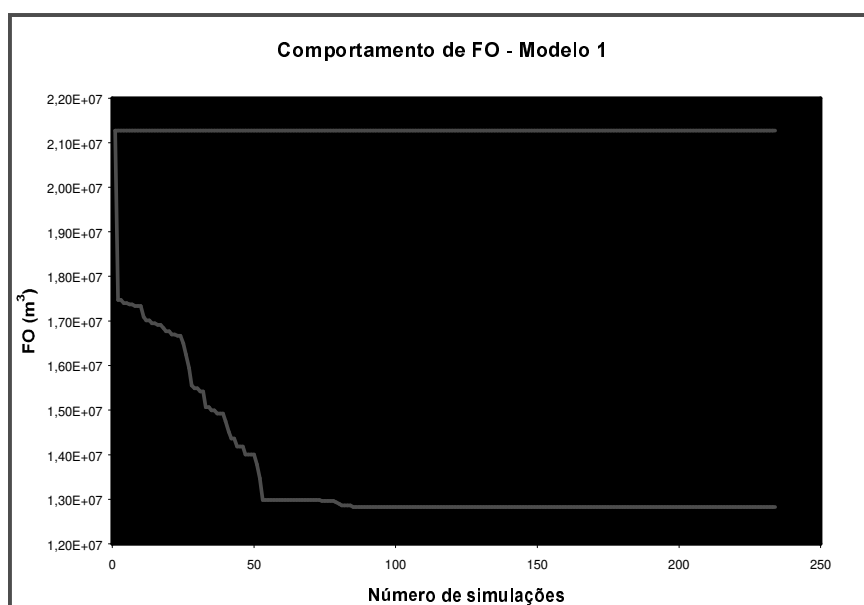


Figura 4.45: Comportamento da FO WPROD para Modelo 1, com versão nova do MOT e parâmetros sensíveis.

Apesar de ter-se lançado cinco processos foi atingido um mínimo único e não vários próximos conforme o que ocorreu no caso da Figura 4.42. Isto é devido ao teste de ampliação que continua a pesquisa em processos seguidos e não para em um mínimo local. O mínimo atingido é menor pois, devido aos resultados obtidos no ASAHP, utilizou-se um intervalo de variação para os parâmetros diferente do primeiro caso. Na Tabela 4.4 apresenta-se os intervalos utilizados em cada um dos casos. A utilização do intervalo $[0,2;1,0]$ se justifica pela Figura 4.44. Como os limites adotados para análise pelo ASAHP não causaram a variação necessária para o ajuste, procedeu-se a uma extensão do mesmo e execução do processo de otimização. Os limites para porosidade é que deveriam ser mantidos em uma faixa mais estreita devido a pouca incerteza associada a sua definição.

Tabela 4.4: Intervalos dos multiplicadores utilizados no MOT para Modelo 1.

Parâmetro	Versão inicial		Versão final	
	Lim. inferior	Lim. superior	Lim. inferior	Lim. superior
Permeabilidade i	0,9	1,1	0,2	1
Permeabilidade j	0,9	1,1	0,2	1
Permeabilidade k	0,9	1,1	0,2	1
Porosidade	0,9	1,1	0,2	1
Compressibilidade da rocha	0,9	1,1	Não usada	
Perm. I na região (camada 1)	0,9	1,1	Não usada	

Como este modelo já estava muito distante do (conforme Figura 4.46) os resultados obtidos não foram satisfatórios, ou seja, a redução não foi suficiente para aproximar a função-objetivo produção de água (WPROD) do histórico de produção. Isto é visto na Figura 4.46. Este resultado nos leva a concluir que o ajuste com este modelo deveria seguir algumas alternativas diferentes: (1) utilizar outros parâmetros, (2) ajustar poço a poço ou (3) verificar a necessidade de uma nova definição geológico do modelo de campo. Como o objetivo do trabalho é a determinação de uma metodologia não foi realizada a continuação do estudo do Modelo 1 pois decidiu-se estudar melhor o Modelo 3, conforme será visto a seguir.

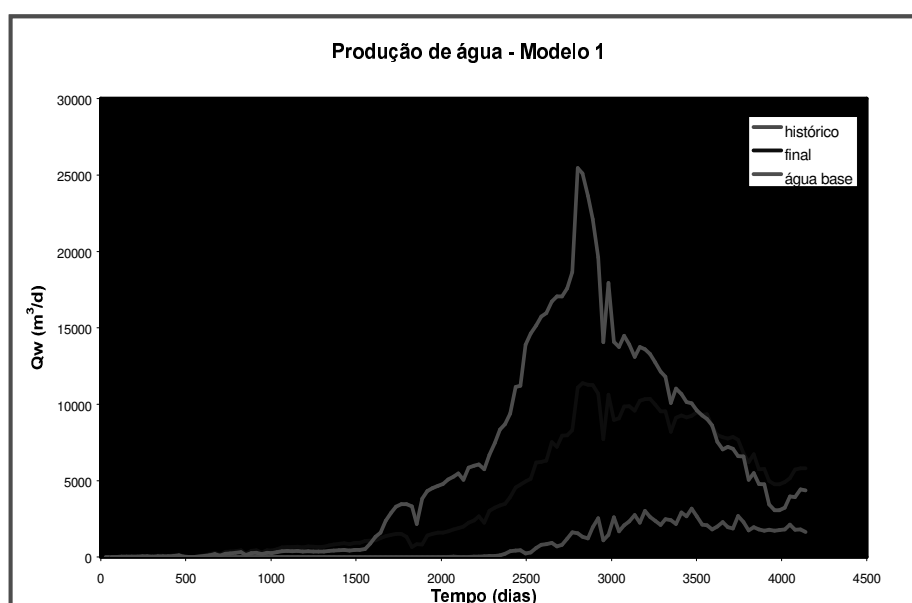


Figura 4.46: Comportamento da produção de água para Modelo 1 após processos de otimização.

4.2.2 Modelo 2

Para testar um caso bem diferente do Modelo 1, que estava muito distante de ajuste, utilizou-se o Modelo 2, baseado no trabalho de Leitão (1997), que já estava mais ajustado que o Modelo 1, conforme já foi visto através do comportamento do histórico *versus* o Modelo. Da mesma forma que para o Modelo 1 foram utilizados os seguintes parâmetros: compressibilidade da rocha, permeabilidades absolutas (nas direções *i*, *j* e *k*) para o campo como um todo, porosidade para o campo e permeabilidade na direção *i* para a primeira camada. Foram lançados dez processos de otimização para verificar a convergência dos mesmos a um mínimo ou a mínimos locais. O número de intervalos de discretização utilizado foi de dez para cada propriedade. Os resultados obtidos estão apresentados na Figura 4.47.

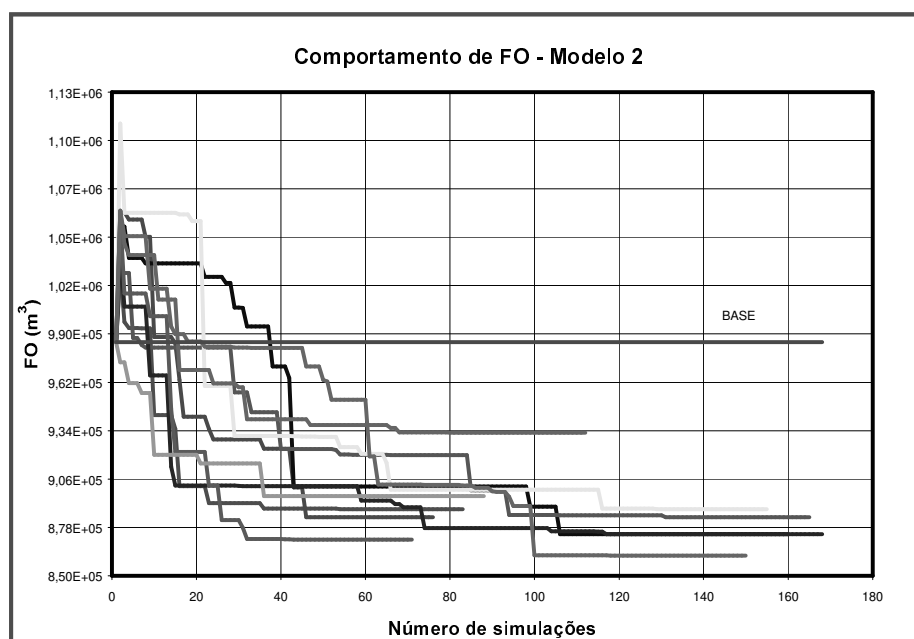


Figura 4.47: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 2, quanto ao número de simulações.

As primeiras diferenças visíveis entre os dois modelos são o nível de ajuste (bem melhor para Modelo 2) e a convergência do Modelo 2 para diferentes patamares. Pode-se justificar este fato, já que o mesmo não aconteceu para o Modelo 1, pela maior proximidade do ajuste. Começaria a ocorrer influências localizadas de poços ou de mínimos locais.

Na Tabela 4.5 são apresentados os limites utilizados para os multiplicadores dos parâmetros. Pode-se ver, na Tabela 4.6, através dos conjuntos de propriedades obtidos no final do processo de otimização que existe uma certa variabilidade nas respostas. Isto mostra um pouco da dificuldade existente no processo de ajuste, onde existem múltiplas respostas e pequenas variações podem levar a mínimos diferentes. Esta característica é típica de ajuste de histórico e se ocorrer, deve-se analisar o impacto disto na previsão de produção. A princípio, entretanto, pode-se escolher a solução com menor FO para a sequência do processo de ajuste para esses casos.

Tabela 4.5: Intervalos dos multiplicadores utilizados no MOT para Modelo 2.

Parâmetro	Versão inicial		Versão final	
	Lim. inferior	Lim. superior	Lim. inferior	Lim. superior
Permeabilidade i	0,9	1,1	Não usada	
Permeabilidade j	0,9	1,1	Não usada	
Permeabilidade k	0,9	1,1	Não usada	
Porosidade	0,9	1,1	0,9	1,1
Compressibilidade da rocha	0,9	1,1	Não usada	
Perm. I na região (camada 1)	0,9	1,1	Não usada	
Net-pay	Não usada		0,7	1,2

Tabela 4.6: Valores dos multiplicadores para cada rodada do MOT para Modelo 2 (versão inicial).

Processos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
cpor	1,10	1,10	1,06	1,10	1,10	1,06	1,02	1,02	0,96	0,94
permi	1,08	0,94	1,00	0,92	0,90	0,96	0,90	0,96	0,92	0,98
permj	1,08	1,04	1,08	1,10	1,08	1,08	1,10	1,10	0,98	1,04
permk	0,96	0,92	1,00	1,10	0,96	1,00	1,04	1,10	1,04	1,02
por	1,00	1,00	1,02	1,00	1,00	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06
Perm I reg*	1,06	1,06	1,10	0,92	1,06	1,10	1,06	1,00	0,92	0,92

reg* - a região utilizada foi a camada 1.

A fim de verificar-se o comportamento da curva de produção de água para os valores extremos de mínimo encontrados no processo de otimização é apresentada a Figura 4.48. Pode-se ver que, apesar dos valores serem diferentes para os parâmetros, as curvas de produção obtidas

para cada conjunto são semelhantes. A pequena variação em relação ao arquivo base é devida aos intervalos utilizados para os multiplicadores dos parâmetros, conforme pode-se ver na Tabela 4.5. Ocorre uma diferença maior no período final de histórico para a situação de FO máximo obtido após a otimização.

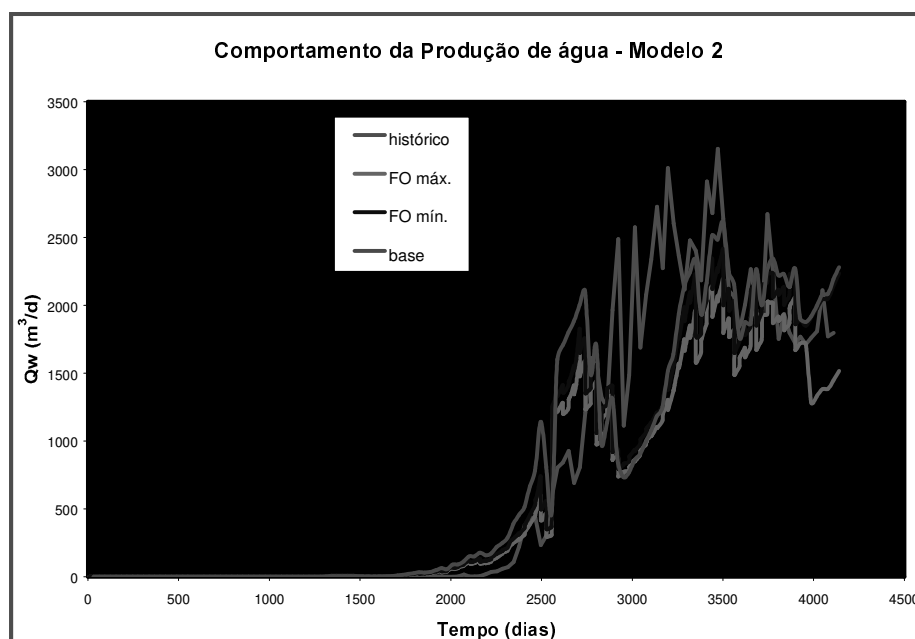


Figura 4.48: Comportamento da produção de água nos extremos de FO para Modelo 2.

Com a utilização do ASAHP, a Figura 4.49 mostra o resultado obtido para a sensibilidade do Modelo 2. Isso foi executado neste momento para trabalhar com os parâmetros apropriados para o modelo e verificar a diferença em relação à primeira tentativa de otimização. A partir deste resultado foram efetuados dois novos processos de otimização, utilizando a versão atualizada do MOT. As propriedades utilizadas foram *Net-pay* e porosidade para o campo como um todo. Foram realizadas duas rodadas de otimização com cinco e dez processos aleatórios, respectivamente. O total de simulações realizadas foi de 136 (50 para cinco processos e 86 para dez) contra 1228 realizadas no primeiro momento. A Figura 4.50 apresenta os resultados obtidos para a função-objetivo. Na Figura 4.51 tem-se o comportamento da produção de água para cada um dos resultados obtidos.

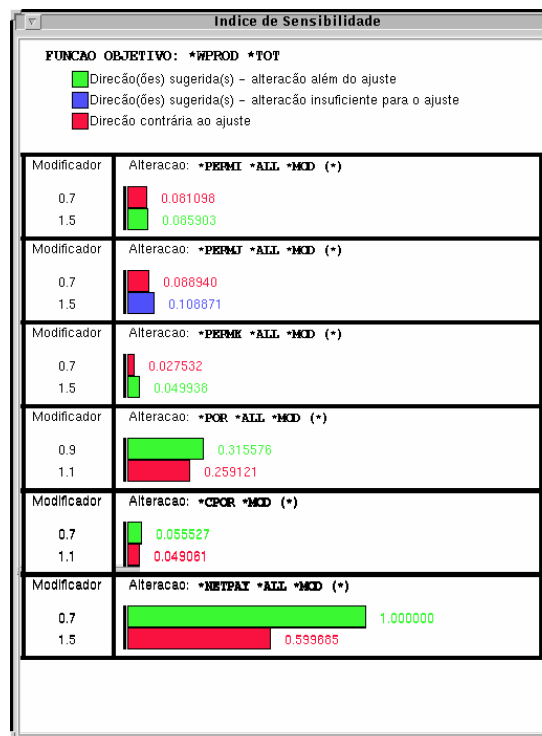


Figura 4.49: Análise de Sensibilidade para o Modelo 2.

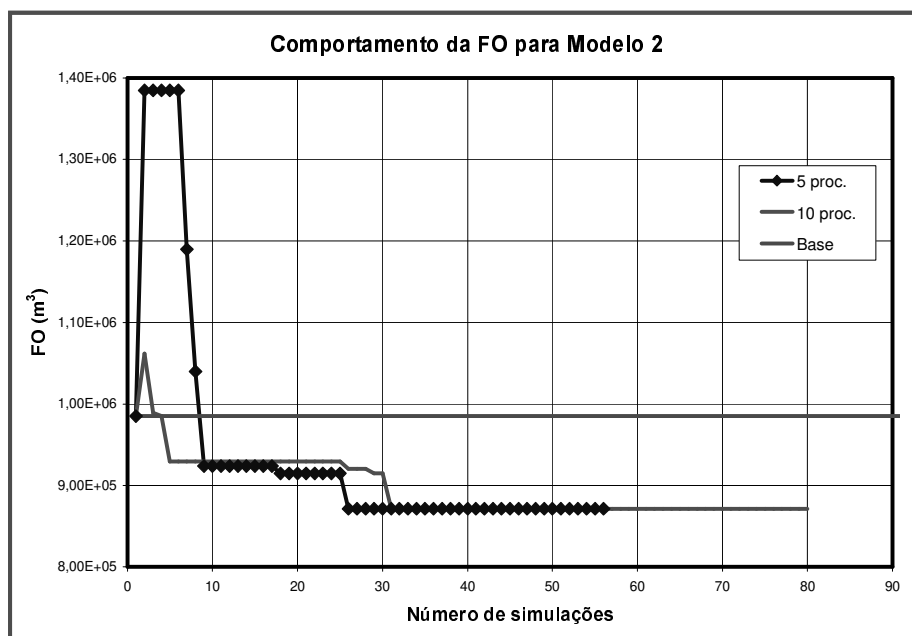


Figura 4.50: Comportamento da FO WPROD para Modelo 2, com novo MOT e parâmetros sensíveis.

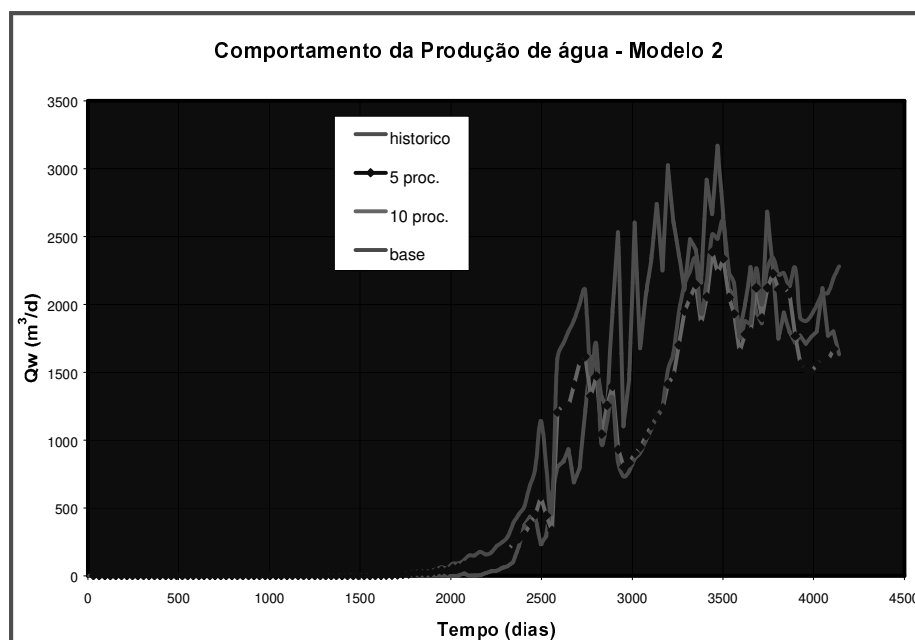


Figura 4.51: Comportamento da produção de água para Modelo 2, após otimização.

Pode-se observar que a alteração das propriedades não está causando efeitos significativos no ajuste. Nesse ponto, deve-se rever a estratégia de ajuste sendo que o mais recomendável seria alterar as propriedades ou partir para o ajuste poço a poço. Isso não foi feito pois decidiu-se trabalhar mais com o Modelo 3 como será visto a seguir.

4.2.3 Modelo 3

Para continuar as análises necessárias à elaboração de um procedimento de ajuste de histórico utilizamos o Modelo 3, que inicialmente está com a vazão de óleo bem ajustada e a vazão de água não muito distante da vazão real observada. O primeiro conjunto de parâmetros utilizado para a otimização foi o mesmo dos modelos anteriores. Foram lançados nove processos diferentes para verificar o comportamento quanto aos mínimos. Na Figura 4.52 temos o resultado deste primeiro teste de otimização onde foram realizadas 817 simulações.

Na Tabela 4.7 pode-se verificar os valores finais do ajuste. Pode-se observar que os mínimos são atingidos entre 20 e 60 simulações. Como nos casos anteriores, existem inversões nas curvas, ou seja, estimativas iniciais piores podem levar a mínimos menores mas, em média, os melhores pontos iniciais tendem ao mínimo mais rapidamente. Por isso, se for possível lançar vários processos, isso pode aumentar as chances de atingir o mínimo global mas 3 ou 4 processos são, em geral, suficientes para caminhar para regiões com os melhores ajustes possíveis. Pode-se ver também que em alguns casos, os patamares ocorrem durante várias simulações até o método encontrar um caminho que reduz a FO. Por isso, se um único processo for iniciado, temos casos em que o término do processo por número total de simulações ou número de simulações sem redução pode não levar a uma boa solução.

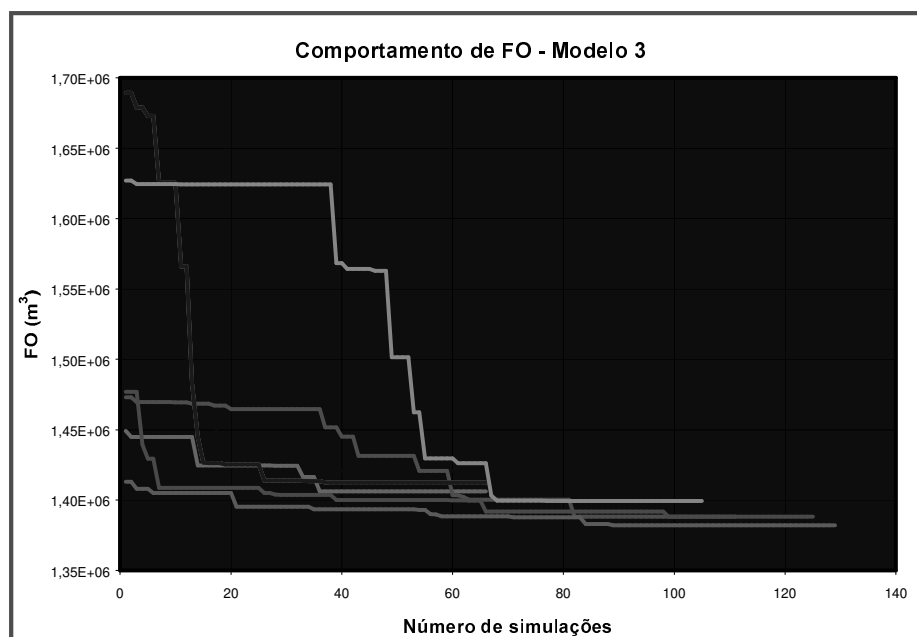


Figura 4.52: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, quanto ao número de simulações.

Tabela 4.7: Valores finais dos multiplicadores para cada rodada do MOT para Modelo 3.

Processos	1	2	3	4	5	6	7	8	9
cpor	0,96	0,90	0,90	0,98	0,90	0,92	0,90	0,98	0,92
permi	1,02	1,10	0,94	1,10	0,94	0,92	0,94	0,92	1,04
permj	1,06	0,92	0,90	1,10	0,90	1,02	0,90	0,90	0,92
permk	1,06	1,00	0,90	0,98	0,90	0,92	0,90	1,04	1,04
por	0,98	0,94	0,94	0,98	0,94	0,96	0,94	0,92	0,92
permi reg*	1,08	0,90	0,98	0,98	0,98	0,92	0,98	0,90	0,90

reg* - a região utilizada foi a camada 1.

Dos modelos inicialmente propostos, o Modelo 3 foi o escolhido para servir de base para a determinação dos procedimentos de ajuste e, por isso, foram realizadas algumas análises que ainda não haviam sido feitas nos casos anteriores. Inicialmente, foi substituído o parâmetro de análise permeabilidade por região na direção i . Passou-se a utilizar o parâmetro α para o modelo de Wyllie, correspondente à inclinação da curva de permeabilidade relativa (kr_w). Este é o modelo utilizado no programa UNIPAR para definir curvas de permeabilidades relativas à água e óleo-água. Está baseado nas equações a seguir:

$$kr_w = (Sw^*)^\alpha \quad 4.1$$

$$kr_{ow} = (1 - Sw^*)^2 \left[1 - (Sw^*)^\alpha \right] \quad 4.2$$

$$Sw^* = \frac{Sw - Sw_i}{1 - Sw_i} \quad 4.3$$

Outra modificação foi a utilização do ASAHP onde obtivemos os resultados apresentados na Tabela 4.8 quanto à sensibilidade dos parâmetros. Com a utilização destes limites para os multiplicadores foram lançados dez processos aleatórios, resultando em 740 simulações.

Tabela 4.8: Resultados do ASAHP para o Modelo 3.

Propriedade	Atuação	Multiplicador	Sensibilidade
Porosidade	Campo	0,8/1,2	1,00/0,781
Permeabilidade j	Campo	1,2/2,0	0,781/0,663
Permeabilidade i	Campo	0,5/2,0	0,444/0,431
Permeabilidade k	Campo	0,5/2,0	0,328/0,334
Alfa de Wyllie	Campo	2,6/3,2 (valores)	0,244/0,160
Compressibilidade	Campo	0,8/1,2	0,037/0,031

O comportamento obtido é mostrado na Figura 4.53, onde pode-se ver que é obtido um valor de função-objetivo com redução de cerca de 30% em relação aqueles resultados obtidos sem a consideração da permeabilidade relativa e com limites reduzidos dos parâmetros. O processo, nesse caso, poderia parar entre 15 e 40 simulações.

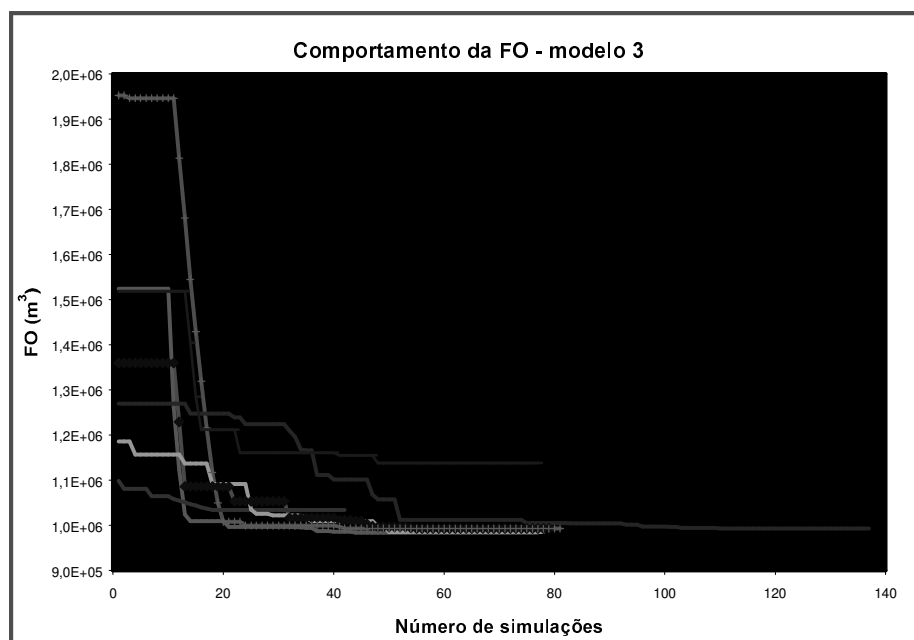


Figura 4.53: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, variando a permeabilidade relativa.

Para dar continuidade ao processo de ajuste de histórico, após cada um destes conjuntos de simulações realizadas pelo MOT criou-se um novo Modelo 3 base para efetuar novas rodadas. O próximo conjunto de rodadas levou em consideração os seguintes parâmetros: porosidade para todo o modelo, permeabilidades absolutas nas direções i, j e k , compressibilidade da rocha e α de Wyllie para kr_w . Foram utilizados intervalos mais amplos para os multiplicadores, baseados nos resultados obtidos com o ASHP, apresentados na Tabela 4.9. Foram utilizados 10 intervalos de discretização. Os multiplicadores foram aplicados ao novo Modelo base criado. Na Figura 4.54 apresenta-se o resultado obtido quanto ao comportamento da FO. O número de simulações para atingir um bom valor variou entre 10 e 50. Na Figura 4.55 tem-se a situação quanto à produção de água em função da otimização realizada. Pode-se ver que o ajuste de água do campo obtido até este ponto pode ser considerado satisfatório. A partir desse ponto o procedimento deve mudar e o escolhido nesse caso foi partir para o ajuste dos poços.

Tabela 4.9: Parâmetros utilizados para análise do Modelo 3.

Propriedade	Atuação	Multiplicador	Intervalos
Porosidade	Campo	0,9/1,1	10
Permeabilidade j	Campo	0,8/2,0	10
Permeabilidade i	Campo	0,5/2,0	10
Permeabilidade k	Campo	0,7/1,3	10
Alfa de Wyllie	Campo	3,0/3,4 (valores)	10
Compressibilidade	Campo	0,8/1,2	10

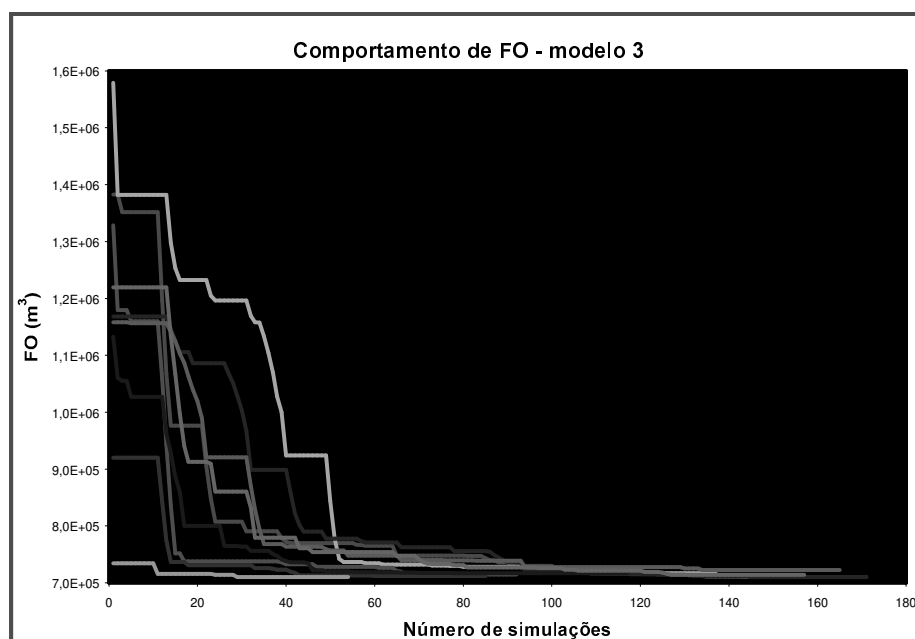


Figura 4.54: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, quanto ao número de simulações.

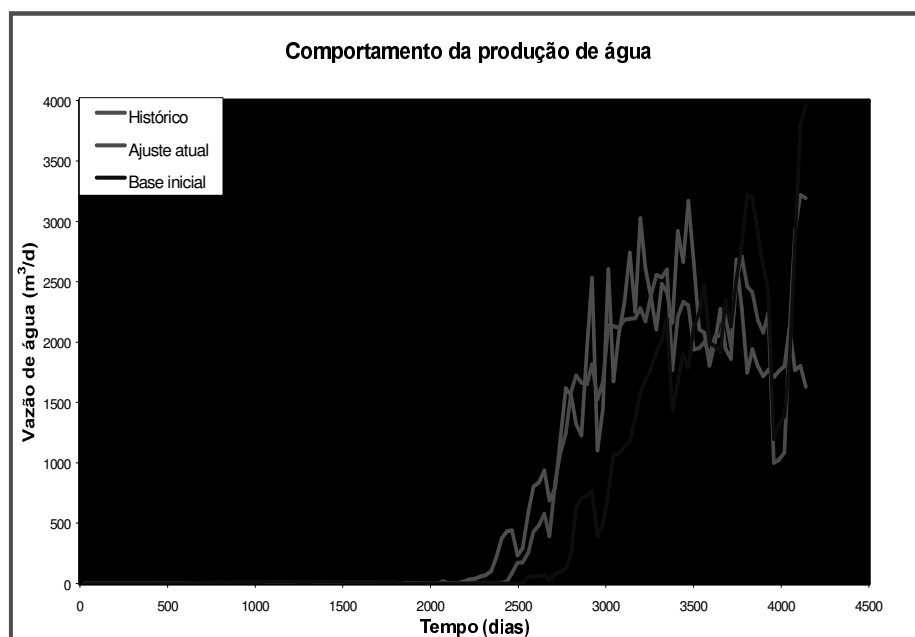


Figura 4.55: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, após os processos de otimização.

4.3 Ajuste de Histórico dos Poços

Neste ponto, conforme pode ser visto na Figura 4.55, tem-se um bom ajuste para o campo. Diferenças existem em alguns pontos, por isto passou-se a analisar o comportamento de funções-objetivo relacionadas a produção de água por poços. Somente a título de exemplo, foram tomados três poços para verificar o comportamento de ajuste, com o objetivo de definir o procedimento a ser utilizados. Os poços foram o PO-008, PO-030 e PO-037. Novamente, pode-se observar inconsistências nas análises feitas a seguir mas isso foi propositalmente incluído no texto para mostrar o efeito dos vários passos no processo de ajuste.

O procedimento adotado foi o de executar o ASAHP para cada um dos poços com referência ao arquivo base atual. As análises foram feitas em regiões específicas do campo, conforme a localização de cada poço. Este procedimento deve ser adotado para evitar alterações nos outros poços que não estão sendo analisados no momento. Mesmo assim, devido à própria característica do problema inverso, é possível que algumas alterações ocorram e isto deve ser analisado com cuidado. Em seguida, foi executado o MOT para os poços, na seguinte ordem: PO-008, PO-030 e P037. Após cada rodada do MOT foi gerado um novo arquivo base que era utilizado para analisar o novo poço. O número de parâmetros utilizados para cada análise variou em função dos resultados obtidos com o ASAHP.

Na Figura 4.56 são apresentados os índices de sensibilidade para o poço PO-008. Verifica-se que a permeabilidade na direção j é o parâmetro com maior sensibilidade para minimizar a função-objetivo WPROD para o poço. Com isto foi executado o MOT para verificar a otimização, o resultado pode ser visto na Figura 4.57. A propriedade utilizada foi a permeabilidade na direção j , na região [5:12 9:11 3:3], com 10 intervalos de discretização. É mostrada na Figura 4.58 a produção de água para o poço antes e depois do processo de otimização, e também um caso intermediário.

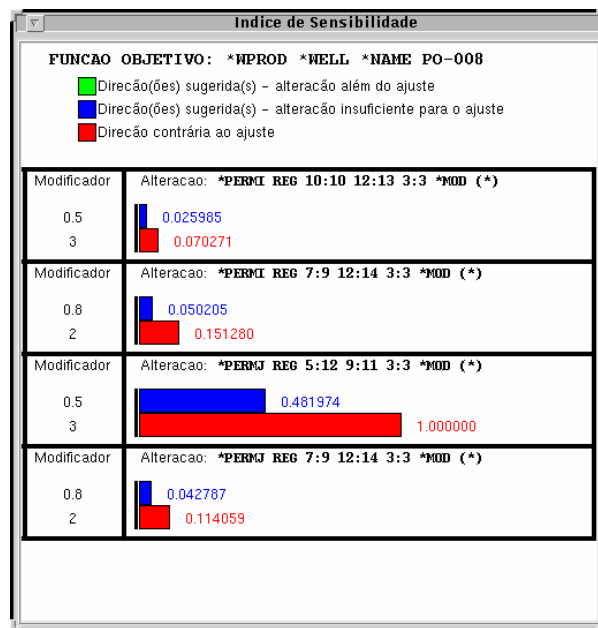


Figura 4.56: Índices de sensibilidade para o poço PO-008.

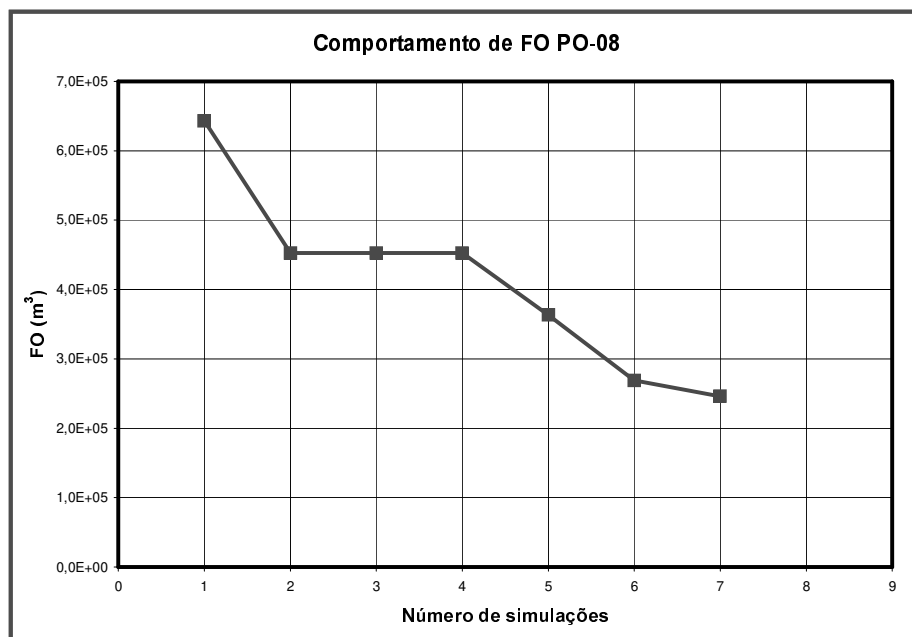


Figura 4.57: Comportamento da FO WPROD para o poço PO-008.

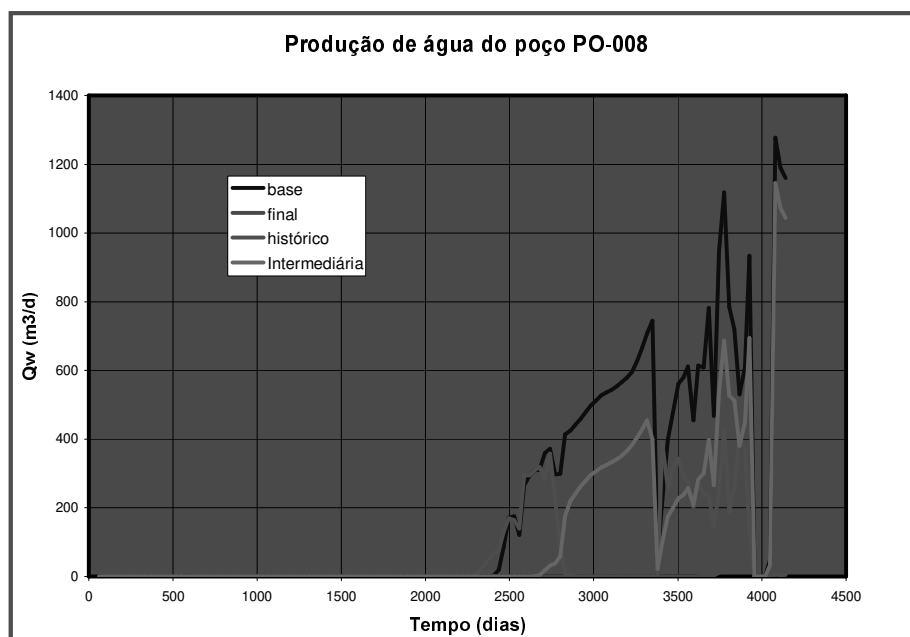


Figura 4.58: Comportamento da produção de água para o poço PO-008.

Verifica-se que o ajuste levou a produção de água do poço PO-008 para um valor bem diferente do histórico de produção. A situação base produzia água em excesso e, após a otimização, passou-se para uma produção muito baixa. Aqui pode-se ver a importância da análise dos resultados obtidos pela otimização. Como já foi mencionado anteriormente não é possível, ainda, lançar um processo de otimização e utilizar o resultado final sem uma análise. É sempre necessária a intervenção do engenheiro para verificar a coerência dos resultados obtidos. É provável que a solução seja obtida com alteração dos parâmetros de poço ou de geologia, o que não é o objetivo do trabalho.

Nesse caso, fica claro que a divisão da propriedade em 10 intervalos não foi suficiente para a precisão desejada no ajuste. A produção de água do poço foi levada ao lado oposto do histórico quando o melhor seria um valor intermediário. Isso provavelmente poderia ser atingido com a divisão em mais intervalos. Nesse caso, entretanto, mesmo com um valor intermediário para o parâmetro, conforme Figura 4.58, o ajuste não foi satisfatório, mostrando que uma só propriedade pode não ser suficiente nesse caso.

Outro exemplo apresentado é o do poço PO-030. Pela Figura 4.59 pode-se observar a forte influência da permeabilidade na direção j (PERMJ) na região especificada na figura, que foi então utilizada para melhorar o ajuste. Nas Figuras 4.60 e 4.61 pode-se verificar que algumas simulações levam a uma melhoria no ajuste de água do poço. Ainda não foi atingido o ajuste, significando que as alterações processadas não foram suficientes. O processo deveria continuar com a análise de outras propriedades.

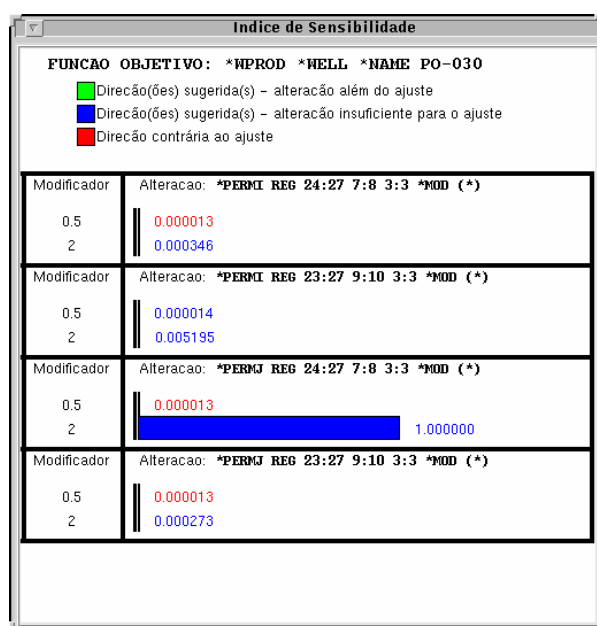


Figura 4.59: Índices de sensibilidade para o poço PO-030.

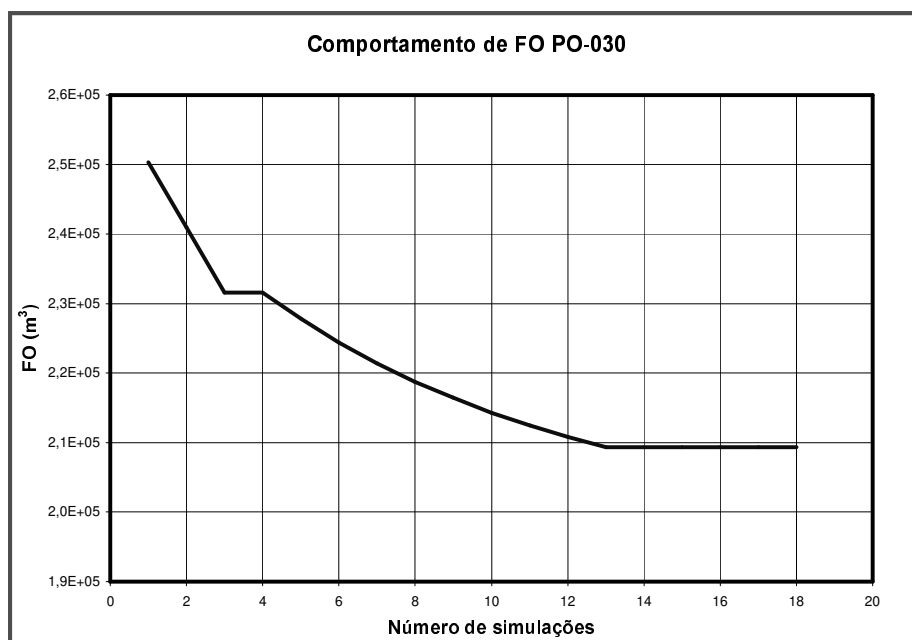


Figura 4.60: Comportamento da FO WPROD para o poço PO-030.

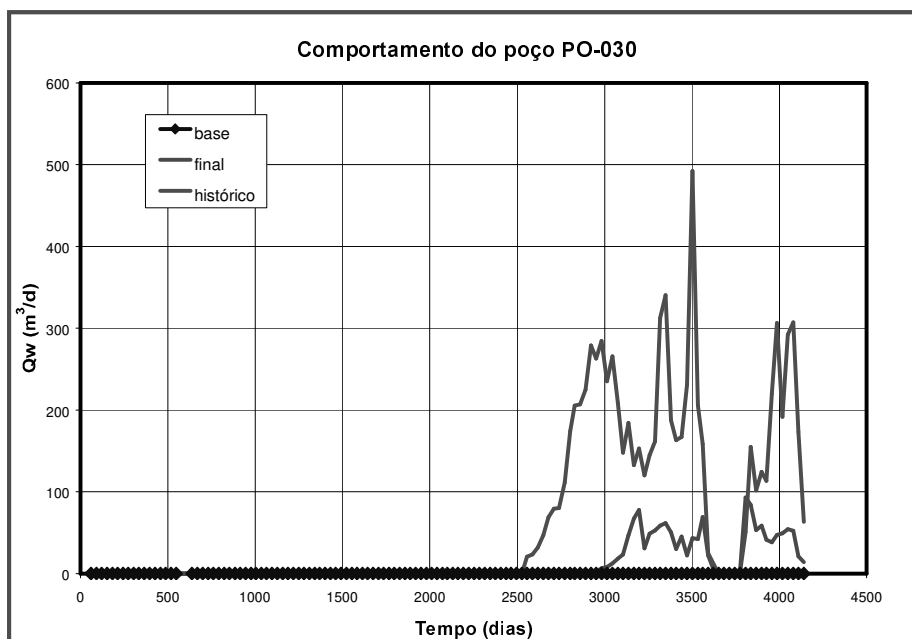


Figura 4.61: Comportamento da produção de água para o poço PO-030.

O próximo poço analisado foi o PO-037, nas Figuras 4.62, 4.63 e 4.64 são apresentados os mesmos dados fornecidos para o poço PO-030. Foram utilizadas as três propriedades mostradas na Figura 4.62 para executar o MOT, com 10 intervalos de discretização.

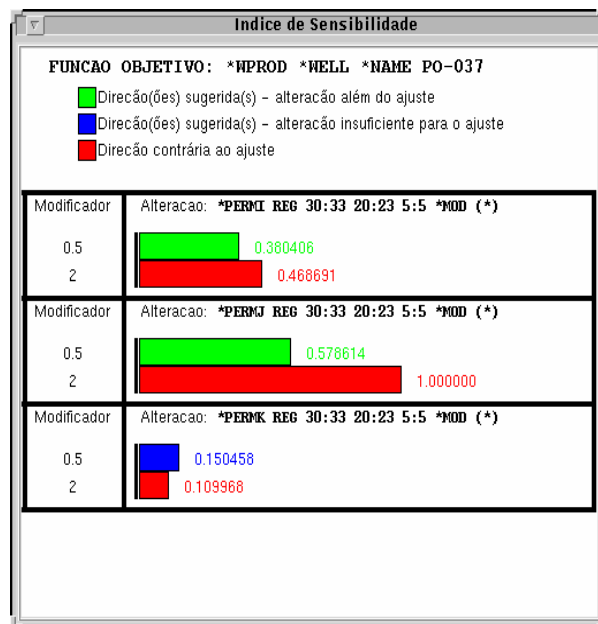


Figura 4.62: Índices de sensibilidade para o poço PO-037.

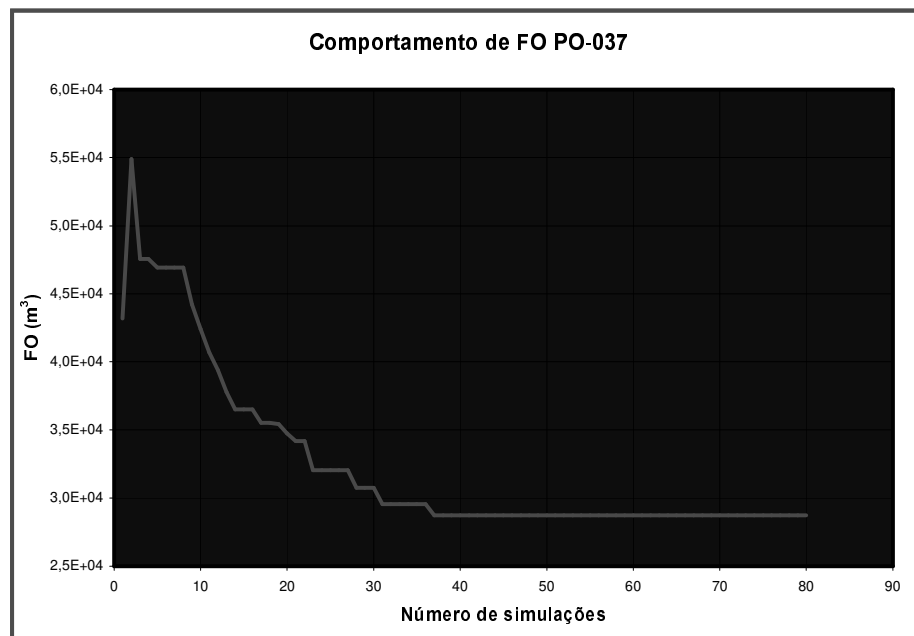


Figura 4.63: Comportamento da FO WPROD para o poço PO-037.

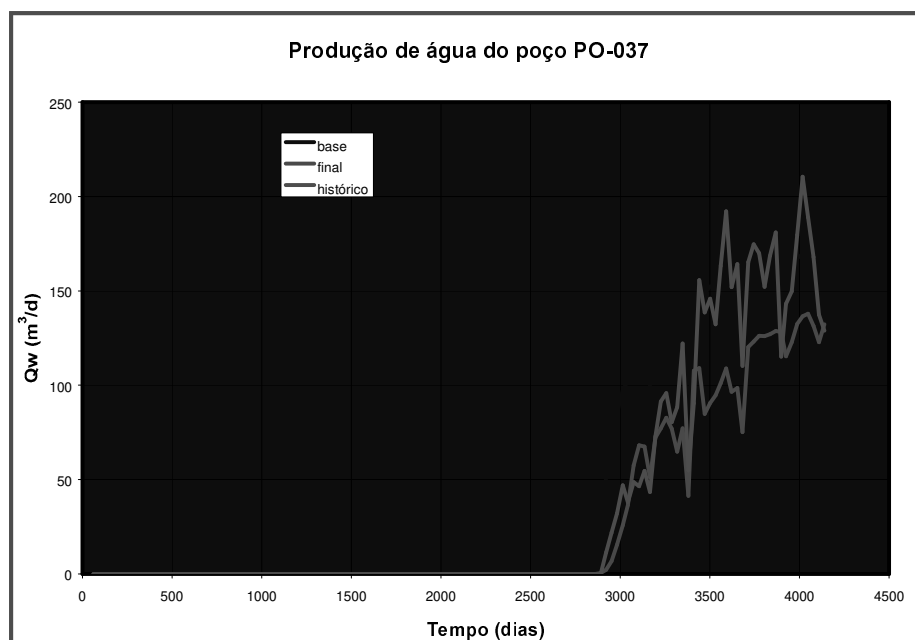


Figura 4.64: Comportamento da produção de água para o poço PO-037.

O processo deveria continuar com a análise de outras propriedades. Houve uma inversão no ajuste deste poço, anteriormente estava ajustado no final do período e após a otimização ajustou no início. Para a obtenção de um ajuste melhor seria necessário um refinamento do intervalos de análise para a obtenção de uma curva intermediária ou iniciar o processo com outras propriedades.

Em termos globais, o resultado que foi obtido para o campo é apresentado na Figura 4.65. É visível que, após o ajuste dos poços, ocorreu um desvio maior da produção de água. Isto ocorreu devido ao fato da minimização ter reduzido a função-objetivo para cada poço individualmente, mas resultando num ajuste pior para o campo. Nesse caso, pode-se aconselhar que o processo de ajuste dos poços sejam alternados com a análise da influência da modificação no ajuste do campo, ou seja, que para cada análise de poço com vazão significativa seja feita também uma nova análise do campo.

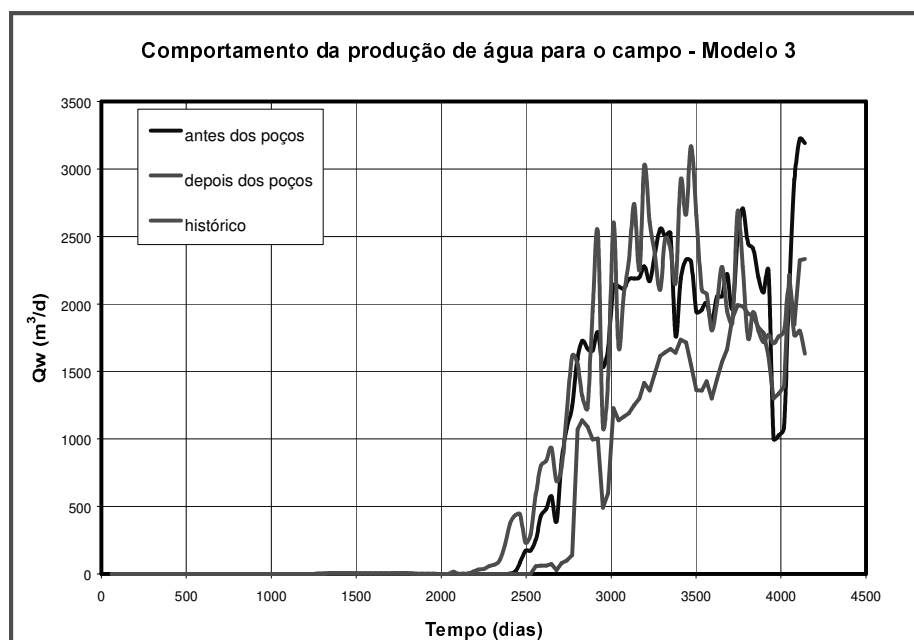


Figura 4.65: Comportamento da produção de água para o campo, após otimização dos poços.

O processo de ajuste refinado por poços poderia continuar para os 48 poços (ou pelo menos os importantes) mas isso não foi realizado aqui pelo fato de que seria um caso particular para o exemplo estudado e não seria importante para a determinação da metodologia que é o objetivo desse trabalho.

O exemplo do ajuste desses 3 poços só foi inserido aqui para ressaltar a importância da análise criteriosa dos resultados ao longo do processo de ajuste de histórico de produção. Quando passamos para um processo refinado de ajuste a cada resultado obtido deve-se verificar o comportamento do campo para evitar que seja perdido um bom ajuste já obtido.

4.4 Análise quanto ao número de parâmetros utilizados

Até o momento o trabalho foi feito sempre com todos os parâmetros ao mesmo tempo, isto tem gerado um número excessivo de simulações para atingir um mínimo. Foi testada a situação de trabalhar com um parâmetro de cada vez para o MOT. Foi escolhida para comparação a situação que fornece o mínimo valor de FO na Figura 4.54. Na Figura 4.66 compara-se os dois comportamentos.

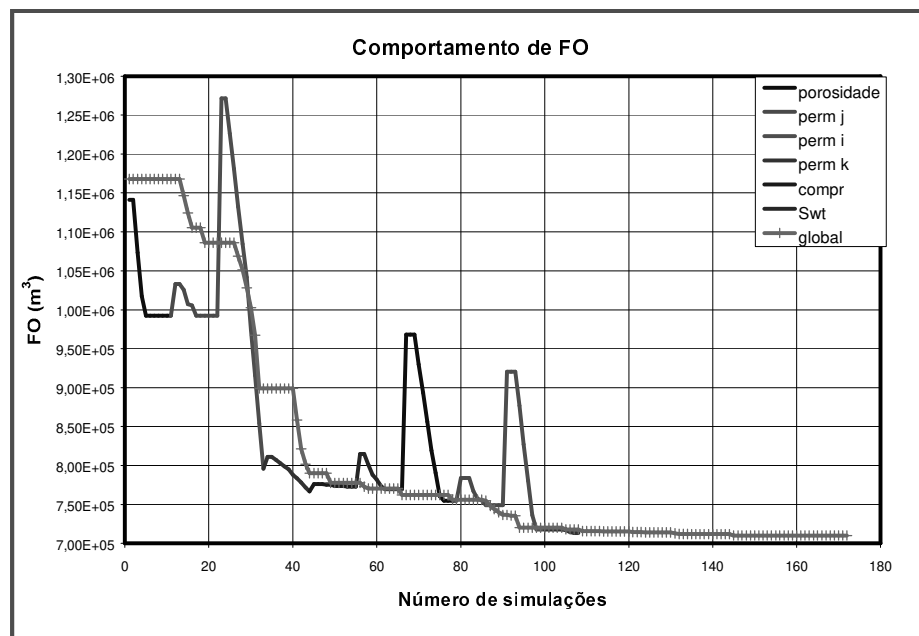


Figura 4.66: Comparação do comportamento para trabalho parâmetro a parâmetro e conjunto.

A questão da primeira estimativa do novo parâmetro levar a um valor maior que o mínimo anteriormente obtido pode ser contornada. Foi analisada a aplicação de uma nova versão do MOT onde é possível definir a estimativa inicial para o processo de busca do mínimo

Pode-se ver, da Figura 4.67 que utilizando o MOT com todos parâmetros de uma vez (global) com a versão nova os resultados obtidos estão sendo otimizados. Com uma quantidade equivalente de corridas de simulação foi obtido o mesmo mínimo, após um ciclo de simulações com um parâmetro. Isto leva ao fato de ser possível utilizar o MOT com todos os parâmetros sem aumentar o número de simulações em relação ao trabalho com um parâmetro por vez. Além do

mais, como estamos trabalhando com paralelização o processo global exige menos tempo e intervenção do usuário. O processo com um parâmetro por vez funciona como vários processos sequenciais, após cada um deles devemos iniciar nova otimização.

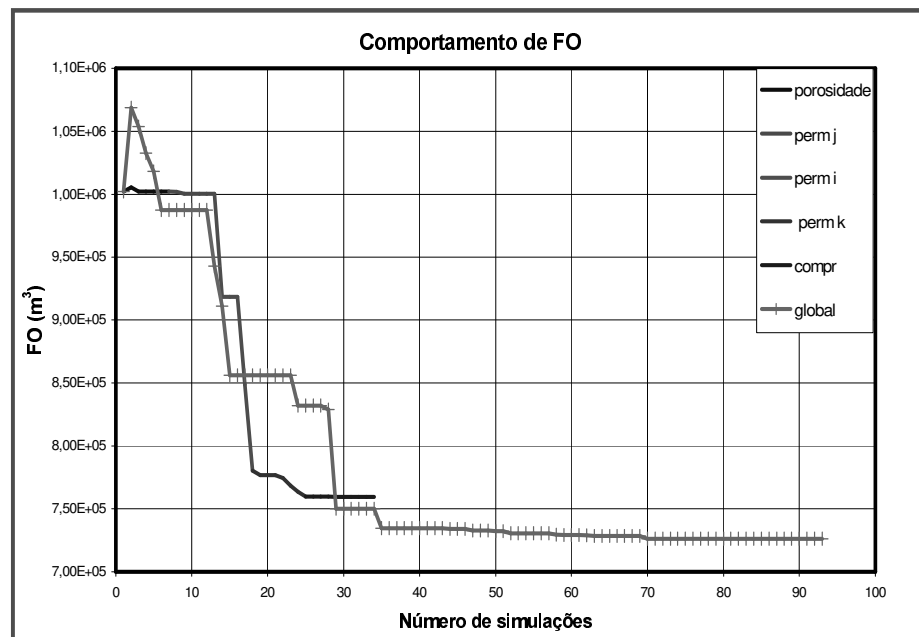


Figura 4.67: Comparação do comportamento para trabalho parâmetro a parâmetro e conjunto com versão nova do MOT.

4.5 Exemplo de Ajuste de Campo Completo

Nos itens anteriores vários procedimentos foram testados com o objetivo de verificar a eficácia de cada um no processo de ajuste. Aqui se apresenta um processo completo de otimização para o Modelo 3 para exemplificar o ajuste automatizado de histórico de produção. O ajuste é iniciado a partir do caso base do Modelo 3.

O primeiro passo foi a utilização do ASAHF para definir que parâmetros utilizar no processo de otimização. Neste momento foram utilizadas propriedades para o campo e para regiões e verificou-se a sensibilidade de cada uma delas, num total de vinte e quatro propriedades. Neste passo foram realizadas 49 simulações. O resultado, para as mais significativas é apresentado na Figura 4.68.



Figura 4.68: Índices de sensibilidade para os parâmetros com sensibilidade para o Modelo 3.

Com este resultado foi feita a primeira rodada de otimização. Utilizando os cinco parâmetros apresentados na Figura 4.68. Foram lançados dez caminhos aleatórios e, utilizou-se

cinco intervalos de discretização. Nenhum dos caminhos foi abortado, totalizando 429 simulações. O comportamento da FO é apresentado na Figura 4.69, o comportamento da produção de água obtido com o melhor ajuste é mostrado na Figura 4.70. Pode-se ver pela Figura 4.69 que temos um patamar muito extenso e, depois, uma diminuição da FO. Isto é devido ao número de processos que lançamos, o MOT acaba fazendo simulações que não estão diminuindo a FO. Isso é feito, entretanto para buscar sair dos mínimos locais, o que só acontece após cerca de 340 simulações mas sem grande redução na FO.

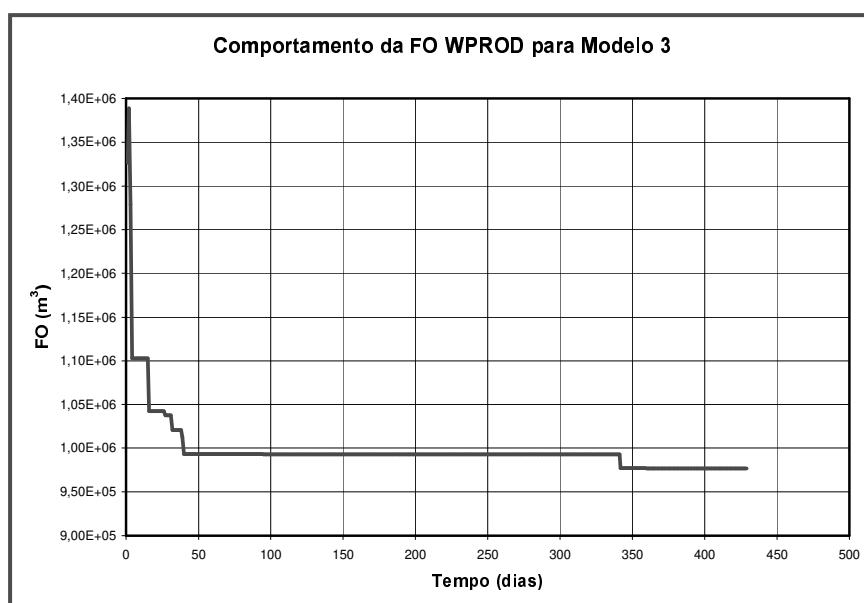


Figura 4.69: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, processo de otimização 1.



Figura 4.70: Produção de água para o Modelo 3, processo de otimização 1.

Após este processo, novamente, utilizou-se o ASAHP para definir as sensibilidades e escolher os parâmetros para nova otimização. Foram testados onze parâmetros, gerando vinte e três simulações. As propriedades mais significativas estão apresentadas na Figura 4.71.

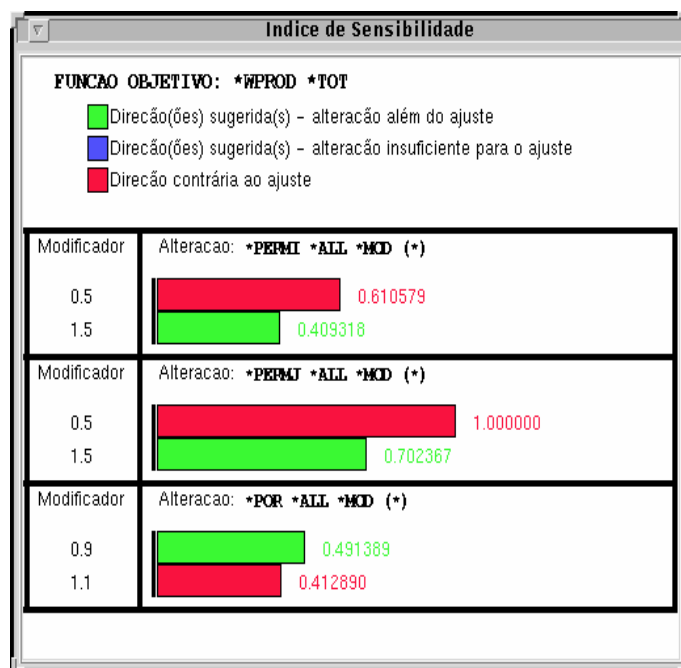


Figura 4.71: Índices de sensibilidade para o Modelo 3, processo 2.

Com base nestes resultados foi executado o segundo processo de otimização utilizando o MOT. Foram utilizados três parâmetros, lançando-se cinco processos aleatórios, dos quais três foram abortados por cruzar com os anteriores (o que levaria ao mesmo mínimo). O número total de simulações foi de 195. O comportamento da FO frente ao número de simulações é apresentado na Figura 4.72 e a produção de água do melhor ajuste na Figura 4.73.

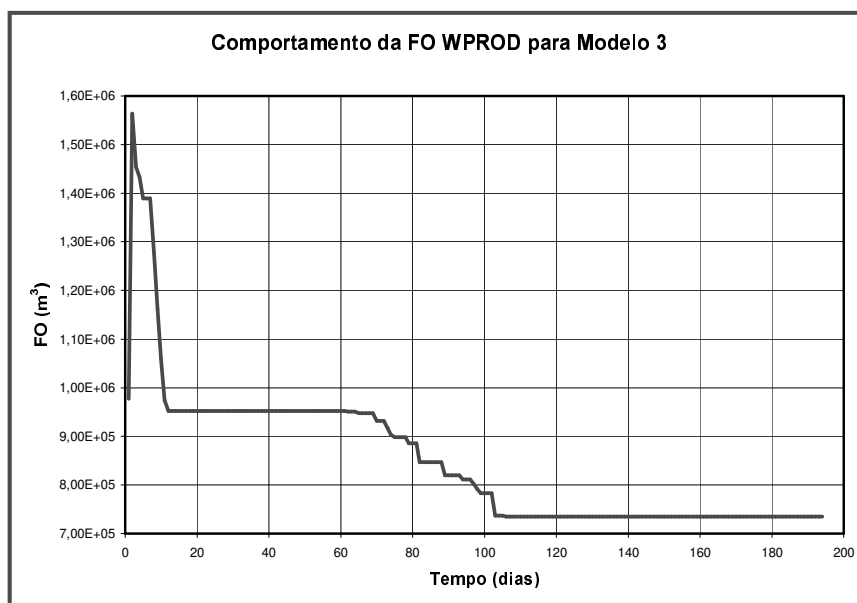


Figura 4.72: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, processo de otimização 2.

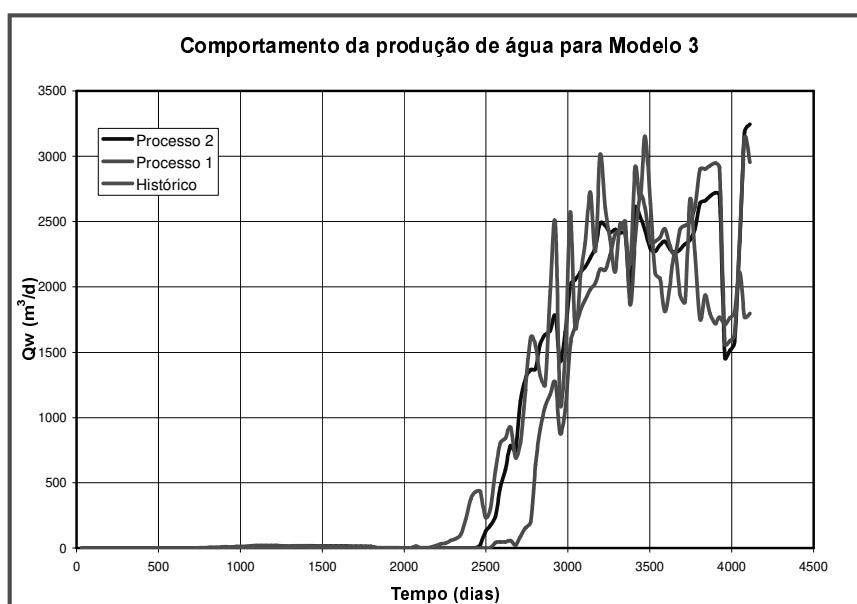


Figura 4.73: Produção de água para o Modelo 3, processo de otimização 2.

Pode-se ver na Figura 4.73 que o ajuste pode ser considerado bom para o campo como um todo. O próximo passo foi a execução do ASAHF levando com as propriedades sendo consideradas regionalmente. Analisou-se vinte propriedades, camada por camada, através de 41 simulações. As mais significativas são apresentadas na Figura 4.74.

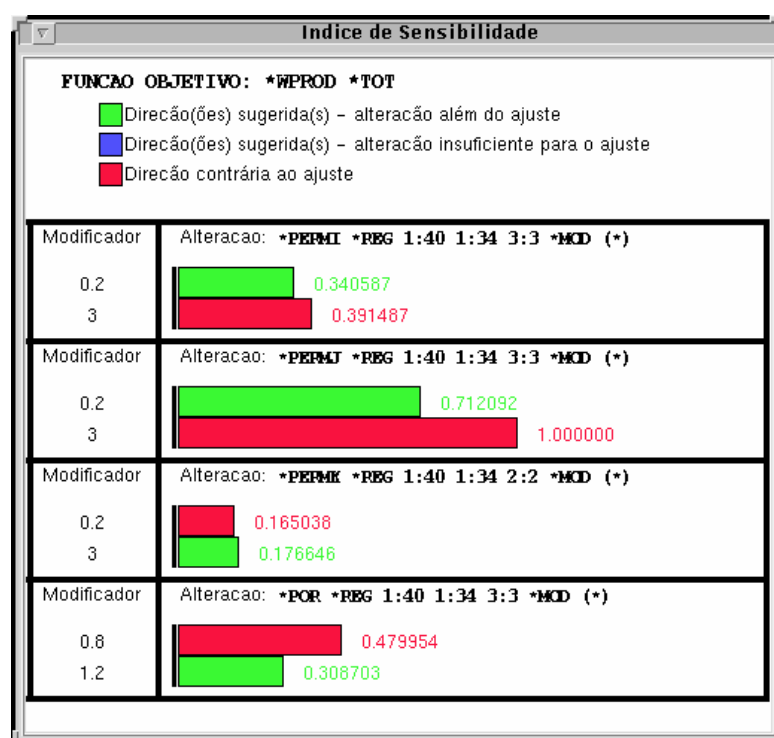


Figura 4.74: Índices de sensibilidade para o Modelo 3, processo 3.

O processo 3 de otimização foi realizado com quatro propriedades, lançando-se cinco caminhos aleatórios, sendo que nenhum foi abortado. Foram realizadas 402 simulações para encerrar o processo. O comportamento da FO é apresentado na Figura 4.75 e a produção de água para o melhor ajuste na Figura 4.76. Novamente, o processo poderia ser interrompido antes mas foi levado até o fim para investigar a possibilidade de redução da FO após longos patamares.

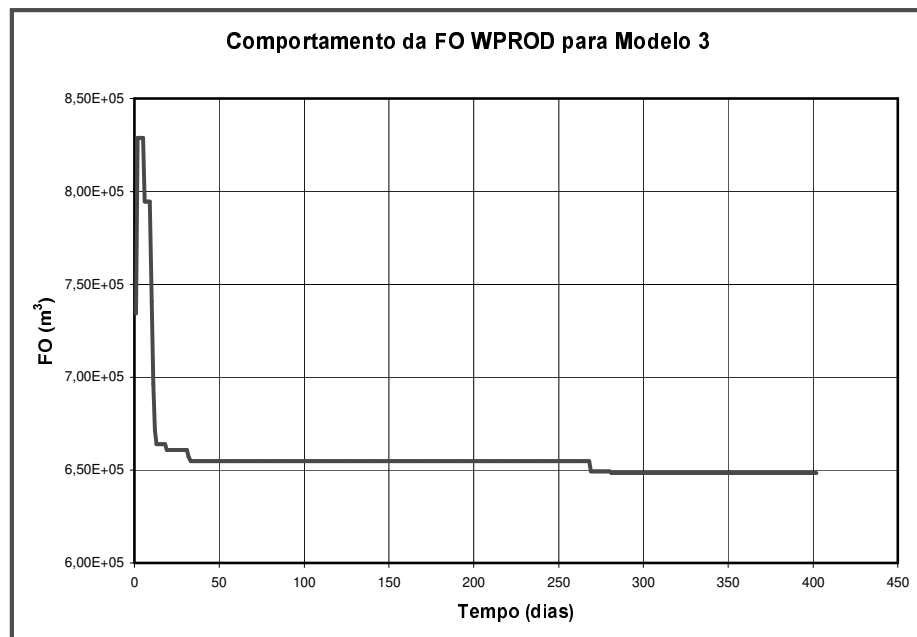


Figura 4.75: Comportamento da FO WPROD para o Modelo 3, processo de otimização 3.

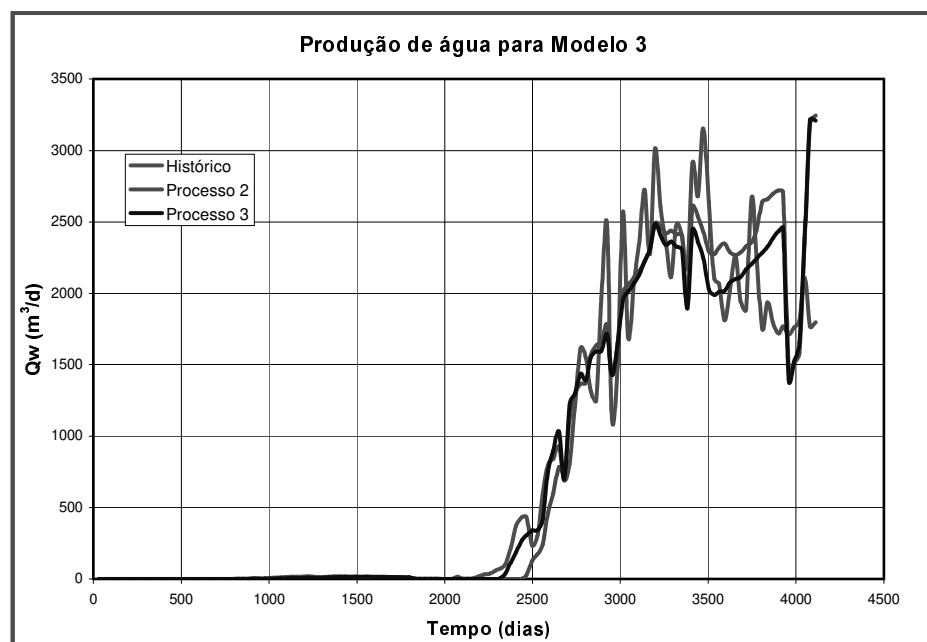


Figura 4.76: Produção de água para o Modelo 3, processo de otimização 2.

O próximo passo seria passar-se para um ajuste regional de poços. Como já foi visto anteriormente, o mesmo pode levar a alterações no ajuste global. Deve-se estar atento à estas situações para evitar simulações desnecessárias. Não foi feito o ajuste por poços neste trabalho pelos motivos já citados anteriormente, isto é, seria uma caso particular do exemplo estudado e não poderia ser generalizado para a metodologia. Para o ajuste do campo, um resumo das propriedades utilizadas neste ajuste completo é apresentado na Tabela 4.10, em termos de valores finais dos multiplicadores e valor de α de Wyllie. Na Tabela 4.11 temos um resumo dos processos realizados durante este ajuste de histórico. Novamente, o número de simulações poderia ser bastante reduzido se necessário sem perdas consideráveis no nível de ajuste.

Tabela 4.10: Valores finais dos parâmetros utilizados na otimização do Modelo 3.

Propriedade	Região	Processo 1	Processo 2	Processo 3	Final (frente ao inicial)
Porosidade	Campo	0,8	0,9		0,72
Permeabilidade i	Campo	0,5	0,5		0,25
Permeabilidade j	Campo	0,5	1,3		0,65
Permeabilidade k	Campo	0,5	-	-	0,5
Alfa de Wyllie	Campo	3,08 (valor)			3,08 (valor)
Porosidade	Camada 3			0,96	0,6912
Permeabilidade i	Camada 3			0,6	0,15
Permeabilidade j	Camada 3			1,1	0,715
Permeabilidade k	Camada 2			1,4	0,7

Tabela 4.11: Resumo dos processos de otimização utilizados.

Processo	Propriedades	Caminhos	Caminhos Abortados	Simulações MOT	Simulações ASHP
Processo 1	5	10	Nenhum	429	49
Processo 2	3	5	3	195	23
Processo 3	4	5	Nenhum	402	41
TOTAL				1026	113
TOTAL GERAL					1139

O resultado final, em termos de permeabilidades e porosidade é mostrado nas Figuras 4.77 a 4.80. É apresentada a situação inicial para efeito de comparação e melhor visualização dos resultados obtidos.

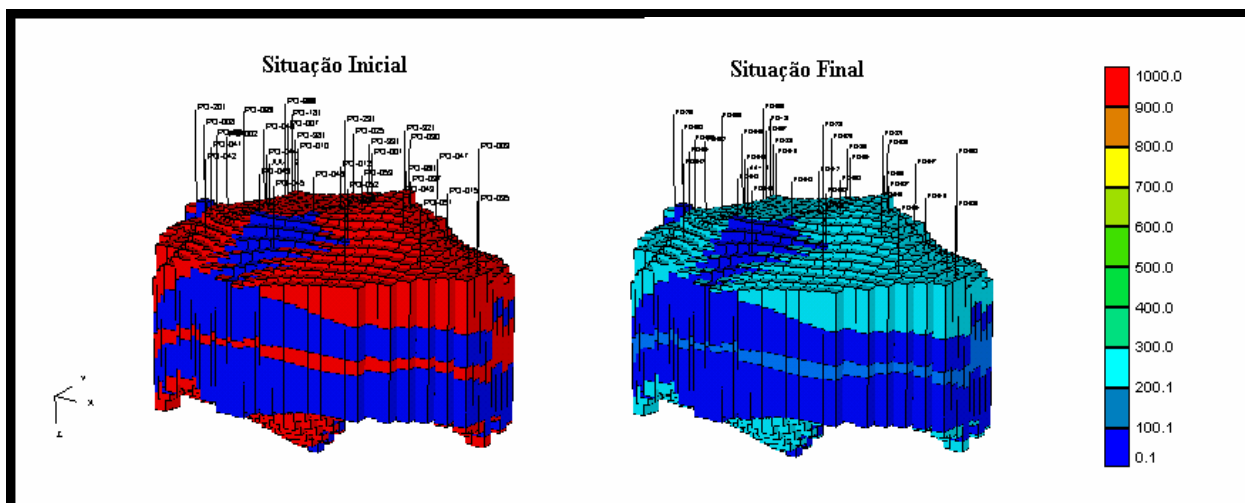


Figura 4.77: Situações inicial e final da permeabilidade na direção i , para Modelo 3.

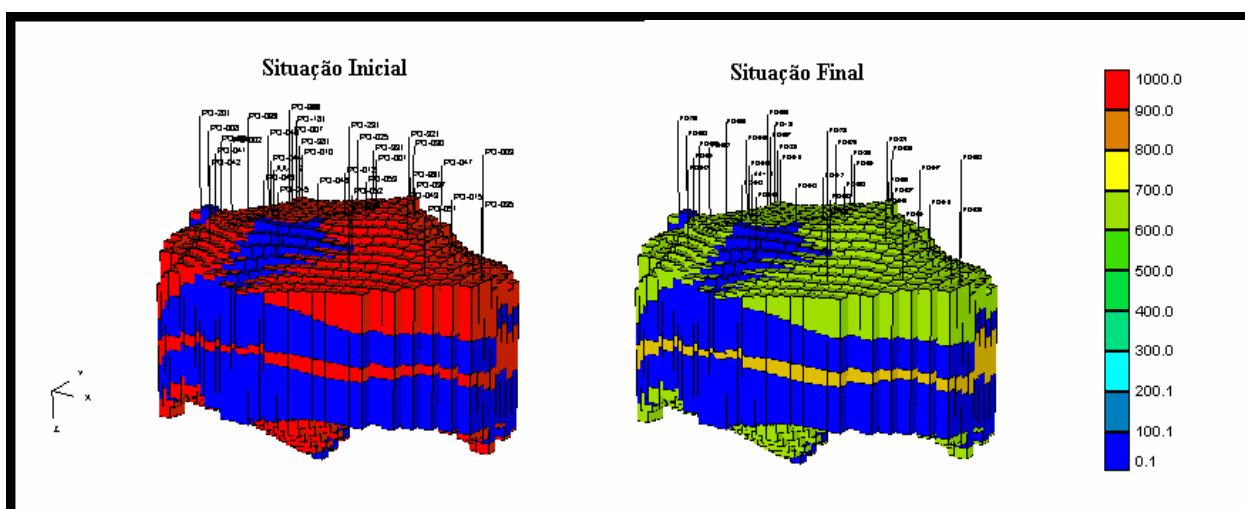


Figura 4.78: Situações inicial e final da permeabilidade na direção j , para Modelo 3.

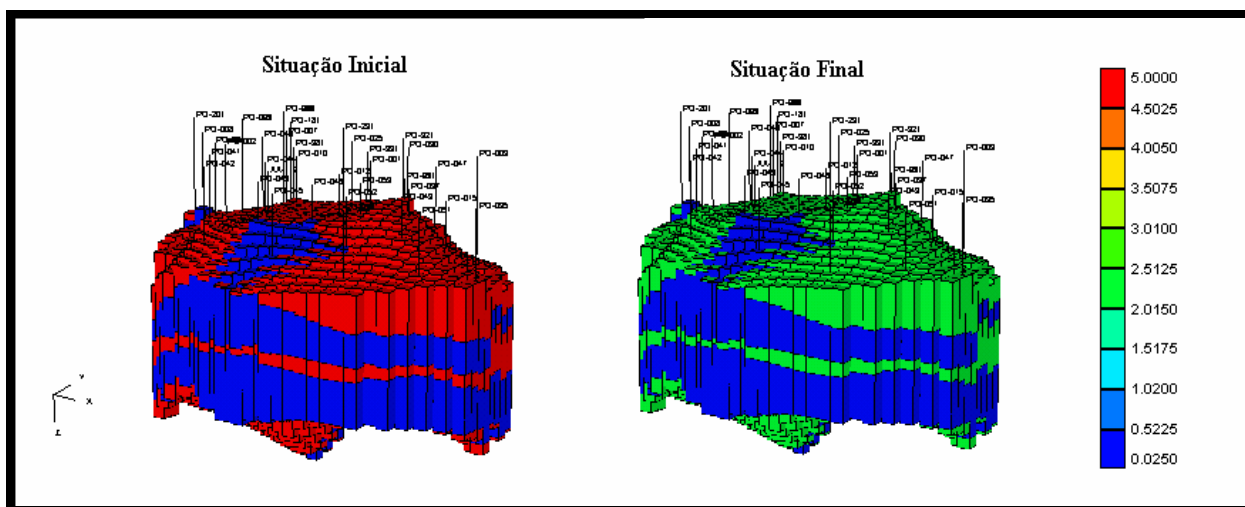


Figura 4.79: Situações inicial e final da permeabilidade na direção k , para Modelo 3.

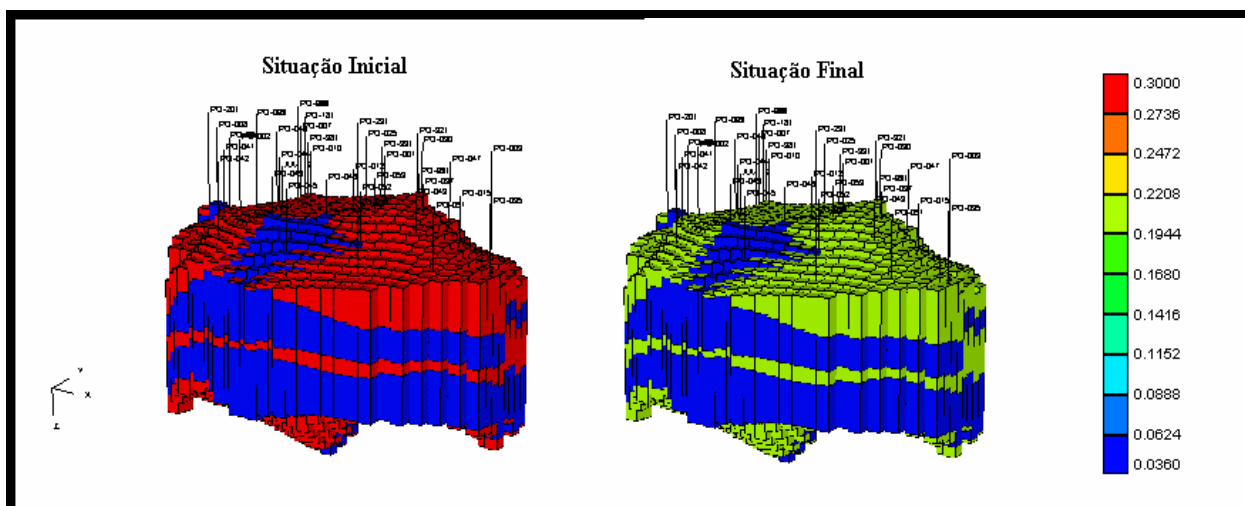


Figura 4.80: Situações inicial e final da porosidade, para Modelo 3.

Para se verificar a redução do número de simulações no processo de otimização, caso não sejam lançados mais do que um caminho aleatório foi executada nova seqüência de corridas do MOT. Nas Tabelas 4.12 e 4.13 são apresentados os resultados obtidos, tanto para valores finais quanto para número de simulações. Todos os processos de otimização convergiram para um resultado, mostrando que o método de discretização utilizado pelo MOT é válido.

Tabela 4.12: Valores finais dos parâmetros utilizados na otimização do Modelo 3.

Propriedade	Região	Processo 1	Processo 2	Processo 3	Final (frente ao inicial)
Porosidade	Campo	1,04	0,94		0,9776
Permeabilidade i	Campo	0,5	0,5		0,25
Permeabilidade j	Campo	1,3	1,1		1,43
Permeabilidade k	Campo	0,7	-	-	0,7
Porosidade	Camada 3			1,06	1,036
Permeabilidade i	Camada 3			0,5	0,125
Permeabilidade j	Camada 3			1,3	1,3
Permeabilidade k	Camada 2			0,9	0,9

Tabela 4.13: Resumo dos processos de otimização utilizados.

Processo	Propriedades	Simulações MOT	Simulações ASAHP
Processo 1	4	33	49
Processo 2	3	79	23
Processo 3	4	49	41
TOTAL		161	113
TOTAL GERAL			274

O resultado final obtido, comparado com aquele do procedimento anterior quanto à produção de água do campo, pode ser visto na Figura 4.81.

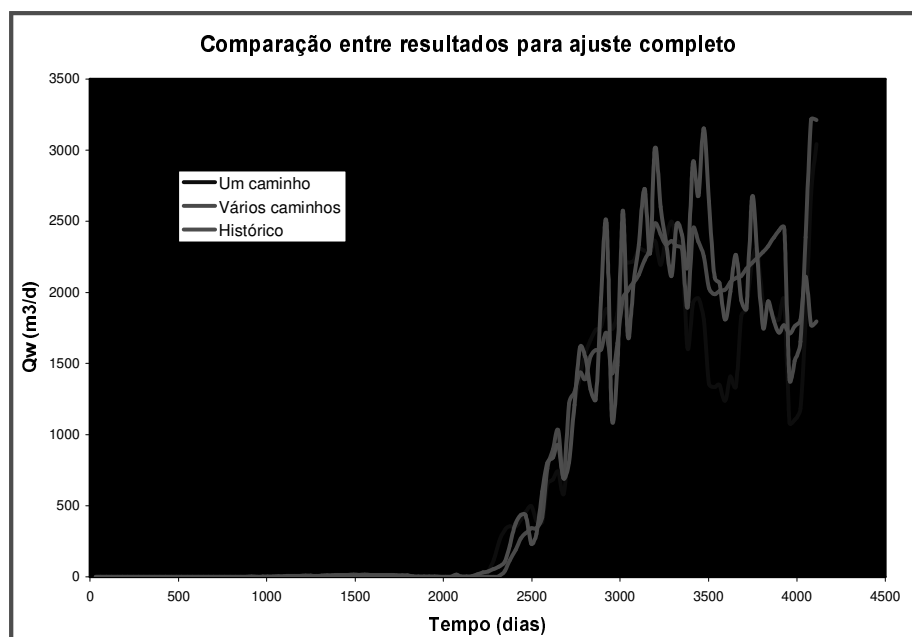


Figura 4.81: Produção de água para o Modelo 3, processo de otimização 2.

Pode-se observar que até aproximadamente 3500 dias os dois resultados são coerentes. Mas se vê que utilizando-se um processo não foi possível atingir o mesmo resultado obtido com 10 processos. Em termos de mínimos obtidos para a FO WPROD temos $6,4853 \times 10^5 \text{ m}^3$ para o processo com vários caminhos aleatórios lançados e $7,5032 \times 10^5 \text{ m}^3$ para o processo final com um caminho aleatório lançado para o MOT. Após esta etapa com um refinamento da solução para regiões localizadas ou ajustes de poços individuais seria possível uma melhoria dos resultados. Com isto podemos ver que o lançamento de mais processos pode ser mais vantajoso para a obtenção de nossos resultados. Depois de atingido este ponto de ajuste se passaria para o ajuste de poços.

Observa-se que o número de simulações e a qualidade do ajuste serão alterados com os objetivos do estudo. A partir de determinado ponto, os ganhos por simulação são pequenos. Decisões corretas quanto a quais parâmetros incluir, quais os limites, onde parar, a função-objetivo, etc. afetam diretamente o desempenho do processo de ajuste. Essa parte não pode ser automática uma vez que depende muito da experiência dos especialistas na área.

4.6 Procedimento

A seguir são listadas algumas recomendações necessárias para que o processo de ajuste não seja prejudicado:

- A escolha dos parâmetros deve estar baseada na análise de sensibilidade. Deve-se colocar o máximo possível de parâmetros que possam influenciar o ajuste para verificar quais aqueles que realmente são relevantes.
- Após efetuada a análise de sensibilidade, atentar para colocar parâmetros com influências semelhantes sobre o ajuste. Este procedimento é importante para evitar um número excessivo de simulações.
- Após um determinado número de simulações deve-se interromper a otimização e verificar como está se comportando o modelo frente ao histórico. Isto é necessário para que seja eliminada a possibilidade de atingir-se mínimos que na realidade não estão representando convenientemente o histórico de produção, conforme pode ser visto na Figura 4.65, obtida após a otimização dos poços analisados.
- Quando se for efetuar ajustes de poços deve-se alterar as propriedades apenas em regiões próximas aos mesmos. Caso permita-se a alteração de regiões muito amplas a possibilidade de prejudicar os ajustes de outros poços aumenta consideravelmente.
- É muito importante não esquecer que após cada processo de otimização deve-se gerar um novo arquivo base e, somente após isto, partir para uma nova otimização. Caso não seja feito este procedimento quando altera-se os parâmetros obtidos de cada otimização não tem-se o efeito esperado de minimização pois as alterações podem ser contraditórias.
- As primeiras rodadas do módulo de otimização devem ser feitas com um número pequeno de intervalos. Isto evita o número excessivo de simulações e irá nos levar para a região onde efetivamente devemos refinar o processo.
- Para um número pequeno de propriedades, o lançamento de 2 a 5 processos parece ser um bom compromisso entre a precisão dos resultados e o número de simulações.

- Cada processo pode ser interrompido após um número de simulações sem ganho significativo. Esse número pode variar entre 10 e 30 simulações dependendo das condições do estudo.
- O lançamento de vários processos em sequência parece ser melhor do que em paralelo visto que a capacidade computacional é limitada e cada processo já usa computação paralela. A vantagem é a possibilidade de interrupção dos processos em função das informações dos processos anteriores.
- Ajustes com início muito distante do real devem ser feitos com cautela pois o modelo pode estar errado e as alterações podem não ser efetivas.
- Quando o ajuste está próximo, deve-se ter cuidado para não fazer muitas melhorias sem melhoria significativa.
- A inclusão de todos os parâmetros importantes parece ser melhor do que um de cada vez. Os benefícios são maiores quando há máquinas disponíveis para a computação paralela.

Dos experimentos aqui realizados obteve-se o procedimento mostrado na Figura 4.82, que procura sintetizar os passos necessários para um ajuste de histórico automatizado.

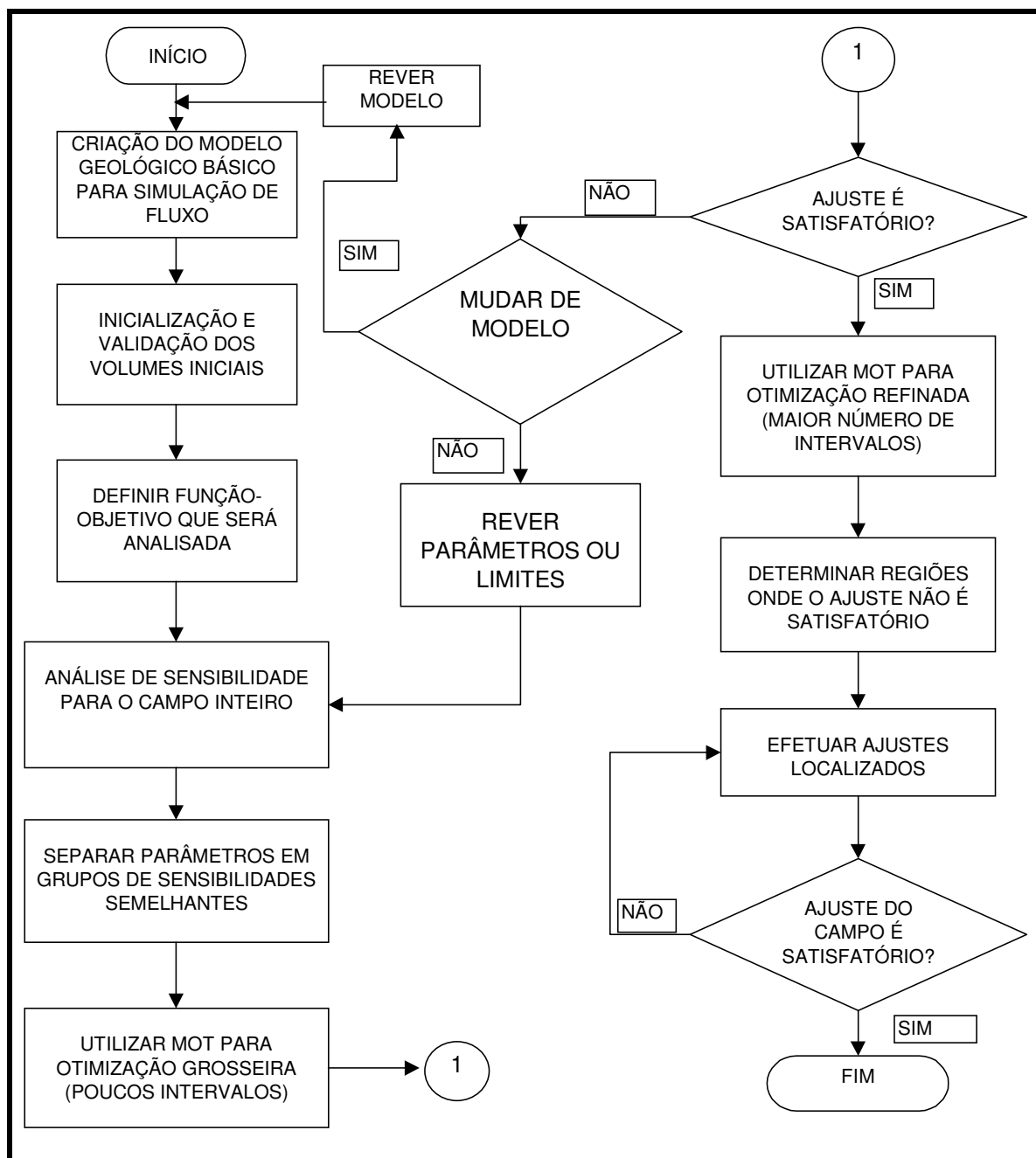


Figura 4.82: Fluxograma do processo de ajuste automatizado.

Capítulo 5

Conclusões e recomendações

As conclusões obtidas com este trabalho foram as seguintes:

- Quando da utilização do ASAHP para verificar-se o comportamento da função-objetivo escolhida frente aos parâmetros de reservatório vê-se que a mesma se comporta de uma maneira regular, dando uma maior confiabilidade à ferramenta. A partir dos valores obtidos para o afastamento com os valores limite utilizados é possível ter uma idéia de como esta função irá se comportar.
- A utilização do ASAHP é importante para definição de quais os parâmetros devem ser utilizados na etapa de otimização. O ideal é que seja feita uma análise com o máximo possível de parâmetros e se trabalhe com os mais relevantes na próxima etapa, de forma a que se evite simulações desnecessárias no processo de otimização.
- Com a utilização do MOT foi verificado que após um certo número de simulações a função-objetivo não sofre mais grandes alterações. Isto mostra a necessidade de um teste no MOT e neste ponto seja interrompido o processo pois não traz mais ganhos. Obtêm-se com isto uma redução no número de simulações necessárias em cada processo de otimização. Este procedimento seria interessante no caso de existir mais de um processo de otimização rodando ao mesmo tempo. Quando existe somente um processo isso pode levar a um valor não satisfatório. Neste caso deve-se buscar uma

maneira de fugir de mínimos locais. No caso desse trabalho foi testado o lançamento de vários processos (em paralelo e em seqüência) e o teste de expansão.

- A realização de um processo de otimização levando em conta vários parâmetros de uma única vez ou vários processos com um parâmetro por vez gasta em média praticamente o mesmo número de simulações para atingir o mínimo. Mas, devido à paralelização, um grande número de simulações simultâneas pode ser realizado em um tempo menor que aquele para o processo seqüencial. Com esta constatação pode-se assumir que é mais interessante colocar todos os parâmetros que afetam a função-objetivo e que tenham grande influência na função-objetivo em um único processo. A utilização de variáveis que influenciam pouco no ajuste prejudica muito o desempenho dos métodos de otimização.
- Não ocorreram problemas de convergência durante a utilização do programa de otimização. Sempre se conseguiu atingir um mínimo, em ambas as versões utilizadas. Isto nos mostra uma vantagem do método discretizado utilizado pelo MOT.
- Os processos de otimização devem depender dos recursos disponíveis e dos objetivos do estudo. Devemos estar sempre atentos à quantidade de máquinas disponíveis e ao tempo que temos para o encerramento do estudo.
- É interessante sempre que possível o lançamento de vários processos, o que aumenta a possibilidade de obtenção do mínimo global. Isso só é viável entretanto para o caso de simulações não muito lentas ou com recursos computacionais suficientes para um grande número de simulações. Na prática, deve-se buscar um compromisso entre a precisão na resposta desejada e o número de simulações.
- A determinação de uma metodologia única para o processo de ajuste é uma tarefa muito difícil devido às particularidades e complexidade de cada caso. Pode-se entretanto seguir uma série de regras para aumentar a possibilidade de sucesso. Entre as principais regras, podemos citar:
 - escolha correta dos parâmetros (usando a experiência e análise de sensibilidade);
 - escolha correta dos limites dos parâmetros para não rodar o processo sem ganho significativo e sem ultrapassar os limites físicos possíveis;

- escolha correta do número de intervalos para não aumentar muito o número de simulações;
 - verificar constantemente o avanço na diminuição da FO e o significado desse avanço no ajuste da curva e rever a estratégia sempre que necessário;
 - o ajuste refinado necessita de ajuste de poços, que deve ser feito com cuidado para não piorar o ajuste do campo.
- O ajuste de produção dos poços passa a ter características muito particulares e, embora o mesmo procedimento do campo possa ser utilizado como regra geral, a determinação de uma metodologia fica prejudicada.

Referências Bibliográficas

- Anterior, F., Eymard, R., Karcher, B. Use of parameter gradients for reservoir history matching. In: SPE SYMPOSIUM ON RESERVOIR SIMULATION, February 6-8, 1989, Houston, TX, USA. *Proceedings* p.339-354. SPE 18433.
- Aronofsky, J. S. *et al.* Use and abuse of reservoir simulation – 1: pressure often exists to perform expensive reservoir simulation. *Oil & Gas Journal*, p.79-82, November, 3, 1984.
- Aronofsky, J. S. *et al.* Use and abuse of reservoir simulation – 2: why simulation studies can be good or bad. *Oil & Gas Journal*, p.109-110, November, 19, 1984.
- Aronofsky, J. S. *et al.* Use and abuse of reservoir simulation – 3: common pitfalls in reservoir simulations. *Oil & Gas Journal*, p.116-118, December, 3, 1984.
- Aziz, Khalid. *Notes for Petroleum Reservoir Simulation*. Department of Petroleum Engineering School of Earth Sciences, Stanford University, Stanford, 1994.
- Bissel, R., Killough, J. E., Sharma, Y. Reservoir history matching using the method of gradients on a workstation. In: SPE EUROPEAN PETROLEUM COMPUTER CONFERENCE, May, 25-27, 1992, Stavanger, Norway. *Proceedings* p.61-66. SPE 24265.

- Boberg, T. C., Dalton, R. L., Mattax, C. C. History matching: testing the validity of the reservoir model. In: Mattax, C. C., Dalton, R. L (org.). *Reservoir Simulation*. SPE Monograph Series, Richardson, Texas, 1990. p.84-97.
- Breitenbach, E. A. Reservoir simulation: State of the art. *JPT*, p.1033-1036, September, 1991. SPE Distinguished Author Series. SPE 23472.
- Chavent, G., Dupuy, M. History matching by use of optimal control theory. *SPEJ*, p.74-86, February, 1975. Transactions AIME **259**.
- Chen, W. H. *et al.* A new algorithm for automatic history matching. *SPEJ*, p.593-608, December, 1974. Transactions AIME **257**.
- Coats, K.H., Dempsey, J.R., Henderson, J.H. A new technique for determining reservoir description from field performance data. *SPEJ* p.66-74, March, 1970. SPE 2344.
- Coats, K. H. Use and misuse of reservoir simulation models. *JPT*, p.1391-1398, November, 1969.
- COMPUTER MODELLING GROUP. IMEX *Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator* version 98 User's guide. Calgary, Alberta, Canada, 1998.
- Cuervo, Carlos Hérnan Vargas. *Otimização do cálculo de parâmetros no processo de ajuste de históricos de produção usando PVM*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 62 p. Dissertação (Mestrado).
- Dogru, A. H., Seinfeld, J. H. Comparison of sensitivity coefficient calculation methods in automatic history matching. *SPEJ*, p.551-557, October, 1981. Transactions AIME **271**.
- Dougherty, E. L. Application of optimization methods to oilfield problems: proved, probable, possible. In: 47th ANNUAL FALL MEETING OF SOCIETY OF PETROLEUM

ENGINEERS OF AIME, October, 8-11, 1972, San Antonio, TX, USA. CD-ROM SPE Image Library for Windows™. SPE 3978

Gomes, José Adilson Tenório. *Metodologia para simulação numérica de reservatórios*. Relatório interno. PETROBRAS, 1993.

Jacquard, P. Theorie de l'Interpretation des Mesures de Pression. *Revue de l'Institut Franc. Du Petrole*, Vol. 19, No 3, p.297-338, March, 1964.

Jacquard, P. e Jain, C. Permeability Distribution from Field Pressure Data. *SPEJ*, p.281-294, December, 1965.

Jahns, H. O. A rapid method for obtaining a two-dimensional reservoir description from well pressure response data. *SPEJ*, p.315-327, December, 1966.

Leitão, Hélio Chagas. *Ajuste de histórico automatizado através de otimização multivariada e paralelização externa*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 146 p. Dissertação (Mestrado).

Leitão, H. C., Schiozer, D. J. A new automated history matching algorithm improved by parallel computing. In: 1999 SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, April, 21-23, Caracas, Venezuela. SPE 53977.

Machado, Augusto André Vieira. *Análise de sensibilidade aplicada a ajuste de histórico de produção usando o PVM*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 71 p. Dissertação (Mestrado).

MacMillan, D. J., Pletcher, J. L., Bourgeois, S. A. Practical tools to assist history matching. In: 1999 SPE RESERVOIR SYMPOSIUM, February, 14-17, 1999, Houston, TX, USA. *Proceedings* p.107-117. SPE 51888.

Mazzocato, Victor. *Desenvolvimento de uma metodologia para estudos de reservatórios utilizando simuladores*. Ouro Preto: Escola de Minas – Departamento de Mineração, Universidade Federal de Ouro Preto, 1986. 203 p. Dissertação (Mestrado).

Ouenes, A., Saad, N. A new, fast parallel simulated annealing algorithm for reservoir characterization. In: 68th ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE OF THE SPE, October, 3-6, 1993, Houston, Texas. *Proceedings* p.19-29. SPE 26419.

Ouenes, A. et al. *Parallel reservoir automatic history matching using a network of workstations and PVM*. In: 13th SPE SYMPOSIUM ON RESERVOIR SIMULATION, February, 12-15, 1995, San Antonio, TX, USA. *Proceedings* p.125-133. SPE 29107.

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL. Biblioteca Central Ir. José Otão. Modelo recomendado pela Biblioteca Central para referências bibliográficas. Capturado em 26 maio 1999. Online. Disponível na Internet <http://www.pucrs.br/biblioteca/modelo.htm>.

Salazar Araque, Vitor Manuel. *Paralelização de ajuste de históricos de produção em rede de estações usando PVM*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1995. 58 p. Dissertação (Mestrado).

Salazar, V. M., Schiozer, D. J., Monticelli, A. J. External parallelization of reservoir simulators using a network of workstations and PVM. In: FOURTH LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, April, 23-26, 1996, Trinidad and Tobago. *Proceedings* p.353-359. SPE 36109.

Satter, A., Thakur, G. C. *Integrated petroleum reservoir management – A team approach*. Tulsa: Pennwell Books, 1994.

Schiozer, Denis José. *Computação paralela aplicada à simulação numérica de reservatórios*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, UNICAMP, 1997. 84 p. Dissertação (Livre Docência).

Schiozer, Denis José. *UNIPAR Guia do Usuário versão 2.0*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, UNICAMP, 90 p. Relatório interno.

Schiozer, D. J., Sousa, S. H. G. Use of external parallelization to improve history matching. In: FIFTH LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE AND EXHIBITION, August 30, September, 3, 1997, Rio de Janeiro. SPE 39062.

Shah, P. C., Gavalas, G. R., Seinfeld, J. R. Error analysis in history matching: the optimal level of parametrization. *SPEJ*, p.219-228, June, 1978. SPE 6508.

Sultan, A. J., Ouenes, A., Weiss, W. W. Automatic history matching for an integrated reservoir description and improving oil Recovery. In: SPE PERMIAN BASIN OIL AND GAS RECOVERY CONFERENCE, March, 16-18, 1994, Midland, TX, USA. *Proceedings* p.741-748.

Tan, T. B., Kalogerakis, N. A fully implicit, three-dimensional, three-phase simulator with automatic history-matching capability. In: 11th SPE SYMPOSIUM ON RESERVOIR SIMULATION, February, 17-20, 1991, Anaheim, California. *Proceedings* p.35-46.

Tan, T. B. A computationally efficient Gauss-Newton method for automatic history matching., In: 13th SPE SYMPOSIUM ON RESERVOIR SIMULATION, February, 12-15, 1995, San Antonio, TX, USA. *Proceedings* p.61-67. SPE 29100.

- Thomas, L. K., Hellums, L. J., Reheis, G. M. A nonlinear automatic history matching technique for reservoir simulation models., *SPEJ*, p.508-514, December, 1972. Transactions AIME **253**. SPE 3475.
- Wasserman, M. L. *et al.* Pratical applications of Optimal-Control theory to history-matching multiphase simulator models. *SPEJ*, p.347-354, August, 1975.
- Watson, A. T. *et al.* History matching in two-phase petroleum reservoirs. *SPEJ*, p.521-532, December, 1980.
- Watson, A. T., Lee, W. J. A new algorithm for automatic history matching production data. In: UNCONVENTIONAL GAS TECHNOLOGY SYMPOSIUM OF SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, May, 18-21, 1986, Louisville, KY, USA., *Proceedings* p.235-244. SPE 15228.
- Watts, J. W. Reservoir simulation: past, present, and future. SPE 38441, In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, June, 8-11, 1997, Dallas, TX, USA. *Proceedings* p.333-342.
- Yang, P. H., Armasu, R. V., Watson, A. T. Automatic history matching with Variable Metric methods, SPE 16977, September, 1987.