

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

**Transferência de Escala Aplicada a
Blocos com Poços e Reservatórios com
Heterogeneidades Fortes**

Autor: Bernabé Alfredo Sanjombi

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Co-orientadora: Dr^a. Eliana Luci Ligerio

03/2004

**UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE**

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

Transferência de Escala Aplicada a Blocos com Poços e Reservatórios com Heterogeneidades Fortes

Autor: Bernabé Alfredo Sanjombi

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Co-orientadora: Dr^a. Eliana Luci Ligero

Curso: Ciência e Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 2004

SP - Brasil

UNIDADE	7/UNICAMP
Nº CHAMADA	Sa 58t
V	EX
TOMBO BC/	59728
PROC.	16-117-04
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	2,1000
DATA	
Nº CPD	

Sib Id 321327

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

Sa58t

Sanjombi, Bernabé Alfredo

Transferência de escala aplicada a blocos com poços e reservatórios com heterogeneidades fortes / Bernabé Alfredo Sanjombi. --Campinas, SP: [s.n.], 2004.

Orientadores: Denis José Schiozer e Eliana Luci Ligerero.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Simulação por computador. 2. Reservatórios. 3. Diferenças finitas. 4. Permeabilidade. I. Schiozer, Denis José. II. Ligerero, Eliana Luci. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Instituto de Geociências. V. Título.

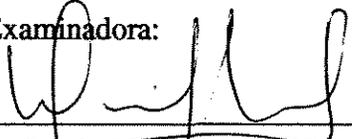
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Transferência de Escala Aplicada a
Blocos com Poços e Reservatórios com
Heterogeneidades Fortes**

**Autor: Bernabé Alfredo Sanjombi
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer
Co-orientadora: Dr^a. Eliana Luci Ligero**

Banca Examinadora:



**Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP**



**Dr. Ricardo Cunha Mattos Portella
PETROBRAS/CENPES**



**Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre
Instituto de Geociências - UNICAMP**

Campinas, 26 de fevereiro de 2004

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha estimada e querida esposa Sandra, aos meus queridos filhos Aloísio, Elisandra e Denis, pela imensa colaboração, compreensão e paciência ao longo destes dois anos indeléveis de mestrado. À Vanda (mãe de coração), João e família pelo apoio que sempre prestaram nós. Ao professor José Aurélio pelo incentivo.

Agradecimentos

Este trabalho teve ajuda de diversas personalidades e entidades, às quais eu expresso os meus sinceros votos de agradecimentos:

Ao Professor Dr. Denis José Schiozer pela orientação, estímulo e compreensão ao longo do trabalho.

À **Dr^a**. Eliana Luci Ligero pela co-orientação, colaboração e ajuda prestada durante a realização deste trabalho.

À minha esposa Sandra, e aos meus filhos Denis, Elisandra e Aloísio pela grande colaboração e compreensão.

À CAPES pelo subsídio de bolsa.

Ao DEP e CEPETRO pelo apoio técnico.

Aos meus sogros, minha família e meu cunhado Abel pelo apoio.

Ao Clodoaldo por ter me mostrado o programa Lyx (editor gráfico de latex) e pelo suporte prestado ao referido programa, no qual este trabalho foi editado.

Aos pesquisadores do UNISIM, Celio e Rogério pela colaboração.

À Giselle e ao Daniel pelo suporte computacional e por terem me disponibilizado um micro com sistema operacional Linux instalado.

À bibliotecária do DEP, Alice, pelo apoio técnico.

À advogada Luciana de Assis Pacheco, responsável pelo atendimento ao aluno estrangeiro da DAC, pela grande colaboração prestada por ter sido o primeiro estudante estrangeiro a ingressar na UNICAMP sem a necessidade de troca de visto.

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

... Parece não haver qualquer esperança, mas se acreditares nada te fará desesperar...

(Tradução do trecho da letra da canção *We are the world*, escrita por Michael Jackson e Lionel Ritchie e cantada por 45 artistas norte-americanos para ajudarem a África)

Resumo

SANJOMBI, Bernabé Alfredo. *Transferência de Escala Aplicada a Blocos com Poços e Reservatórios com Heterogeneidades Fortes*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 146 p. Dissertação (Mestrado).

Técnicas de transferência de escala permitem que propriedades de uma malha refinada sejam adaptadas para uma malha de simulação mais grosseira. Em casos com fortes heterogeneidades, a passagem de uma escala refinada para outra mais grosseira pode fazer com que resultados bem diferentes sejam obtidos. Outro ponto importante é que a transferência de escala de blocos finos com poços pode ter grande impacto nos resultados e, em muitos casos, deve ter tratamento diferenciado e especial. Deste modo, para uma melhor aproximação entre as malhas refinada e grosseira, surge a necessidade do emprego de tratamentos especiais aos blocos grosseiros com fortes heterogeneidades e com poços. O objetivo deste trabalho é estudar a transferência de escala da permeabilidade absoluta de casos com canais e barreiras e aproximar os resultados da simulação numérica de fluxo da malha grosseira ao da malha refinada utilizando tratamentos de poços nos blocos grosseiros. A partir dos resultados obtidos foi possível selecionar alguns tratamentos de poços e generalizá-los. Como os resultados dependem tanto do tipo de tratamento de poço, quanto do tipo de heterogeneidade e tipo de fluxo, elaborou-se uma etapa onde a malha grosseira foi gerada pela combinação de tipos de fluxo com tipos de tratamentos de poços de acordo com a localização do poço na malha refinada. Este processo mostrou ser adequado para todos os casos estudados, apesar de exigir um elevado tempo na sua elaboração. Com a finalidade de redução deste tempo, foi realizada uma generalização de técnicas de transferência de escala e de tipos de tratamentos de poços para cada condição de fluxo e heterogeneidade. Esta regra geral foi aplicada com sucesso nos casos estudados.

Considerando-se todos os resultados gerados pode-se concluir quais os tipos de tratamentos de poços mais adequados para malhas refinadas com canais e barreiras. Também foi possível

indicar tipos de tratamentos de poços inadequados aos casos estudados. Quanto a técnica de transferência de escala mais adequada para cada condição de fluxo e tipo de heterogeneidade pode-se observar que as mesmas dependeram das características dos poços. Nos casos com canais as técnicas de transferência de escala mais adequadas dependeram do fato do poço produtor estar alinhado ou desalinhado aos canais. Quanto aos casos com barreiras as técnicas indicadas estão associadas ao número de camadas com barreiras nas quais os poços produtores estão perfurados.

Palavras Chaves: Transferência de Escala, Permeabilidade Absoluta, Tratamento de Poços, Simulação Numérica de Reservatório de Petróleo.

Abstract

SANJOMBI, Bernabé Alfredo. *Upscaling of Well Blocks and Strong Heterogeneity Reservoirs*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 146 p. Dissertação (Mestrado).

Upscaling techniques allow the adaptation of fine grid properties to coarse simulation grids. In cases with strong heterogeneities, the flow simulation of coarse grids could produce very different results from those obtained with fine grids. An important point is the upscaling of fine blocks with wells, which yields a great impact on simulation results and, in many cases, demands a differentiated and special treatment. To obtain a better approximation between coarse and fine grids, it is necessary to employ special treatments to coarse blocks with strong heterogeneity and with well. The goal of this work is to study absolute permeability upscaling in cases with channels and barriers and to approximate the flow simulation results of coarse grid to those obtained for fine grids by using special well block treatment. It was possible to select, from the obtained results, some well treatments and generalize them. As the results depend on the type of well treatment, of heterogeneity and of flow, a coarse grid was built via combination of flow types and with types of well treatments according to the well localization in the fine grid. This process was appropriate for all studied cases, in spite of demanding a long time to elaborate the coarse grid. In order to reduce the process time, a generalization of upscaling techniques and of types of well treatments according to flow and heterogeneity conditions was realized. This general rule was applied to studied cases successfully.

Considering all the generated results, it was possible to obtain the most adequate types of well treatments to fine grids with channel and barriers. Also, it was possible to select the inadequate well treatments to the studied cases. It was observed the most adequate upscaling techniques for each type of flow and of heterogeneity depended on the well characteristics. In cases with channels, the upscaling technique depended on the well localization being aligned or not to the channels. In the

case with barriers, the indicated upscaling techniques were associated to the number of layers with barriers where the producer well is drilled.

Keywords: Upscaling, Absolute Permeability, Well Treatment, Numerical Flow Simulation of Petroleum Reservoir.

Sumário

Lista de Figuras	xiv
Lista de Tabelas	xx
Nomenclatura	xxi
1 Introdução	1
2 Revisão Bibliográfica	4
3 Fundamentação Teórica	8
3.1 Métodos de Transferência de Escala	8
3.2 Tratamentos dos Blocos Grosseiros com Poços e com Fortes Heterogeneidades . .	12
3.3 Combinação entre Métodos de Transferência de Escala e Tratamentos de Poços . .	12
4 Metodologia	14
4.1 Casos Estudados	14
4.2 Tratamento dos Blocos Grosseiros com Poços	21
4.3 Critério de Comparação	28
4.4 Dificuldades Encontradas	28
4.5 Seleção do Tratamento do Bloco do Poço	34
4.6 Combinação das Técnicas Seleccionadas	35
4.7 Aplicação com Regra Geral	39
4.8 Metodologia Geral	40
5 Resultados e Discussões	43
5.1 Seleção do Tratamento do Bloco do Poço	43
5.2 Combinação das Técnicas Seleccionadas	58
5.3 Aplicação com Regra Geral	71

6	Conclusões e Recomendações	82
6.1	Conclusões	82
6.2	Recomendações	84
	Referências Bibliográficas	85
A	Dificuldades Encontradas	88
A.1	Caso Canal 1	88
A.2	Caso Barreira 1	90
A.3	Caso Canal 2	92
A.4	Caso Barreira 2	95
B	Seleção do Tratamento de poço	98
B.1	Caso canal 1	98
B.2	Caso Canal 2	100
B.3	Caso Barreira 1	102
B.4	Caso Barreira 2	104
C	Combinação das Técnicas Seleccionadas	106
C.1	Caso Canal 1	106
C.2	Caso Canal 2	114
C.3	Caso Barreira 1	122
C.4	Caso Barreira 2	130
D	Aplicação com Regra Geral	138
D.1	Caso canal 1	138
D.2	Caso Canal 2	140
D.3	Caso Barreira 1	142
D.4	Caso Barreira 2	144
E	Comparação de Tempo	146
E.1	Elaboração manual das malhas grosseiras TeTTE e Regra Geral	146
E.2	Tempo de simulação das malhas refinadas e grosseiras	146

Lista de Figuras

3.1	Três tipos de condições de contorno para métodos locais, bloco a bloco (Romeu <i>et al.</i> , 1997).	11
4.1	Caso Canal 1 - Distribuição de permeabilidade absoluta na direção x : (a) Camada 1, (b) Camada 2 e (c) Camada 3.	15
4.2	Caso Canal 2 - Distribuição de permeabilidade absoluta na direção x : (a) Camada 1, (b) Camada 2 e (c) Camada 3.	16
4.3	Caso Barreira 1 - Distribuição de permeabilidade absoluta na direção x : (a) Camada 1, (b) Camada 2 e (c) Camada 3.	17
4.4	Caso Barreira 2 - Distribuição de permeabilidade absoluta na direção x : (a) Camada 1, (b) Camada 2 e (c) Camada 3.	18
4.5	Curva de permeabilidade relativa tipo Corey com $n = 2$	19
4.6	Permeabilidades dos blocos grosseiros com poços iguais às permeabilidades dos blocos com poços da malha refinada considerando fluxo linear ao redor dos poços: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira com tratamento de poço do tipo Kf.	21
4.7	Refinamento dos blocos grosseiros com poços: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira com refinamento nos blocos de poços, tratamento denominado de Ref.	22
4.8	Igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira com tratamento do bloco grosseiro com poço do tipo WI.	22
4.9	Combinação entre os tratamentos de poços Kf e WI: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira com tratamento do poço Kf-WI.	23
4.10	Permeabilidade equivalente do bloco do poço admitindo-se fluxo radial ao redor do poço: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira com tratamento de poço denominado de Rad.	24
4.11	Cálculo da permeabilidade equivalente do bloco do poço admitindo fluxo radial.	25
4.12	Combinação entre os tratamentos de poços Rad e WI: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira com tratamento de poço denominado de Rad-WI.	25

4.13	Permeabilidade equivalente de todos os blocos grosseiros iguais aos valores obtidos na transferência de escala: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira sem nenhum tratamento ao bloco com poço.	26
4.14	Caso Canal 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo. .	30
4.15	Caso Barreira 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.	31
4.16	Caso Canal 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	32
4.17	Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	33
4.18	(a) Malha refinada e (b) Malha refinada com blocos grosseiros apenas nos blocos com poços.	34
4.19	Divisão do reservatório em quatro regiões: (a) Malha refinada com poço Produtor 1, (b) Malha refinada com poço Produtor 2, (c) Malha refinada com poço Produtor 3 e (d) Malha refinada com poço Produtor 4.	36
4.20	Divisão do reservatório em quatro regiões: (a) Malha grosseira com poço Produtor 1, (b) Malha grosseira com poço Produtor 2, (c) Malha grosseira com poço Produtor 3 e (d) Malha grosseira com poço Produtor 4.	37
4.21	Malha grosseira obtida pela combinação das quatro regiões do reservatório com a melhor técnica de transferência de escala e melhor tratamento de poço para cada região.	39
4.22	Metodologia adotada.	41
4.22	Metodologia adotada (continuação).	42
5.1	Caso Canal 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo. .	45
5.2	Caso Canal 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	46
5.3	Caso Canal 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo. .	48
5.4	Caso Canal 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	49
5.5	Caso Barreira 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.	51
5.6	Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	52
5.7	Caso Barreira 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.	55
5.8	Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	56

5.9	Caso Canal 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo. . .	59
5.10	Caso Canal 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	60
5.11	Caso Canal 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo. .	62
5.12	Caso Canal 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	63
5.13	Caso Barreira 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.	65
5.14	Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	66
5.15	Caso Barreira 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.	68
5.16	Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	69
5.17	Caso Canal 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo. .	72
5.18	Caso Canal 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	73
5.19	Caso Canal 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo. .	74
5.20	Caso Canal 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	75
5.21	Caso Barreira 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.	76
5.22	Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	77
5.23	Caso Barreira 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.	78
5.24	Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	79
A.1	Caso Canal 1 - Corte de água no reservatório.	88
A.2	Caso Canal 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	89
A.3	Caso Barreira 1 - Corte de água no reservatório.	90
A.4	Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	91
A.5	Caso Canal 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média, (b) Vazão de óleo e (c) Corte de água.	92
A.6	Caso Canal 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	93

A.7	Caso Canal 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4	94
A.8	Caso Barreira 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média, (b) Vazão de óleo e (c) Corte de água.	95
A.9	Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4	96
A.10	Caso Barreira 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4	97
B.1	Caso Canal 1 - Corte de água no reservatório.	98
B.2	Caso Canal 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	99
B.3	Caso Canal 2 - Corte de água no reservatório.	100
B.4	Caso Canal 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	101
B.5	Caso Barreira 1 - Corte de água no reservatório.	102
B.6	Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	103
B.7	Caso Barreira 2 - Corte de água no reservatório.	104
B.8	Caso Barreira 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	105
C.1	Caso Canal 1 - Corte de água no reservatório.	106
C.2	Caso Canal 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	107
C.3	Caso Canal 1 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.	108
C.4	Caso Canal 1 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	109
C.5	Caso Canal 1 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	110
C.6	Caso Canal 1 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.	111
C.7	Caso Canal 1 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	112

C.8	Caso Canal 1 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	113
C.9	Caso Canal 2 - Corte de água no reservatório.	114
C.10	Caso Canal 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	115
C.11	Caso Canal 2 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.	116
C.12	Caso Canal 2 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	117
C.13	Caso Canal 2 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	118
C.14	Caso Canal 2 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.	119
C.15	Caso Canal 2 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	120
C.16	Caso Canal 2 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	121
C.17	Caso Barreira 1 - Corte de água no reservatório.	122
C.18	Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	123
C.19	Caso Barreira 1 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.	124
C.20	Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	125
C.21	Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	126
C.22	Caso Barreira 1 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.	127
C.23	Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	128
C.24	Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	129
C.25	Caso Barreira 2 - Corte de água no reservatório.	130
C.26	Caso Barreira 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	131

C.27	Caso Barreira 2 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.	132
C.28	Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	133
C.29	Caso Barreira 2 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	134
C.30	Caso Barreira 2 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.	135
C.31	Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	136
C.32	Caso Barreira 2 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	137
D.1	Caso Canal 1 - Corte de água no reservatório.	138
D.2	Caso Canal 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	139
D.3	Caso Canal 2 - Corte de água no reservatório.	140
D.4	Caso Canal 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	141
D.5	Caso Barreira 1 - Corte de água no reservatório.	142
D.6	Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	143
D.7	Caso Barreira 2 - Corte de água no reservatório.	144
D.8	Caso Barreira 2 - Aplicação com regra geral - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.	145

Lista de Tabelas

4.1	Propriedades PVT para água e óleo.	20
4.2	Tipos de tratamentos aplicados aos blocos grosseiros com poços.	27
5.1	Caso Canal 1 - Classificação dos tratamentos dos blocos grosseiros com poços. . .	47
5.2	Caso Canal 2 - Classificação dos tratamentos de poços dos blocos grosseiros com poços.	50
5.3	Caso Barreira 1 - Classificação dos tratamentos de poços dos blocos grosseiros com poços.	53
5.4	Caso Barreira 2 - Classificação dos tratamentos de poços dos blocos grosseiros com poços.	57

Nomenclatura

Letras Latinas

A_n	Área do bloco fino	m^2
B_g	Fator volume-formação do gás	m^3/m^3
B_o	Fator volume-formação do óleo	m^3/m^3
h	Espessura da camada	m
i, j, k	Coordenada de cada bloco	—
\bar{K}	Permeabilidade absoluta equivalente do bloco grosseiro com poço admitindo fluxo próximo ao radial	mD
K	Permeabilidade absoluta	mD
K_1	Permeabilidade absoluta do bloco do poço na malha refinada	mD
K_2, K_3	Média aritmética da permeabilidade absoluta na malha refinada	mD
K_{ad}	Permeabilidade equivalente (média aritmética)	mD
K_r	Permeabilidade relativa	mD
K_{ro}	Permeabilidade relativa ao óleo	mD
K_{rw}	Permeabilidade relativa à água	mD
K_{wd}	Permeabilidade equivalente (média potência)	mD
$K_x = K_{xx}$	Permeabilidade absoluta na direção x	mD

$K_y = K_{yy}$	Permeabilidade absoluta na direção y	mD
$K_z = K_{zz}$	Permeabilidade absoluta na direção z	mD
n_x	Número de blocos na direção x	—
n_y	Número de blocos na direção y	—
n_z	Número de blocos na direção z	—
P	Pressão	kPa
\bar{P}	Pressão média	kPa
Q_o	Vazão do óleo	m^3/dia
Q_w	Vazão de água	m^3/dia
r_n	Raio	m
r_o, r_e	Raio equivalente	m
r_{rad}, r_w	Raio do poço	m
R_s	Razão de solubilidade do gás no óleo	m^3/m^3
S_w	Saturação de água	%
WI	Fator geométrico do índice de produtividade do poço	$\frac{m^3/dia}{kPa}$

Letras Gregas

Δx	Tamanho do bloco na direção x	m
μ_{gas}	Viscosidade do gás	cp
μ_{oleo}	Viscosidade do óleo	cp

Superescritos

w	Expoente de potência
-----	----------------------

Subscritos

<i>a</i>	Média aritmética
<i>d</i>	Direção <i>x</i> , <i>y</i> e <i>z</i>
<i>e</i>	Equivalente
<i>g</i>	Gás
<i>n</i>	Número natural de 1 a 3
<i>o</i>	Óleo
<i>r</i>	Relativa
<i>rad, w</i>	Poço
<i>s</i>	Solubilidade
<i>w</i>	Água
<i>x</i>	Direção <i>x</i>
<i>y</i>	Direção <i>y</i>
<i>z</i>	Direção <i>z</i>

Abreviaturas

<i>DP</i>	Técnica de transferência de escala baseada no coeficiente Dykstra-Parsons
<i>Kf</i>	Permeabilidade do bloco grosseiro com poço igua à permeabilidade do bloco da malha refinada
<i>Kf – WI</i>	Combinação entre <i>Kf</i> e <i>WI</i>
<i>M. Fina</i>	Malha refinada
<i>M. Grossa</i>	Malha grosseira sem tratamento

Rad Permeabilidade equivalente do bloco grosseiro com poço calculada considerando fluxo próximo ao radial

Rad – WI Combinação entre Rad e WI

Ref Refinamento do bloco grosseiro com poço

RG Regra geral

TE Transferência de escala

TeTTE Combinação entre vários tipos de tratamentos de poços e técnicas de transferência de escala

Siglas

BHP Pressão de fundo de poço *kPa*

PVT Pressão - Volume - Temperatura –

Capítulo 1

Introdução

O objetivo da transferência de escala é a passagem das propriedades petrofísicas de uma malha refinada para uma outra mais grosseira. Isto consiste em obter um valor de uma propriedade equivalente para cada bloco grosseiro a partir dos valores das propriedades dos blocos finos que a constituem.

As técnicas de transferência de escala surgiram no final dos anos 60, quando a simulação numérica de reservatórios passou a ser difundida nas indústrias de petróleo. Durante os anos 80, a transferência de escala de propriedades petrofísicas estavam unicamente associadas a limitações computacionais. Atualmente, o fator mais importante para sua realização é a redução do tempo computacional que é de suma importância em aplicações na engenharia de reservatório que demandam de muitas simulações, como por exemplo, ajuste de histórico de produção, análise de incerteza e de risco e otimização da estratégia de produção.

Atualmente, a grande natureza detalhada da descrição geológica na ordem de 10^7 células ou mais, ultrapassa significativamente a capacidade dos simuladores de reservatórios, os quais possuem uma limitação na ordem de 10^5 células. Esta disparidade tem motivado o desenvolvimento e o uso de uma variedade de técnicas para estimar propriedades equivalentes ou a transferência de escala do modelo geológico para um nível de células aceitáveis. As técnicas de transferência de escala têm se tornado cada vez mais sofisticadas (Durlifsky; Milliken; Bernath, 2000).

Num processo de transferência de escala é inevitável a perda de informação, pois as várias propriedades referentes aos blocos finos são substituídas por um único valor no bloco grosseiro. A

passagem da permeabilidade absoluta de uma escala refinada para outra mais grosseira pode fazer com que resultados bem diferentes sejam obtidos quando tais malhas são submetidas à simulação de fluxo. Outro fator importante é que a transferência de escala de blocos finos com poços pode ter grande impacto nos resultados das simulações e, em muitos casos deve ter tratamento diferenciado dos demais blocos finos que não possuem poços. Deste modo, para uma melhor aproximação das malhas refinada e grosseiras, surge a necessidade do emprego de tratamentos especiais aos blocos com fortes heterogeneidades e com poços (Ligero; Schiozer, 2003; Ligero; Maschio; Schiozer, 2002; Ligero; Schiozer; Romeu, 2001).

A permeabilidade absoluta, sem dúvida, é a propriedade mais importante que afeta o desempenho do fluxo num reservatório, e requer técnicas de transferência de escala mais robustas (Soerawinata; Kasap; Kelkar, 1996). A maioria das técnicas de transferência de escala de permeabilidade absoluta assumem que o fluxo ao redor do poço é linear, apesar de que na prática o fluxo nas proximidades do poço ser radial (Ding, 1995).

Nesta dissertação foram estudadas quatro malhas refinadas Cartesianas tridimensionais com heterogeneidades fortes, representadas pela presença de canais e barreiras no mapa de permeabilidade absoluta. As malhas refinadas foram reduzidas a malhas grosseiras considerando-se a redução de escala apenas as direções x e y , de modo que o número de camadas nas malhas refinada e grosseira foram inalteradas. É importante salientar que este trabalho foi direcionado apenas ao estudo da transferência de escala da permeabilidade absoluta. O desafio foi tentar encontrar tratamentos de poços adequados aos modelos de reservatórios de petróleo propostos e excluir os tratamentos de poços inadequados aos respectivos modelos. A simulação numérica de fluxo foi usada como ferramenta de comparação entre as malhas refinada e grosseira. Nas malhas de simulação apenas poços do tipo vertical foram empregados. Os parâmetros utilizados para a comparação entre malhas foram a pressão média no reservatório e vazão de óleo nos poços produtores durante o período de tempo em que o corte de água era nulo.

A revisão da literatura utilizada como base de sustentação conceitual do tema em estudo, ou seja, transferência de escala de permeabilidade absoluta e tratamentos especiais aos blocos grosseiros com heterogeneidades forte e com poços é abordada no Capítulo 2.

No Capítulo 3, referente a fundamentação teórica, são apresentados alguns conceitos indi-

spensáveis para o desenvolvimento do trabalho proposto. A metodologia desenvolvida e aplicada a malhas refinadas tridimensionais com presença de canais e barreiras ao escoamento dos fluidos é apresentada de maneira detalhada no Capítulo 4.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos bem como a discussão detalhada de cada uma das etapas desenvolvidas neste trabalho.

As conclusões obtidas no trabalho juntamente com as sugestões para a elaboração de trabalhos futuros são abordadas no Capítulo 6. Nos Apêndices A, B, C e D são apresentados os gráficos que não são essenciais para as conclusões, mas podem contribuir para o entendimento do comportamento físico de cada caso estudado.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Neste capítulo é apresentada a revisão da literatura utilizada como sustentação conceitual do tema em estudo.

Ligero e Schiozer (2003), Ligero, Maschio e Schiozer (2002) e Ligero, Schiozer e Romeu (2001) estudaram o efeito da transferência de escala da permeabilidade absoluta na simulação numérica de reservatório por meio de malhas refinadas bi e tridimensionais com heterogeneidades fracas e fortes. Estes autores mostraram a importância da transferência de escala da permeabilidade absoluta de blocos com fortes heterogeneidades e a necessidade do tratamento especial de blocos grosseiros com poços com a finalidade de aproximar os resultados das simulações numéricas de fluxo das malhas refinadas e grosseiras.

Uma nova técnica para obtenção de malhas grosseiras considerando modelos de reservatório de petróleo muito heterogêneo foi desenvolvida por Chen *et al.* (2003). Tal técnica calcula os valores equivalentes da transmissibilidade ou permeabilidade e não requer nenhum cálculo global da malha refinada.

Maschio e Schiozer (2003) apresentaram uma nova técnica de transferência de escala da permeabilidade absoluta baseada no coeficiente Dykstra-Parsons. O método tem como principais características o uso dos limites superior e inferior da permeabilidade para capturar efeitos direcionais das heterogeneidades e o emprego do coeficiente Dykstra-Parsons para medir o nível de heterogeneidade do meio em estudo. Cardwell e Parsons (1944) mostraram a partir dos resultados de experimentos de laboratório que a permeabilidade equivalente situa-se entre o limite superior da

média aritmética e o limite inferior da média harmônica.

Christie e Blunt (2001) realizaram um estudo comparativo dos resultados de simulação numérica de fluxo de malhas grosseiras geradas por meio de transferência de escala realizada por nove empresas distintas. Para o estudo foram considerados dois modelos de reservatório de petróleo, um simples bidimensional com 2000 células e outro tridimensional mais complexo com 1,1 milhões de células. Segundo os autores, no modelo mais simples, praticamente todos os participantes conseguiram alcançar bons resultados para a malha grosseira comparada à malha refinada, enquanto que no modelo mais complexo houve uma variação nos resultados. Além disso, os autores concluíram que os melhores métodos para obter a permeabilidade absoluta equivalente são aqueles que consideram a transferência de escala baseada no fluxo usando condições de contorno de fluxo nulo. A comparação dos resultados obtidos mostrou que uma maior concordância entre os resultados da malha refinada e grosseira foram obtidos quando as curva de pseudo permeabilidade relativa foram incluídos nos modelos de simulação das malhas grosseiras.

Castellini (2001) efetuou um estudo sobre malhas baseadas em fluxo para simulação de reservatórios, e também estudou o efeito de transferência de escala da malha refinada Cartesiana tridimensional. As simulações feitas com malhas baseadas em fluxo fornecem resultados similares com aqueles obtidos na malha refinada Cartesiana. Foi observado que as simulações feitas por linhas de fluxo são 10 vezes mais rápidas do que com malhas refinadas do modelo Cartesiano.

Christie (2001) fez uma revisão sobre os métodos de transferência de escala (dinâmicos e estáticos) para fluxo multifásico em meio poroso. Segundo o autor, a escolha das condições de contorno é de suma importância na obtenção de propriedades equivalentes em sistema bifásico. Christie concluiu que tanto as transferência de escala dinâmicas quanto as estáticas, em geral, têm sido proveitosas em vários problemas. Também concluiu que o processo de transferência de escala é uma ferramenta útil que auxilia para prever a incerteza na produção futura quando se necessita simular um maior número de casos.

Durlofsky, Milliken e Bernath (2000) apresentaram um método para o cálculo adequado do índice de produtividade dos blocos grosseiros com poços verticais em malhas bi e tridimensionais. Segundo os autores, o método é uma extensão da técnica desenvolvida por Ding (1995). Dos estudos realizados, eles observaram que os resultados de simulação das malhas grosseiras com tra-

tamento perto do poço, sempre fornecem melhores resultados se comparados com aqueles obtidos usando os métodos de transferência de escala convencionais. Vários modelos tridimensionais com poços verticais foram testados pelos autores e os resultados alcançados em todas as simulações também mostraram ser melhores quando foram comparados com as malhas grosseiras sem tratamento.

Soeriawitana, Kasap e Kelkar (1996) apresentaram um método analítico para o cálculo da permeabilidade efetiva dos blocos grosseiros a partir das permeabilidades da malha refinada. Para o cálculo da permeabilidade equivalente, consideraram fluxo radial em camadas em série e em paralelo nos blocos com poços. Segundo os autores, o método foi validado através da simulação numérica dos processos de recuperação primária e secundária de malhas bi e tri-dimensionais. A partir dos estudos numéricos realizados, os autores concluíram que os resultados de simulações das malhas grosseiras obtidas considerando fluxo radial nas proximidades de poços são mais adequados às malhas de referências do que aqueles obtidos considerando fluxo linear ao redor de poços. Outrossim, eles citam que muitos autores discutem sobre os métodos para obter a permeabilidade absoluta equivalente, mas poucos são os autores que focalizam o problema da transferência de escala perto do poço.

Lee, Kasap e Kelkar (1994) apresentaram um método analítico para estimar o tensor de permeabilidade equivalente em malhas tridimensionais a partir dos valores das permeabilidades da malha refinada. O método é uma extensão do procedimento apresentado por Aasum (1992), cuja característica é a divisão do bloco grosseiro em oito partes, que faz uso do fluxo transversal e não transversal para obter as permeabilidades médias tomando-se como base a lei de Darcy. O método foi validado comparando os resultados com o do simulador numérico.

Sobre o modelo do poço, Palagi (1992) descreveu que a vazão do poço é proporcional à diferença entre a pressão do bloco e a pressão do poço. O coeficiente de proporcionalidade é denominado de índice de produtividade ou injetividade, e a parte geométrica deste termo é geralmente referida como índice de produtividade de poço. O modelo usado para determinar o índice de produtividade de poço é conhecido como modelo do poço. Palagi (1992) faz, em seu trabalho, uma descrição dos modelos de poços.

Peaceman (1978) definiu o raio equivalente do bloco do poço e obteve uma expressão que

relaciona as dimensões do bloco do poço com o raio equivalente do bloco do poço para malhas Cartesianas regulares e irregulares. Também, introduziu o conceito de comparação das soluções numéricas e analíticas com o intuito de auxiliar na determinação do valor adequado do índice de produtividade do poço.

Capítulo 3

Fundamentação Teórica

Neste capítulo são apresentados alguns conceitos utilizados ao longo deste trabalho, tais como, métodos de transferência de escala de permeabilidade absoluta, tipos de tratamentos de poços e combinação entre métodos de transferência de escala e tratamentos de poços.

3.1 Métodos de Transferência de Escala

O principal objetivo da transferência de escala é a adaptação da distribuição espacial das propriedades petrofísicas de malhas refinadas para malhas de discretização numérica mais grosseiras. Esta adaptação consiste na determinação do valor de uma propriedade equivalente para cada bloco grosseiro a partir dos valores das propriedades dos blocos finos que o constituem. Deste modo, um meio heterogêneo é substituído por um meio homogêneo equivalente.

As propriedades petrofísicas mais usualmente submetidas à transferência de escala são porosidade, permeabilidade absoluta, e pseudo-funções de permeabilidade relativa e pressão capilar. Na transferência de escala da permeabilidade relativa e da pressão capilar podem ser obtidas as pseudo-funções que são curvas artificiais construídas para os blocos de uma malha grosseira a partir de simulações da malha refinada (Cruz, 1991). Neste trabalho a transferência de escala é realizada apenas para a permeabilidade absoluta.

No caso ideal, os resultados da simulação numérica da malha grosseira deveriam ser semelhantes àqueles que seriam obtidos caso a simulação da malha refinada fosse executada. Na prática, existe sempre uma diferença pois a perda de informação é inevitável. Sendo assim, no processo

de mudança de escala, é possível apenas a obtenção de uma malha grosseira equivalente à malha refinada. Segundo Romeu *et al.* (1997), dois sistemas são ditos equivalentes se produzem a mesma vazão quando submetidos às mesmas condições de contorno.

Vários métodos de cálculo de propriedades equivalentes estão disponíveis na literatura. O cálculo da porosidade equivalente é bastante simples por esta propriedade ser aditiva, sendo a média aritmética adequada para se efetuar a transferência de escala. A permeabilidade absoluta, por não ser uma propriedade aditiva, exige cálculos mais sofisticados para a obtenção do seu valor equivalente. Os métodos de transferência de escala de permeabilidade absoluta diferem em vários aspectos, tais como: representação do meio heterogêneo, abordagem conceitual, critérios de equivalência, tratamento das condições de contorno, hipóteses de cálculo, custo computacional e detalhes operacionais. Alguns métodos são de aplicação simples, mas de domínio de validade restrito, outros são mais custosos, mas de aplicabilidade mais geral. Porém, nenhum parece completamente satisfatório sob todos os pontos de vista (Romeu *et al.*, 1997).

3.1.1 Cálculo da permeabilidade absoluta equivalente

A permeabilidade absoluta é um tensor (Equação 3.1) e não um escalar. No programa UPA desenvolvido pela Petrobras (Romeu *et al.*, 1997), empregado neste trabalho para efetuar a transferência de escala, apenas são considerados os componentes da diagonal principal do tensor permeabilidade (Equação 3.2). Esta simplificação deve-se ao fato da maioria dos simuladores de escoamento não aceitarem termos extra-diagonais na entrada de dados e também por não serem medidos em laboratório.

$$K = \begin{vmatrix} K_{xx} & K_{xy} & K_{xz} \\ K_{yx} & K_{yy} & K_{yz} \\ K_{zx} & K_{zy} & K_{zz} \end{vmatrix} \quad (3.1)$$

$$K = \begin{vmatrix} K_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & K_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & K_{zz} \end{vmatrix} \quad (3.2)$$

Embora vários métodos sejam disponíveis para a transferência de escala da permeabilidade absoluta, neste trabalho são apresentadas apenas as técnicas usadas para gerar os resultados da permeabilidade absoluta: a média aritmética (Equação 3.3), a média de potência (Equação 3.4), o método numérico e o método DP (Maschio; Schiozer, 2003), não disponível no programa UPA.

$$K_{ad} = \frac{\sum_{i=1}^{nx} \sum_{j=1}^{ny} \sum_{k=1}^{nz} k_d(i, j, k)}{nx \cdot ny \cdot nz} \quad d = x, y, z \quad (3.3)$$

$$K_{wd} = \left[\frac{\sum_{i=1}^{nx} \sum_{j=1}^{ny} \sum_{k=1}^{nz} k_d^w(i, j, k)}{nx \cdot ny \cdot nz} \right]^{1/w} \quad d = x, y, z \quad (3.4)$$

As duas primeiras técnicas (Equações 3.3 e 3.4) são rápidas; porém não apresentam resultados aceitáveis em muitas situações.

O método numérico baseado em diferenças finitas apresenta como principal desvantagem o elevado tempo de cálculo. Porém, nos casos estudados, o fator tempo não foi limitante e os resultados em geral são melhores. O método numérico requer um critério de equivalência, o qual pode ser a identidade de vazão total entre os meios heterogêneo e homogêneo, sob as mesmas condições de contorno. Segundo Romeu *et al.* (1997), os tipos de condições de contorno mais usados para o cálculo da permeabilidade absoluta equivalente, considerando individualmente cada bloco da malha e uma direção do escoamento são (Figura 3.1):

- **Impermeável:** pressão constante na face de entrada, pressão nula na face de saída, fluxo nulo através de todas outras faces, como nos testes de laboratório. Esta condição de contorno é a mais tradicional;
- **Linear:** pressão constante na face de entrada, pressão nula na face de saída, pressão variando linearmente ao longo das outras faces;
- **Periódica:** variação periódica de pressão e velocidade, como se o domínio a homogeneizar fosse a célula de base de um sistema periódico que se repete em todas as direções.

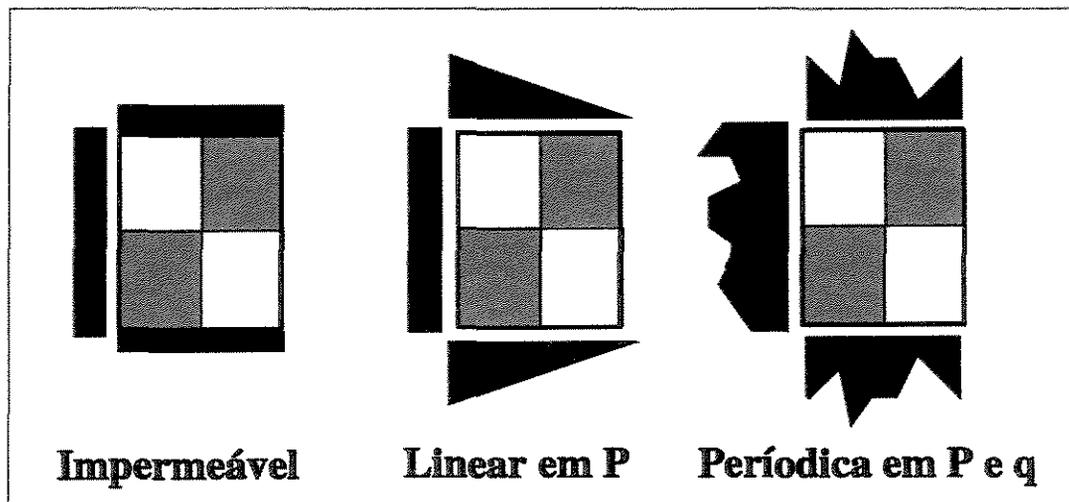


Figura 3.1: Três tipos de condições de contorno para métodos locais, bloco a bloco (Romeu *et al.*, 1997).

No método numérico, uma vez definidas as condições de contorno, usualmente a igualdade de vazão, simula-se o fluxo do meio heterogêneo, para o cálculo das pressões e vazões em todos os blocos finos. Posteriormente, calcula-se a vazão total que atravessa uma seção transversal. A permeabilidade equivalente é obtida dividindo-se a vazão total, obtida para o meio heterogêneo, pela diferença de pressão (Pumputis, 2002).

O método DP é a combinação dos limites inferiores e superiores da permeabilidade equivalente definidos por Cardwell e Parsons (1944) com o coeficiente definido por Dykstra-Parsons. De

acordo com os limites de Cardwell e Parsons, a permeabilidade equivalente tem seu valor inferior limitado pela média harmônica e seu valor superior limitado pela média aritmética. Portanto, a medida que o limite de Cardwell e Parsons leva em consideração a direção da permeabilidade, o coeficiente de Dykstra-Parsons tem como finalidade a medida da heterogeneidade dos dados de permeabilidade.

3.2 Tratamentos dos Blocos Grosseiros com Poços e com Fortes Heterogeneidades

Ligero, Schiozer e Romeu (2001); Ligero, Maschio e Schiozer (2002) e Ligero e Schiozer (2003) mostraram a importância da transferência de escala da permeabilidade absoluta em casos com fortes heterogeneidades. Outro aspecto importante apresentado por estes autores é o fato da transferência de escala dos blocos finos com poços poderem apresentarem um grande impacto nos resultados da simulação numérica de fluxo da malha grosseira. Deste modo, em muitos casos, os blocos grosseiros com poços devem ser submetidos a tratamentos diferenciados e especiais.

Neste trabalho, com objetivo de melhorar a aproximação dos resultados das simulações de fluxo das malhas refinadas e grosseiras, os blocos grosseiros com poços foram submetidos a seis tipos de tratamentos distintos: permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual à permeabilidade do bloco com poço na malha refinada (Kf), refinamento do bloco grosseiro com poço (Ref), igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço da malha refinada e grosseira (WI), combinação entre o primeiro e o terceiro tratamentos (Kf-WI), permeabilidade equivalente do bloco grosseiro com poço calculada considerando fluxo radial nas proximidades dos poços (Rad), combinação do terceiro tratamento com o quinto (Rad-WI). Estes tratamentos serão apresentados em detalhes no capítulo de metodologia.

3.3 Combinação entre Métodos de Transferência de Escala e Tratamentos de Poços

Esta etapa, tem como objetivo dividir o reservatório, ou seja, a malha refinada em regiões, e posteriormente, aplicar diferentes técnicas de transferência de escala em cada região com a finalidade de selecionar a técnica mais adequada para cada seção. A técnica de transferência de

escala selecionada para cada seção é combinada aos diferentes tipos de tratamentos de poços, com o objetivo é obter o melhor tratamento de poço para cada região do reservatório.

Após a seleção da melhor técnica de transferência de escala e do melhor tratamento de poço para cada região da malha refinada, obtêm-se as respectivas malhas grosseiras referentes a cada região, as quais combinadas formam uma única malha grosseira. No Capítulo 4, detalhar-se-á passo a passo como é feita a referida combinação.

Durante a revisão bibliográfica e com os resultados obtidos ao longo deste trabalho, pôde-se observar que a qualidade dos resultados depende muito do tipo de heterogeneidade, do alinhamento do escoamento com essa heterogeneidade (principalmente canais e barreiras) e da presença de poços.

Por isso, ao longo do trabalho, procurou-se desenvolver técnicas que pudessem levar em consideração esses aspectos. Dessa forma, procurou-se:

- Estudar as melhores técnicas de transferência de escala para cada situação;
- Dividir o reservatório em regiões;
- Aplicar técnica de transferência de escala selecionada para cada situação;
- Aplicar técnica de transferência diferenciada para blocos com poços.

Isso será detalhado no Capítulo 4.

Capítulo 4

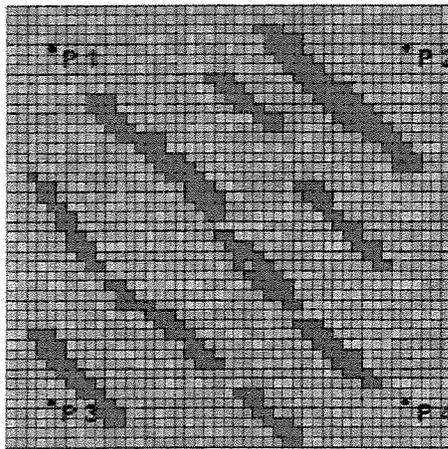
Metodologia

Este capítulo apresenta a descrição detalhada da metodologia adotada para o tratamento dos blocos com poços presentes em malhas grosseiras obtidas por transferência de escala a partir de malhas refinadas. As malhas refinadas submetidas à mudança de escala apresentam como principal característica a presença de heterogeneidades fortes, tais como canal e barreira. A propriedade petrofísica, cujo valor equivalente é calculado, é a permeabilidade absoluta, sendo que mudança de escala se refere à passagem do modelo descritivo (geoestatística) para a escala do modelo de simulação de escoamento.

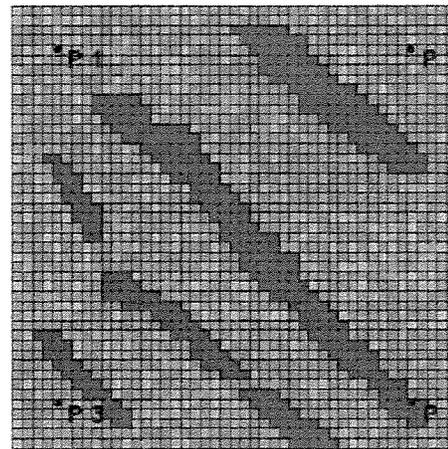
O principal objetivo do desenvolvimento e aplicação desta metodologia é o de aproximação dos resultados das simulações das malhas grosseiras àqueles obtidos pelas simulações das malhas refinadas correspondentes. Uma observação importante a ser feita é que a estratégia de produção dos modelos de simulação é constituída por poços verticais apenas.

4.1 Casos Estudados

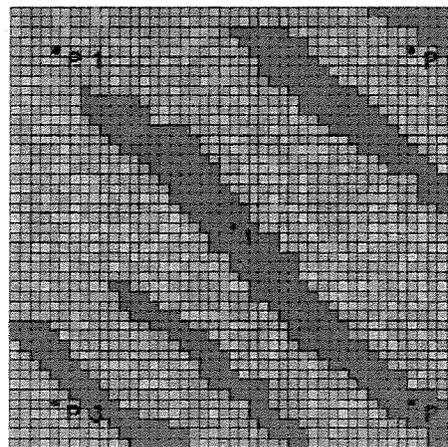
Foram estudados quatro tipos de malhas refinadas Cartesianas tridimensionais e horizontais com dimensões de $45 \times 45 \times 3$, correspondendo a um total de 6075 blocos finos. Duas malhas possuem canais preferenciais aos escoamento dos fluidos e são denominadas de Caso Canal 1 (Figura 4.1) e Caso Canal 2 (Figura 4.2). As outras duas malhas, por sua vez, são constituídas por barreiras ao escoamento de fluidos e denominadas respectivamente de Caso Barreira 1 (Figura 4.3) e Caso Barreira 2 (Figura 4.4).



(a)

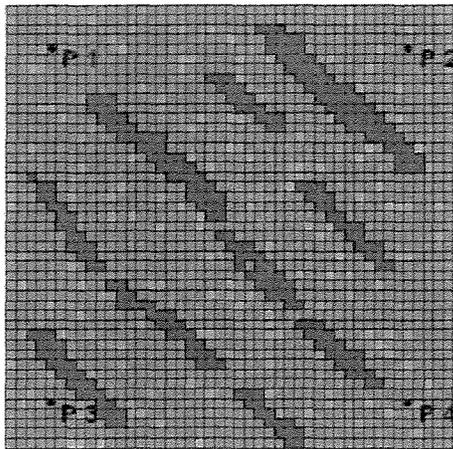


(b)

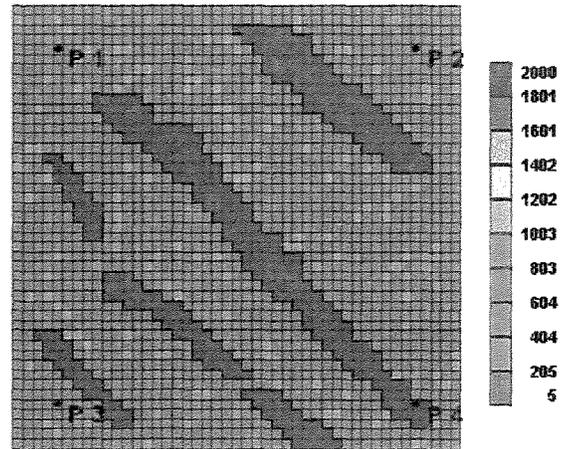


(c)

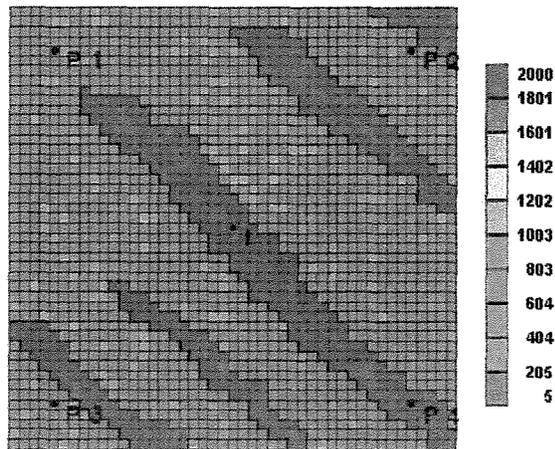
Figura 4.1: Caso Canal 1 - Distribuição de permeabilidade absoluta na direção x : (a) Camada 1, (b) Camada 2 e (c) Camada 3.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.2: Caso Canal 2 - Distribuição de permeabilidade absoluta na direção x : (a) Camada 1, (b) Camada 2 e (c) Camada 3.

Todas as malhas refinadas possuem porosidade constante igual a 20 % e permeabilidade absoluta na direção x igual à da direção y ($K_x = K_y$) e permeabilidade vertical igual a 30 % da permeabilidade absoluta na direção horizontal ($K_z = 0,3K_x$). Em todas as malhas, os blocos finos possuem dimensões de 20, 20 e 2 m nas direções x , y e z , respectivamente.

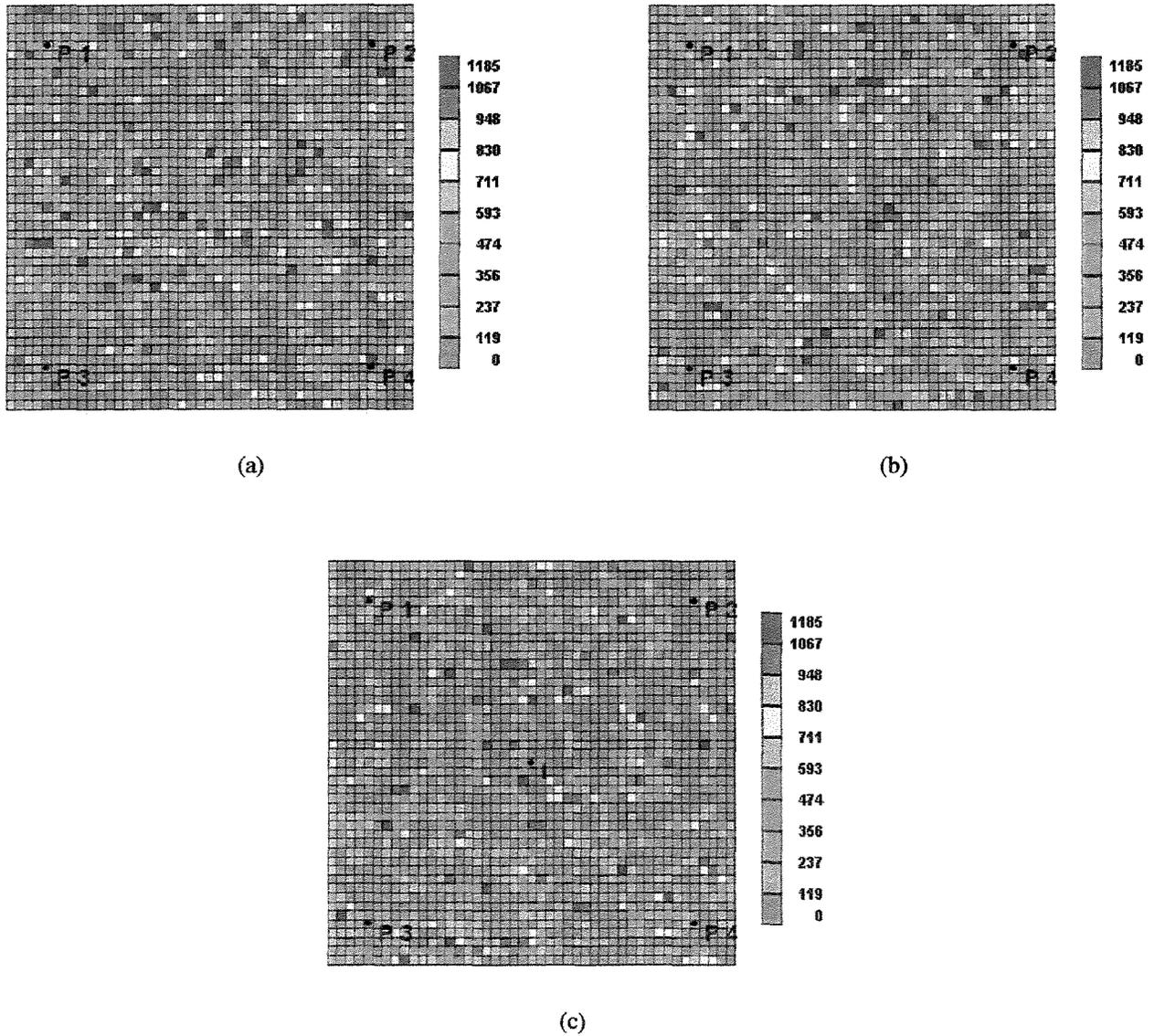


Figura 4.3: Caso Barreira 1 - Distribuição de permeabilidade absoluta na direção x : (a) Camada 1, (b) Camada 2 e (c) Camada 3.

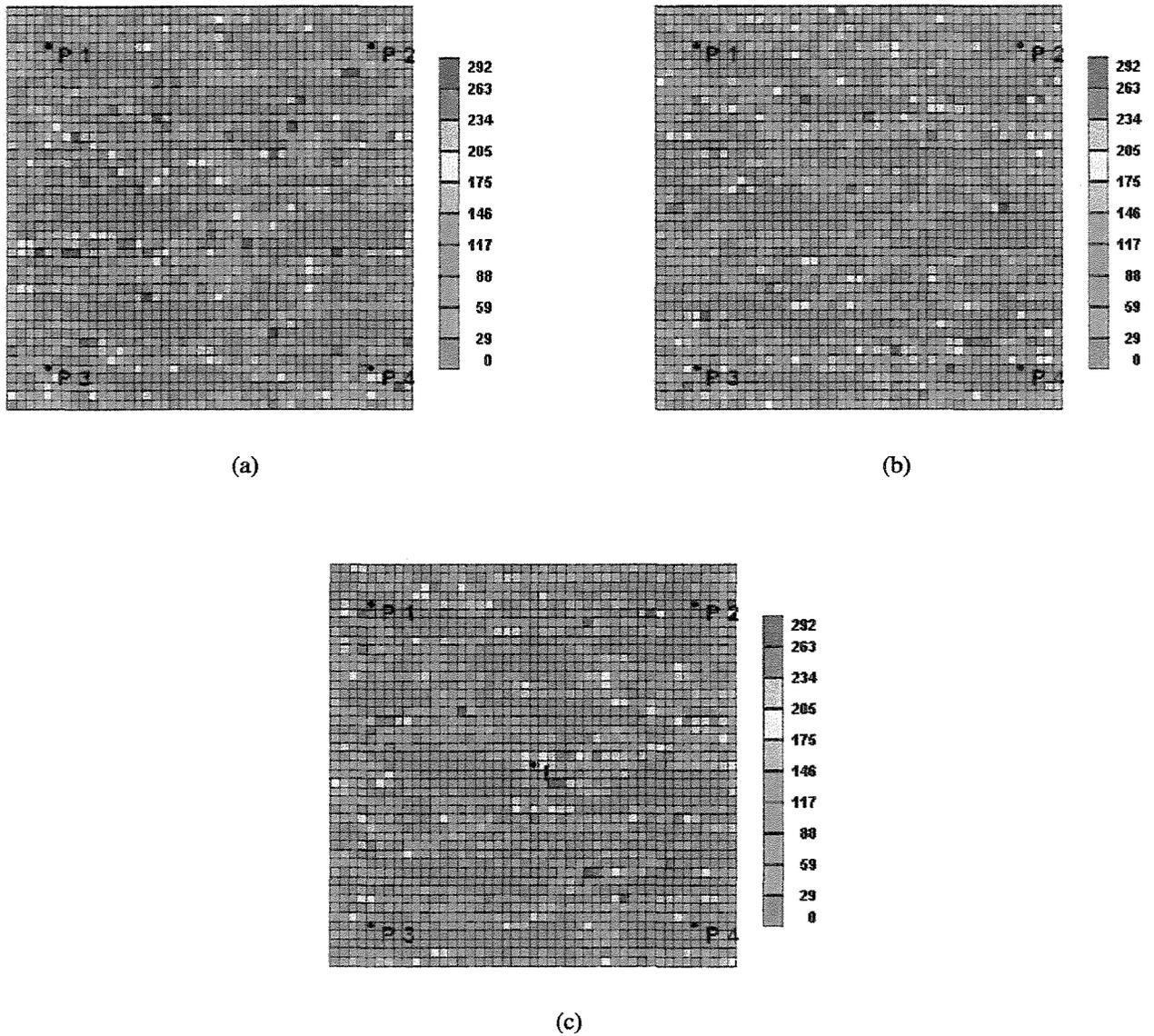


Figura 4.4: Caso Barreira 2 - Distribuição de permeabilidade absoluta na direção x : (a) Camada 1, (b) Camada 2 e (c) Camada 3.

As malhas refinadas foram reduzidas a malhas grosseiras Cartesianas com dimensões de $5 \times 5 \times 3$, sendo que cada bloco grosseiro possui um comprimento de 180, 180 e 2 m nas direções x , y e z respectivamente, e é constituído por 81 blocos finos.

Na malha de drenagem foi adotado o modelo five-spot com quatro poços verticais produtores de óleo operando a pressão constante ($BHP = 4903,5 \text{ kPa}$), e um poço vertical injetor de água operando a vazão constante ($Q_w = 1200 \text{ m}^3/\text{dia}$). A localização dos poços nas malhas refinadas estão representadas nas Figuras 4.1 a 4.4.

É de ressaltar que tanto as malhas refinadas quanto as grosseiras possuem curva de permeabilidade relativa analítica do tipo Corey com $n = 2$ (Figura 4.5) e a tabela de PVT (Tabela 4.1) dada por Odeh (1981).

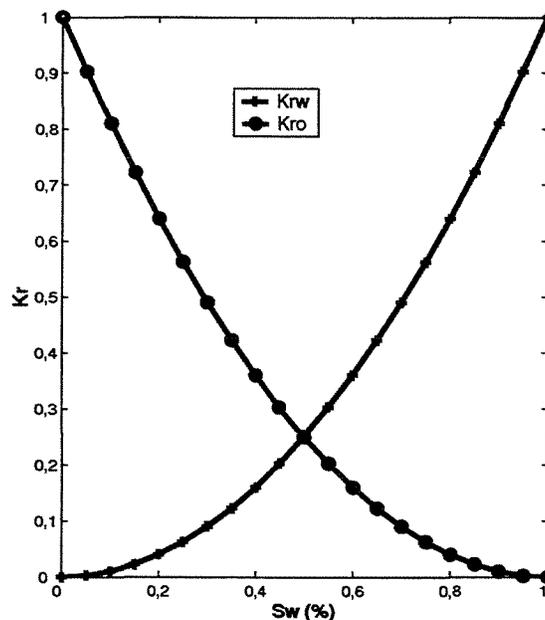


Figura 4.5: Curva de permeabilidade relativa tipo Corey com $n = 2$.

Conforme ilustrado na Figura 4.1, o Caso Canal 1 possui canais preferenciais ao fluxo com permeabilidade horizontal de $K_x = K_y = 800 \text{ mD}$. O poço Produtor 4 passa por um desses canais nas duas últimas camadas, assim como o poço Injetor.

Tabela 4.1: Propriedades PVT para água e óleo.

P (kPa)	R_s ($m^3 STD/m^3 STD$)	B_o ($m^3/m^3 STD$)	B_g ($m^3/m^3 STD$)	$\mu_{\text{óleo}}$ (cp)	$\mu_{\text{gás}}$ (cp)
101,404	0,178	1,062	0,935	1,040	0,0080
1825,181	16,119	1,150	0,068	0,975	0,0096
3548,957	32,059	1,207	0,035	0,910	0,0112
6996,510	66,077	1,295	0,018	0,830	0,0140
13891,714	113,275	1,435	0,009	0,695	0,0189
17339,266	138,032	1,500	0,007	0,641	0,0208
20786,917	165,638	1,565	0,006	0,594	0,0228
27682,023	226,194	1,695	0,005	0,510	0,0268
34577,226	288,175	1,827	0,004	0,449	0,0309
62157,845	531,467	2,357	0,002	0,203	0,0470

A malha tridimensional com canais preferenciais ao fluxo apresentada na Figura 4.2, Caso Canal 2, possui as mesmas características do Caso Canal 1, sendo a única diferença o valor da permeabilidade absoluta dos canais que passam a ser iguais a $2000 mD$ ($K_x = K_y = 2000 mD$). Assim, o poço Produtor 4 continua atravessando um canal na segunda e terceira camadas.

A malha tridimensional representativa de um reservatório de petróleo com barreiras, Caso Barreira 1 (Figura 4.3), possui permeabilidades absolutas com valores iguais a $0,1 mD$ ($K_x = K_y = 0,1 mD$) nas barreiras. Uma característica particular desta malha é que o poço Produtor 3 está perfurado em barreiras em todas as camadas.

Para o Caso Barreira 2, a malha tridimensional estudada, Figura 4.4, também possui barreiras com valores de permeabilidades absoluta de $K_x = K_y = 0,1 mD$. As principais características desta malha são as seguintes: barreiras no poço Produtor 1 em todas as camadas, barreira no poço Produtor 3 na terceira camada e barreiras no poço Produtor 4 na segunda e terceira camadas.

4.2 Tratamento dos Blocos Grosseiros com Poços

Nesta seção são apresentados com detalhes os tipos de tratamentos de poços aplicados às malhas grosseiras como estratégia para melhorar a aproximação de seus resultados aos da malha refinada.

1. Permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual à permeabilidade do bloco com poço na malha refinada (K_f), com objetivo de melhorar a produtividade do poço. A Figura 4.6 ilustra este tratamento;

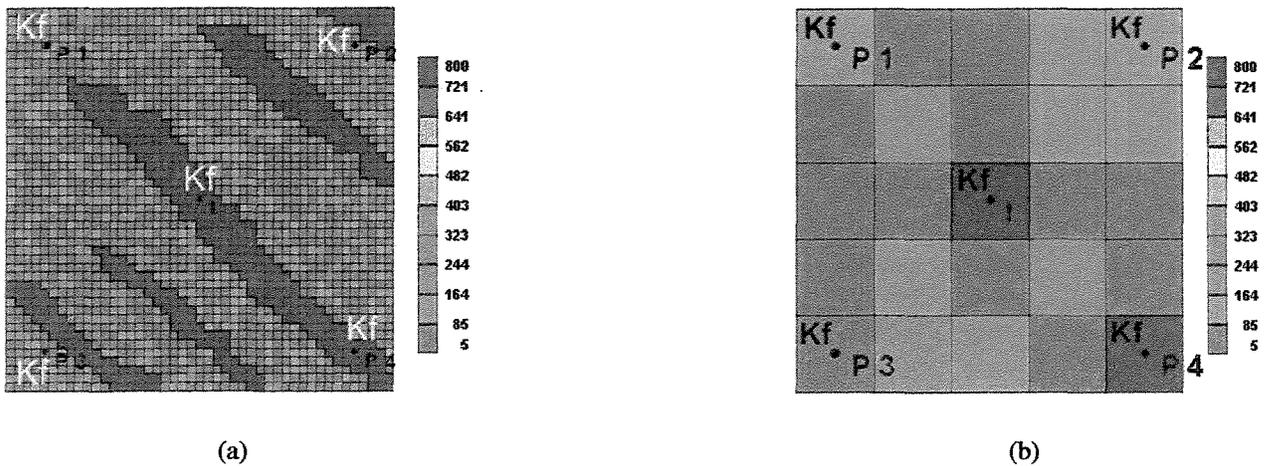


Figura 4.6: Permeabilidades dos blocos grosseiros com poços iguais às permeabilidades dos blocos com poços da malha refinada considerando fluxo linear ao redor dos poços: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira com tratamento de poço do tipo K_f .

2. Refinamento do bloco grosseiro com poço (Ref), com a finalidade de representar fielmente as propriedades petrofísicas da região do poço, Figura 4.7;
3. Igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira (WI), cujo objetivo é garantir que a produtividade de um poço na malha grosseira seja igual ao do poço na malha refinada, Figura 4.8. Para o cálculo do índice de poço da malha refinada foi usado o modelo de Peaceman (1978), Equação 4.1a:

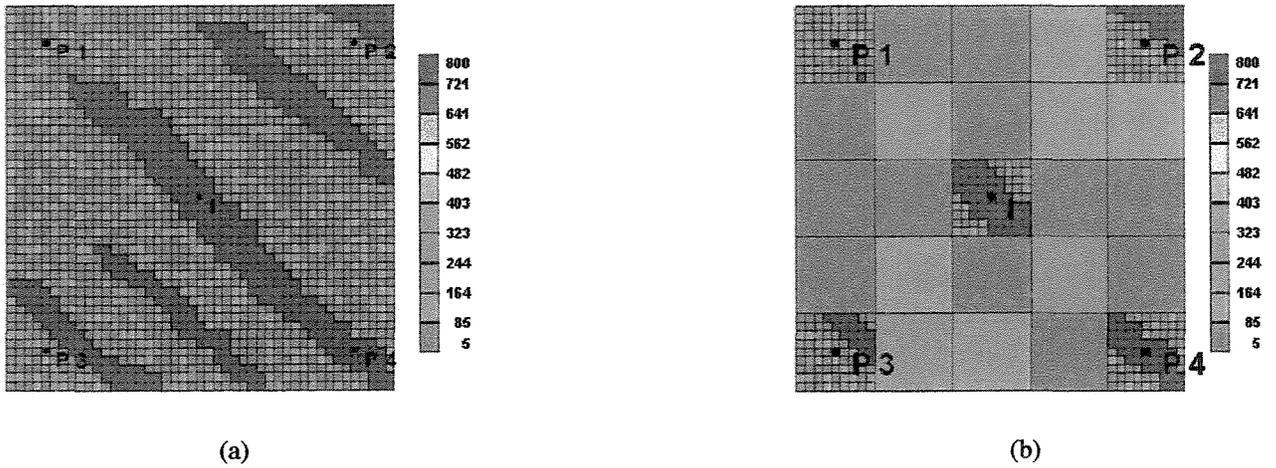


Figura 4.7: Refinamento dos blocos grosseiros com poços: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira com refinamento nos blocos de poços, tratamento denominado de Ref.

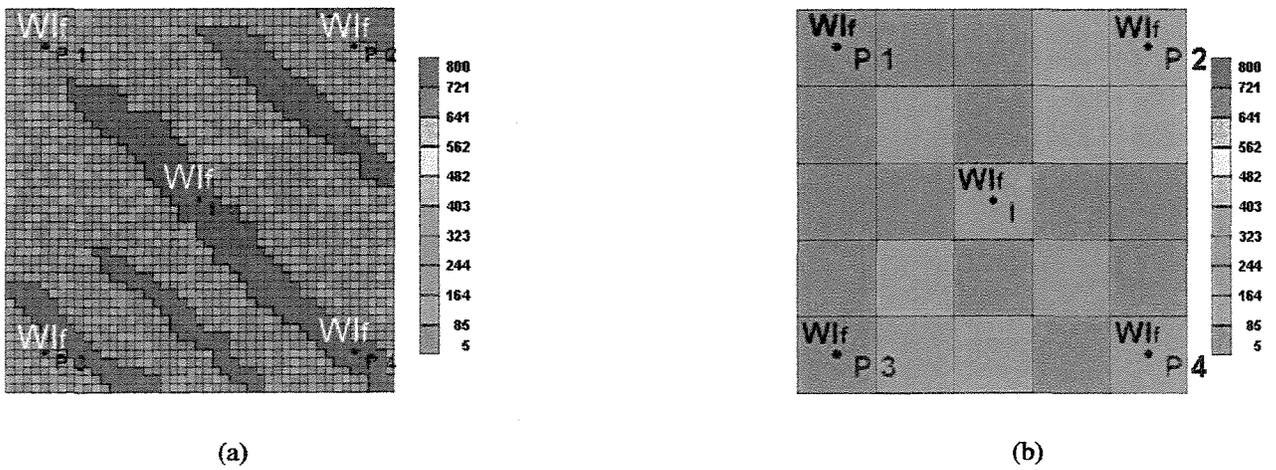


Figura 4.8: Igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira com tratamento do bloco grosseiro com poço do tipo WI.

$$WI = \frac{2\pi \cdot K \cdot h}{\ln\left(\frac{r_o}{r_{rad}}\right)} \quad (4.1a)$$

onde:

$$r_o = 0,208 \cdot \Delta x \quad (4.1b)$$

4. Combinação dos tratamentos 1 e 3 (Kf-WI), Figura 4.9;

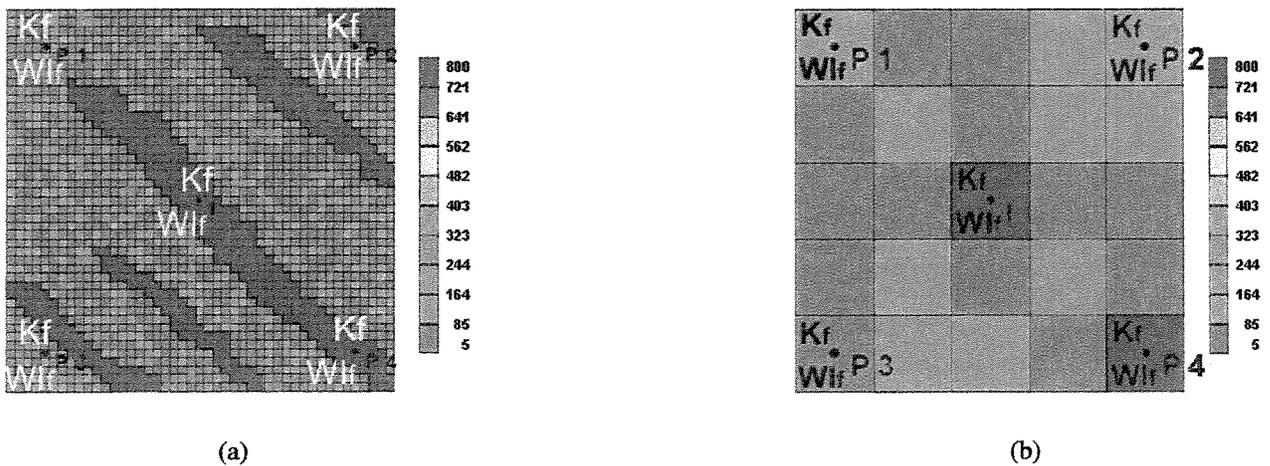


Figura 4.9: Combinação entre os tratamentos de poços Kf e WI: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira com tratamento do poço Kf-WI.

5. Os tratamentos de 1 a 4 consideram fluxo linear ao redor do bloco do poço. Neste tratamento, a permeabilidade equivalente do bloco grosseiro com poço é calculada considerando fluxo radial nas proximidades do poço (Rad), Figura 4.10. A Equação 4.2a adaptada da equação proposta por Craft e Hawkins (1959), válida para fluxo radial em leitos em paralelo, foi utilizada no cálculo da permeabilidade equivalente:

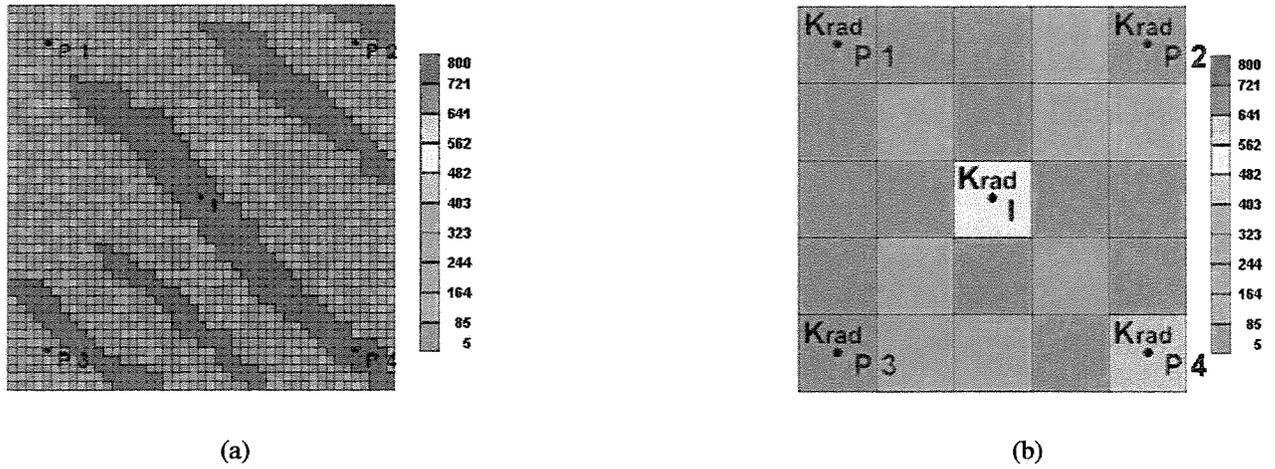


Figura 4.10: Permeabilidade equivalente do bloco do poço admitindo-se fluxo radial ao redor do poço: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira com tratamento de poço denominado de Rad.

$$\bar{K} = \frac{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{K_2 \cdot K_3 \cdot \ln\left(\frac{r_1}{r_w}\right) + K_1 \cdot K_3 \cdot \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) + K_1 \cdot K_2 \cdot \ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right)} \quad (4.2a)$$

onde:

$$r_n = \sqrt{\frac{A_n}{\pi}}, \quad n = 1, 2, 3 \quad (4.2b)$$

A Figura 4.11 ilustra como foram obtidos os valores de K_1 , K_2 e K_3 . Onde K_1 é a permeabilidade absoluta do bloco do poço na malha refinada, e K_2 e K_3 , são valores obtidos através da média aritmética das permeabilidades absolutas da malha refinada que constituem o bloco grosseiro com poço. Uma observação a ser feita na Figura 4.11, é que para o cálculo da permeabilidade equivalente do bloco com poço, apenas as permeabilidades dos blocos hachurados foram consideradas por estarem relativamente próximas do centro do bloco de poço, sendo que as permeabilidades dos blocos não hachurados não foram empregadas no cálculo de \bar{K} por estarem relativamente afastadas do bloco do poço;

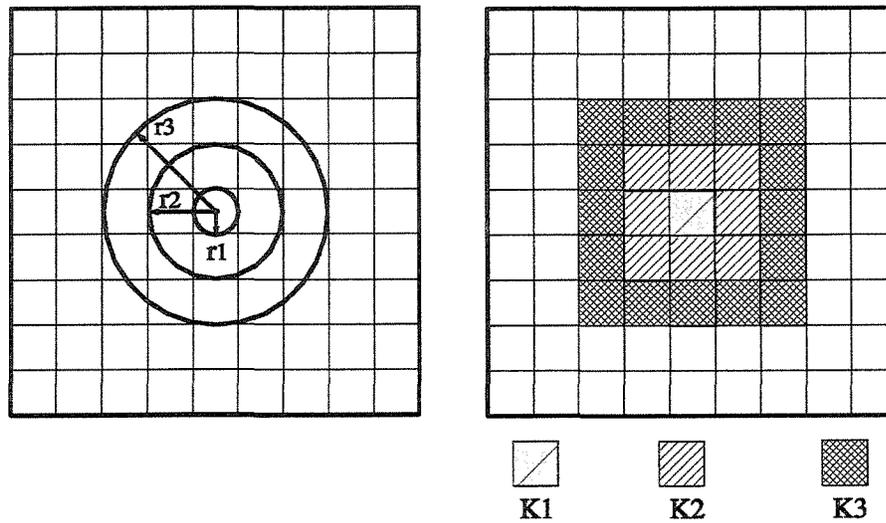


Figura 4.11: Cálculo da permeabilidade equivalente do bloco do poço admitindo fluxo radial.

6. Combinação dos tratamentos 3 e 5 (Rad-WI), Figura 4.12.

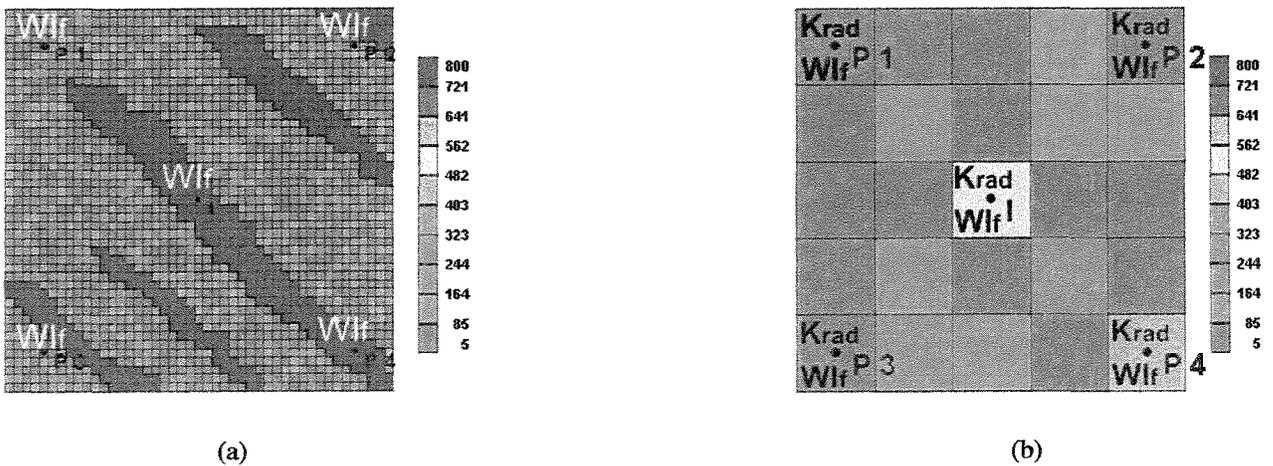


Figura 4.12: Combinação entre os tratamentos de poços Rad e WI: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira com tratamento de poço denominado de Rad-WI.

Para efeito de comparação entre os resultados das malhas grosseiras e refinadas, também foi considerada a malha grosseira, Figura 4.13, a qual não foi submetida a nenhum tipo de tratamento específico nos blocos dos poços. A Tabela 4.2 ilustra o resumo dos tipos de tratamentos de poços propostos.

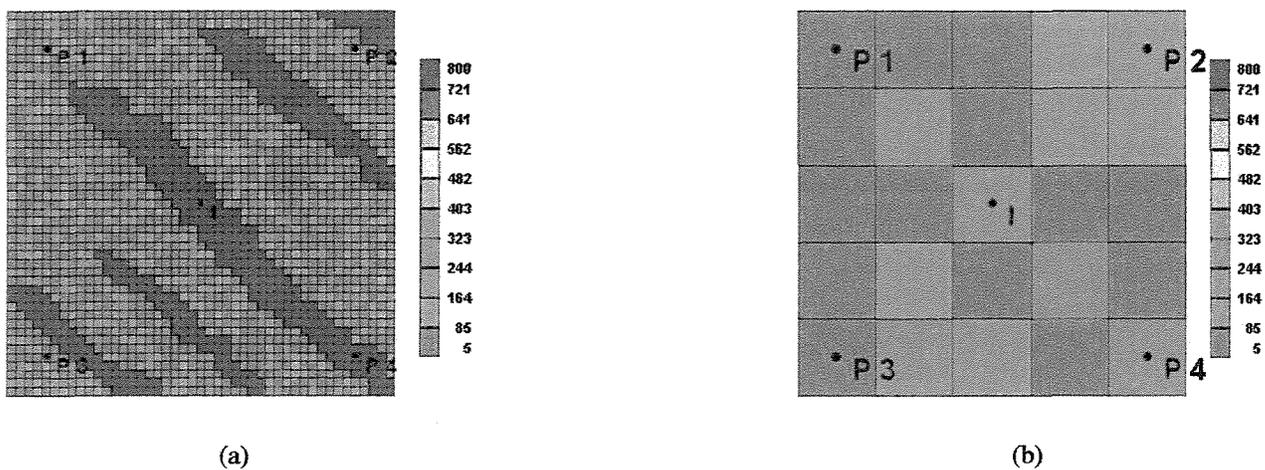


Figura 4.13: Permeabilidade equivalente de todos os blocos grosseiros iguais aos valores obtidos na transferência de escala: (a) Malha refinada e (b) Malha grosseira sem nenhum tratamento ao bloco com poço.

Tabela 4.2: Tipos de tratamentos aplicados aos blocos grosseiros com poços.

Tipo de tratamento	Tipo de fluxo no poço	Denominação
Nenhum	Linear	M. Grossa
Permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual à permeabilidade do bloco da malha refinada	Linear	M. Grossa-Kf
Refinamento do bloco grosseiro com poço	Linear	M. Grossa-Ref
Igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira	Linear	M. Grossa-WI
Combinação dos tratamentos Kf e WI	Linear	M. Grossa-Kf-WI
Permeabilidade equivalente do bloco grosseiro com poço calculada considerando fluxo radial	Radial	M. Grossa-Rad
Combinação entre os tratamentos Rad e WI	Radial	M. Grossa-Rad-WI

4.3 Critério de Comparação

Após o processo de transferência de escala dos casos, e conseqüentemente, a aplicação de tipos de tratamentos de poços aos blocos grosseiros, é feita a comparação entre os tratamentos de poços com o intuito de se avaliar o potencial de representatividade das malhas grosseiras em relação às suas respectivas malhas refinadas utilizando a simulação numérica de reservatórios.

A base para comparação entre os resultados das malhas refinadas e grosseiras é fundamentada no fato de que a simulação do reservatório com dados de propriedades petrofísicas das malhas grosseiras deve produzir resultados mais próximos possíveis daqueles que seriam obtidos empregando-se dados da malha refinada.

A simulação de fluxo nas malhas refinadas e suas respectivas malhas grosseiras foi realizada por meio de um simulador comercial do tipo *Black-Oil* admitindo-se fluxo bifásico de água e óleo. Os parâmetros resultantes da simulação de reservatório, e conseqüentemente utilizados para o efeito de comparação entre as malhas refinada e grosseiras são a pressão média no reservatório (\bar{P}) e a vazão de óleo (Q_o) considerando apenas o fluxo inicial antes da chegada de água nos poços produtores (tempo em que o corte de água é nulo).

4.4 Dificuldades Encontradas

Neste item, são discutidas as principais dificuldades encontradas na tentativa de selecionar os tipos de tratamentos de poços mais adequados às malhas grosseiras. A primeira tentativa foi feita com um único método de transferência de escala no reservatório, mudando apenas o tipo de tratamento no bloco com poço. A técnica de transferência de escala empregada nesta etapa do estudo foi o método numérico baseado em diferenças finitas disponível no programa UPA (Romeu *et al.*, 1997).

Os passos seguintes são descritos em ordem cronológica de acordo com suas realizações:

1. Elaboração dos arquivos de simulação de fluxo das malhas refinadas;

2. Transferência de escala de cada malha refinada;
3. Elaboração dos arquivos de simulação de fluxo das malhas grosseiras;
4. Aplicação dos tratamentos de poços (Tabela 4.2) aos blocos grosseiros com poços para cada malha grosseira ;
5. Simulação de fluxo das malhas refinada e grosseiras;
6. Seleção da função objetivo para comparação dos resultados;
7. Comparação entre os resultados das simulações das malhas grosseiras com e sem tratamentos de poços tendo como referencial a malha refinada (análise qualitativa dos resultados).

O objetivo preconizado nesta etapa não foi alcançado devido ao fato do efeito do tratamento do bloco com poço estar associado ao efeito do caminho do fluxo. A presença simultânea do efeito do caminho do fluxo e do tratamento do bloco com poço, impossibilitou a indicação de um ou mais tratamentos de poços que pudessem ser considerados adequados para os casos em estudo. Do mesmo modo, não foi possível também identificar os tratamentos de poços que pudessem ser considerados como inadequados.

A importância de empregar o tratamento de poços nas malhas grosseiras, apesar do efeito do caminho, pode ser observada na pressão média e na vazão de óleo no reservatório, Figura 4.14 para o Caso Canal 1 e Figura 4.15 para o Caso Barreira 1. Os gráficos de vazão nos poços produtores, Figuras 4.16 e 4.17 para os Casos Canal 1 e Barreira 1, respectivamente, também ilustram a importância do tratamento dos blocos grosseiros com poços. Estas figuras ilustram o fato dos resultados das simulações de algumas malhas grosseiras com tratamento de poços se aproximam do resultado da simulação da malha refinada.

Para os Casos Canal 1 e Barreira 1, as curvas de corte de água no reservatório e nos poços produtores estão ilustrados no Apêndice A. As Figuras A.1 e A.2 são referentes ao Caso Canal 1, enquanto que as Figuras A.3 e A.4 ilustram o Caso Barreira 1.

Ainda no Apêndice A estão ilustrados os resultados obtidos para os Casos Canal 2 e Barreira 2. Para o Caso Canal 2, os parâmetros de reservatório, pressão média, vazão de óleo e corte de água encontram-se na Figura A.5, enquanto que os resultados de vazão de óleo e corte de água obtidos para os poços produtores estão representados, nas Figuras A.6 e A.7, respectivamente. Análogamente, para o Caso Barreira 2, nas Figuras A.8, A.9 e A.10 estão representados os resultados referentes aos parâmetros do reservatório (pressão média, vazão de óleo e corte de água), vazão de óleo e corte de água nos poços produtores, respectivamente.

O fato do efeito do caminho do fluxo estar associado ao efeito do tratamento do bloco grosseiro com poço motivou a realização da próxima etapa de estudos, a qual tem como objetivo minimizar o efeito do caminho seguido pelo fluxo.

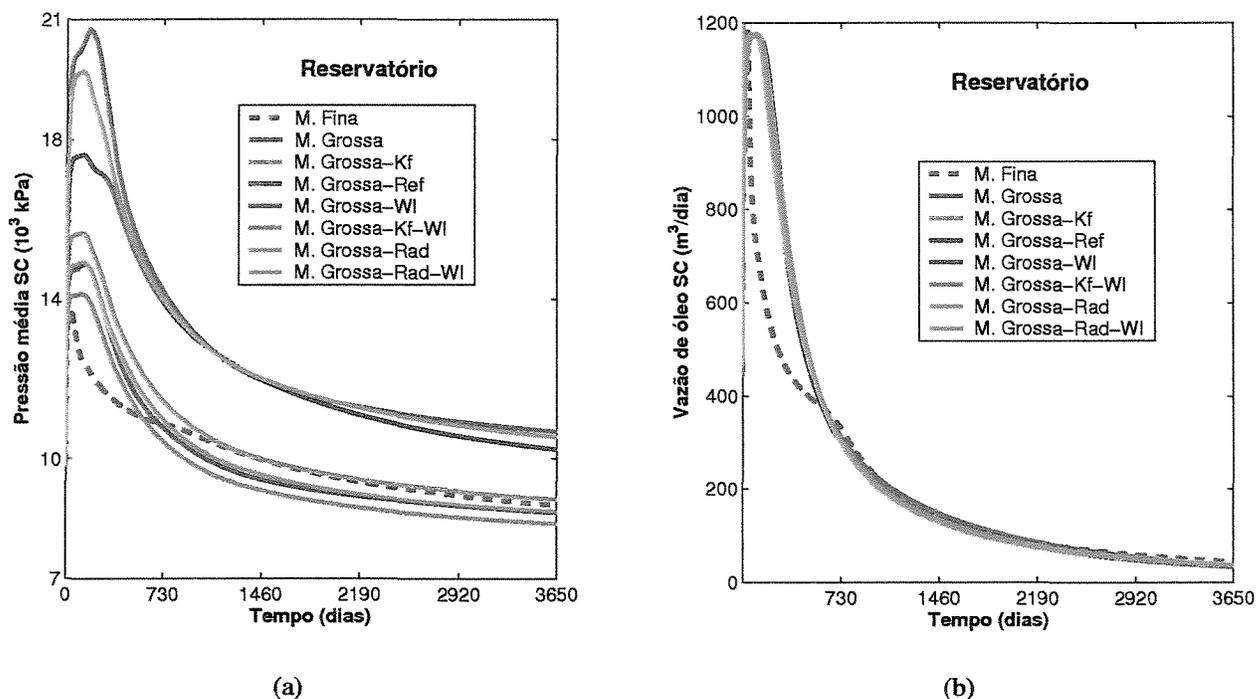


Figura 4.14: Caso Canal 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.

A partir desta etapa foi notado que o efeito do caminho passou a ser o fator mais importante que o tratamento do bloco do poço. Daí o motivo da próxima etapa, cuja finalidade é minimizar o efeito do caminho seguido pelo fluxo.

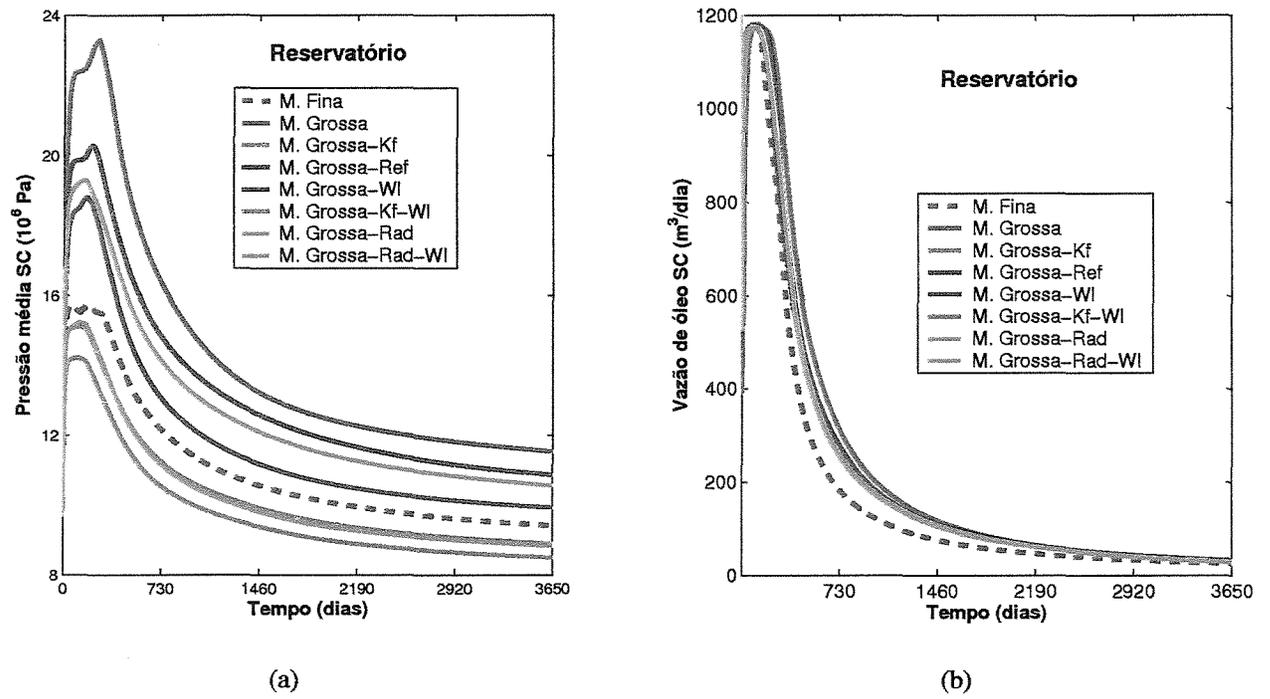
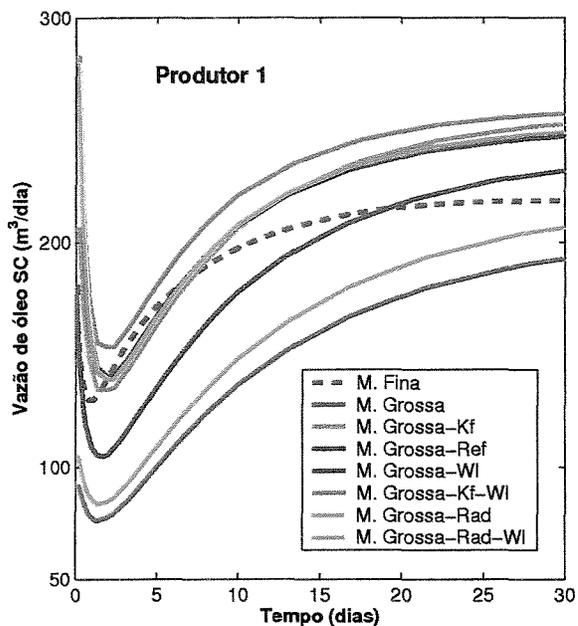
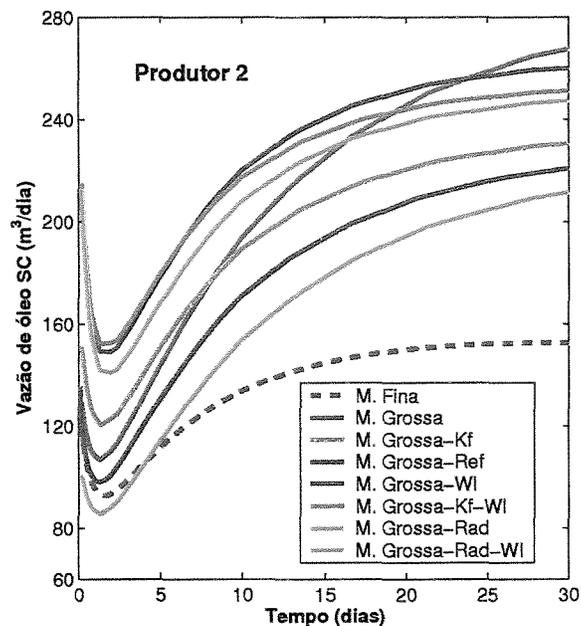


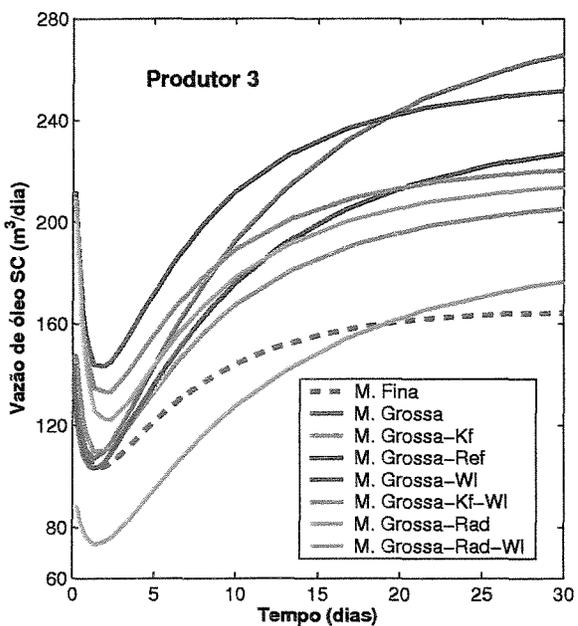
Figura 4.15: Caso Barreira 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.



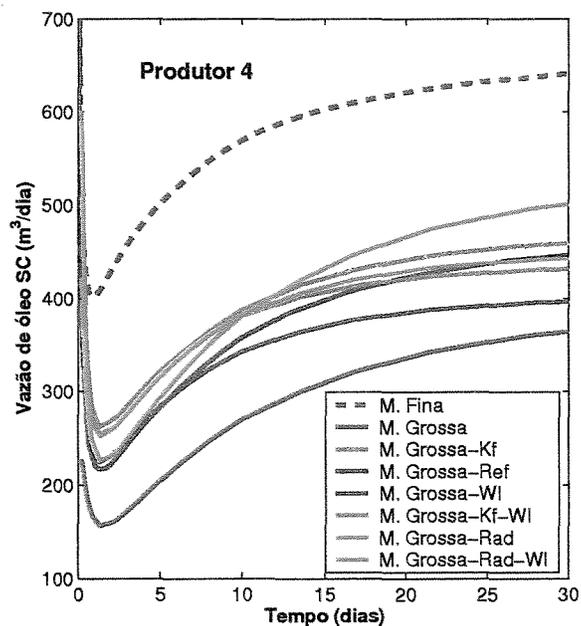
(a)



(b)

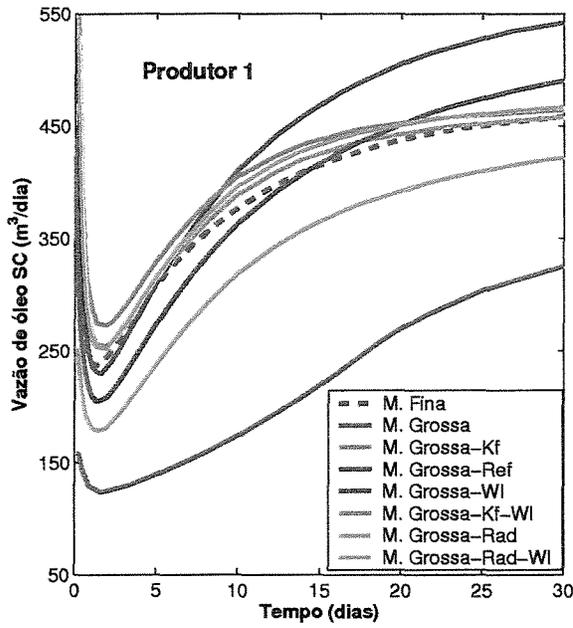


(c)

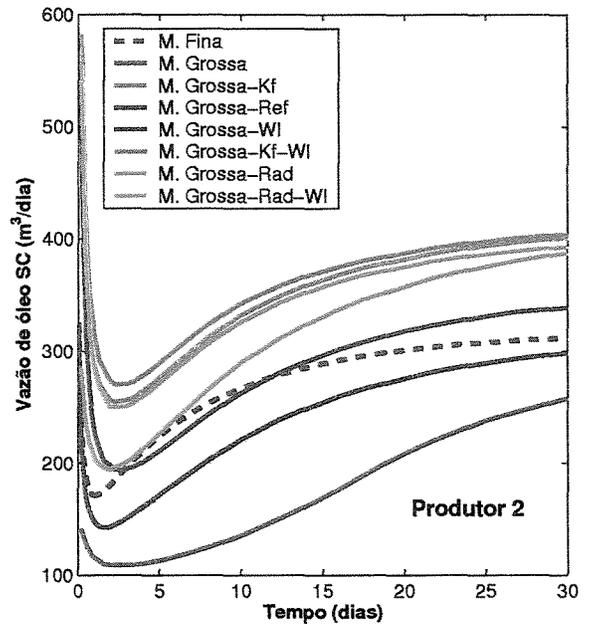


(d)

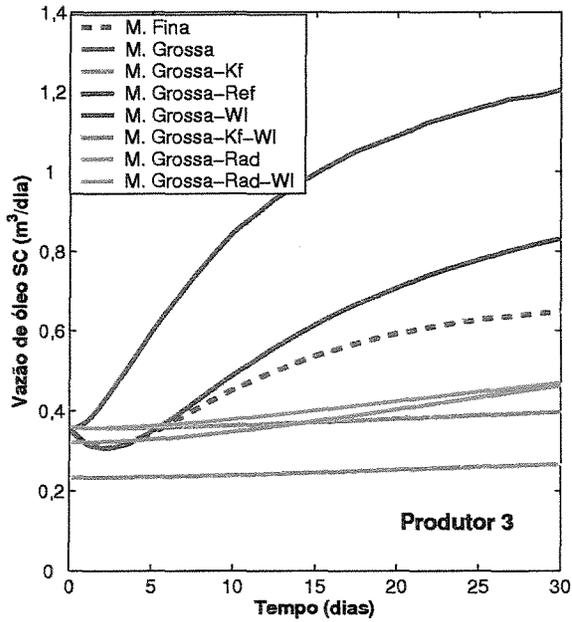
Figura 4.16: Caso Canal 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.



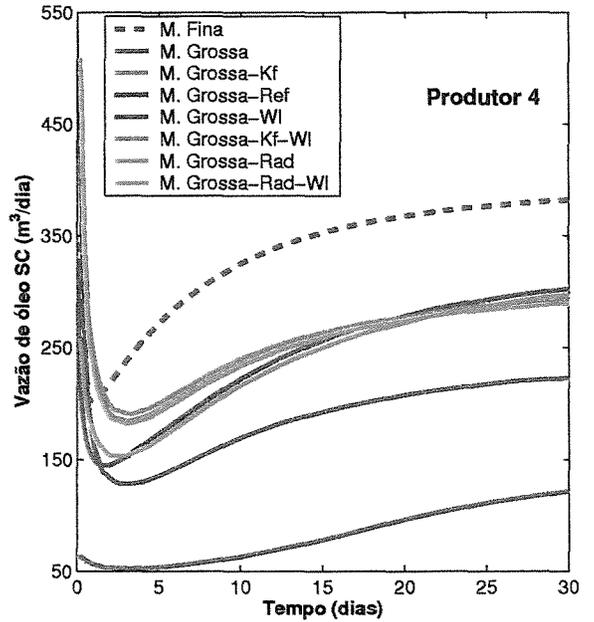
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.17: Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

4.5 Seleção do Tratamento do Bloco do Poço

O objetivo desta etapa é de minimizar o efeito do caminho seguido pelo fluido, de modo a aumentar o efeito do tratamento dos blocos grosseiros com poços, possibilitando a escolha dos tratamentos de poços mais adequados. A redução do efeito do caminho do fluxo é feita empregando-se apenas blocos grosseiros nas regiões dos poços sendo que o restante da malha é considerada como sendo a malha refinada conforme pode ser visto na Figura 4.18. O método de transferência de escala usado para se obter permeabilidade absoluta equivalente também foi o método numérico baseado em diferenças finitas disponível no programa UPA.

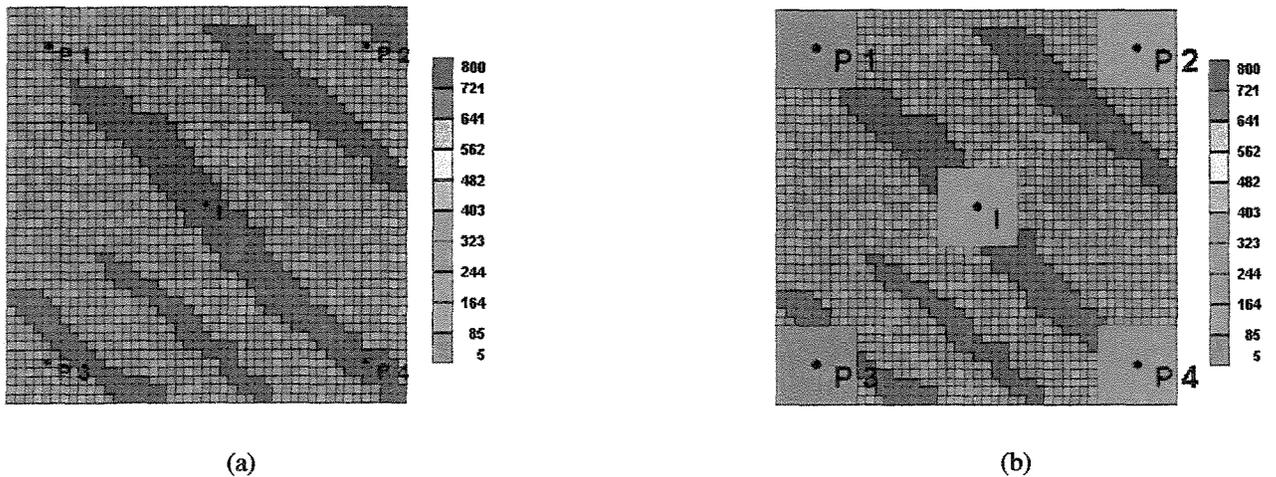


Figura 4.18: (a) Malha refinada e (b) Malha refinada com blocos grosseiros apenas nos blocos com poços.

Os procedimentos utilizados nesta etapa praticamente foram os mesmos da Seção 4.4, sendo que as diferenças estão relacionadas ao fato da transferência de escala ser realizada apenas nos blocos com poços e da não utilização do tratamento de poço Ref (refinamento do bloco grosseiro com poço), cuja aplicação resultaria na própria malha refinada. Uma observação importante a ser feita é que o procedimento adotado nesta etapa não é uma sugestão a ser seguida para a elaboração da malha grosseira, mas um artifício utilizado para minimizar o efeito do caminho seguido pelo fluido. Portanto, esta etapa apresenta um carácter puramente investigativo.

Na seleção dos tratamentos de poços foi adotada uma classificação em ordem decrescente

de adequabilidade tornando-se como base a análise simultânea dos parâmetros pressão média no reservatório e vazão de óleo nos poços produtores antes da chegada de água. A comparação entre os resultados das simulações das malhas refinada e suas respectivas malhas grosseiras foi realizada através da análise qualitativa do distanciamento entre as curvas.

A classificação em ordem decrescente de adequabilidade dos tratamentos dos blocos grosseiros com poços adotada neste trabalho é seguinte:

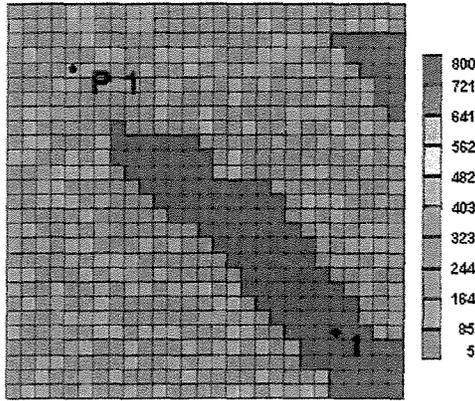
- **Bom** - tratamento de poço que melhor representa a malha refinada;
- **Adequado** - tratamento de poço com uma representação aceitável da malha refinada;
- **Ruim** - o tratamento de poço com a pior representação da malha refinada.

4.6 Combinação das Técnicas Seleccionadas

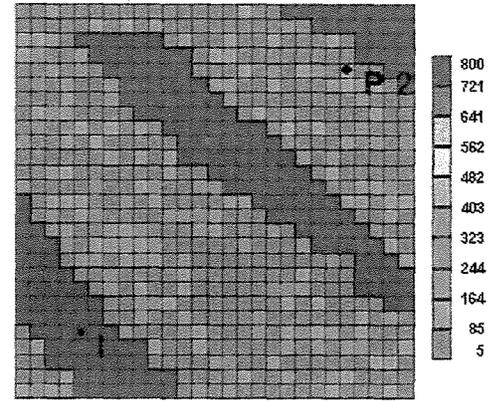
Nesta etapa, o objetivo é tratar cada caminho de fluxo entre um poço produtor e o injetor e cada bloco grosseiro com poço de maneira diferenciada. Para cada caminho entre poço produtor e poço injetor (representando cada região do fluxo) é determinada a técnica de transferência de escala mais adequada. Do mesmo modo, para cada poço produtor é empregado o tipo de tratamento mais adequado.

A seguir, são descritos os passos seguidos para a realização desta etapa:

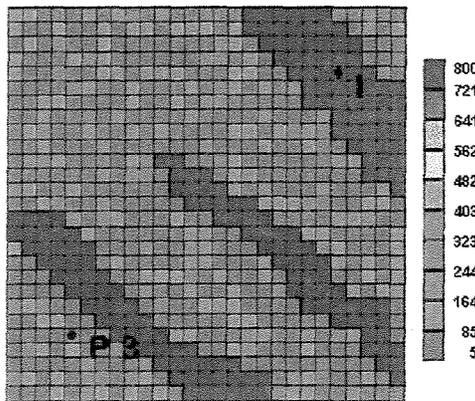
1. Divisão do reservatório em regiões a partir das malhas refinadas conforme a Figura 4.19. Cada região do reservatório é constituída por uma malha refinada Cartesiana tridimensional e horizontal com dimensões de $27 \times 27 \times 3$, as quais foram reduzidas à malhas grosseiras com dimensões de $3 \times 3 \times 3$. No caso de outros tipos de malhas, seria necessário estimar regiões de fluxo no reservatório, por exemplo, usando o método de simulação de fluxo;
2. Transferência de escala de cada região do reservatório, Figura 4.20;



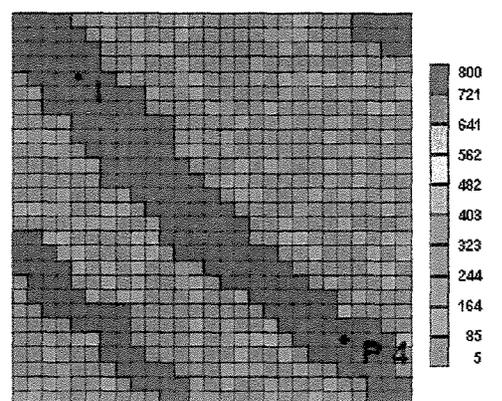
(a)



(b)

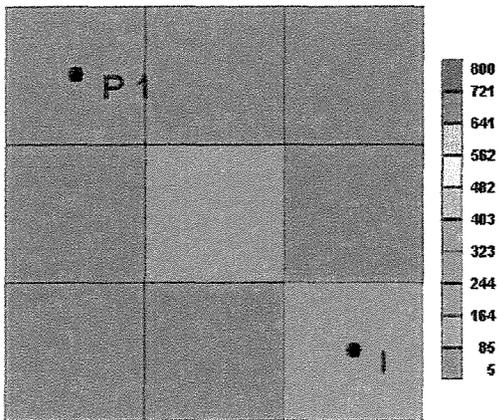


(c)

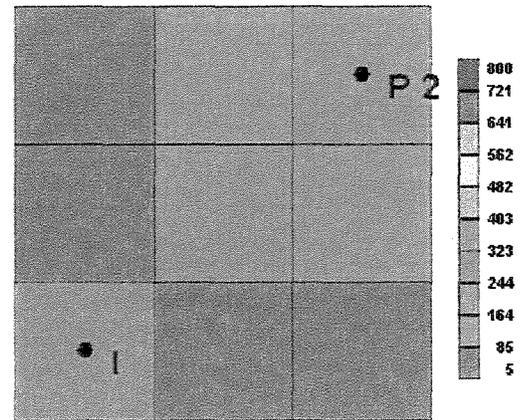


(d)

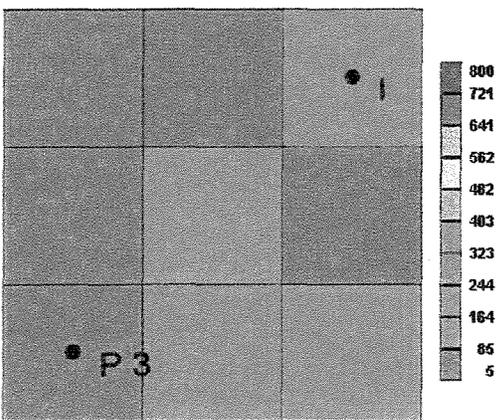
Figura 4.19: Divisão do reservatório em quatro regiões: (a) Malha refinada com poço Produtor 1, (b) Malha refinada com poço Produtor 2, (c) Malha refinada com poço Produtor 3 e (d) Malha refinada com poço Produtor 4.



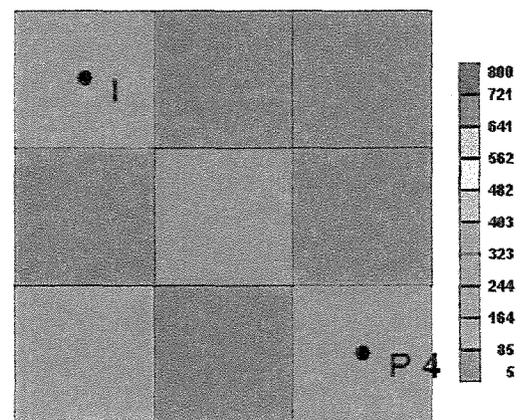
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.20: Divisão do reservatório em quatro regiões: (a) Malha grosseira com poço Produtor 1, (b) Malha grosseira com poço Produtor 2, (c) Malha grosseira com poço Produtor 3 e (d) Malha grosseira com poço Produtor 4.

3. Montagem dos arquivos de simulação de fluxo das malhas refinada e grosseiras referentes a cada região;
4. Simulação de fluxo das malhas refinada e grosseiras de cada região do reservatório;
5. Seleção da melhor técnica de transferência de escala em cada região do reservatório;
6. Aplicação dos tratamentos Kf, Ref, WI, Kf-WI, Rad e Rad-WI nos poços presentes nas seções das malhas grosseiras obtidas pela técnica de transferência de escala mais adequada selecionada no Item 5;
7. Simulação de fluxo das malhas grosseiras referentes a cada região do reservatório;
8. Seleção do melhor tratamento de poço em cada região do reservatório;
9. A partir da malha grosseira gerada pela combinação das quatro regiões do reservatório com melhor técnica de transferência de escala e melhor tratamento de poços de cada região, é feita a montagem da malha grosseira resultante, Figura 4.21. Os valores das permeabilidades equivalentes formadas pela cruz representada na Figura 4.21 foram obtidos selecionando a melhor técnica de transferência de escala de cada fronteira, ou seja, na fronteira entre os poços Produtores 1 e 2 foi utilizada a melhor técnica de transferência de escala referente as malhas grosseiras com poço Produtor 1 (Figura 4.20 (a)) e Produtor 2 (Figura 4.20 (b)). De maneira análoga, também foram usadas as permeabilidades equivalentes entre os poços Produtores 1 e 3, 3 e 4, e 2 e 4. No bloco grosseiro contendo o poço Injetor foi considerado o método de transferência de escala que mais se destacou.
10. Simulação de fluxo da malha grosseira obtida no Item 9;
11. Análise qualitativa dos resultados.

Deve-se ressaltar que as permeabilidades absolutas equivalentes da malha grosseira de cada uma das quatro regiões do reservatório foram obtidas através das técnicas de transferência de escala: média aritmética, média de potência ($w = 0,5$), método numérico baseado em diferenças finitas com condições de contorno de fluxo nulo e método DP.

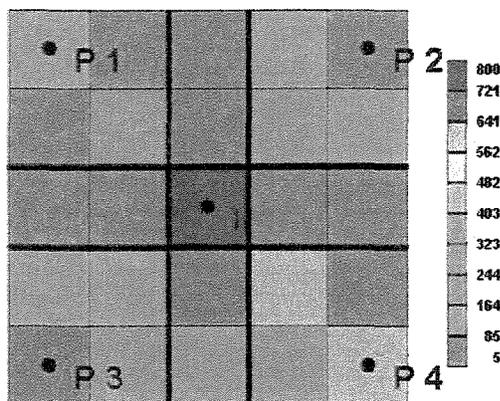


Figura 4.21: Malha grosseira obtida pela combinação das quatro regiões do reservatório com a melhor técnica de transferência de escala e melhor tratamento de poço para cada região.

4.7 Aplicação com Regra Geral

O procedimento adotado na Seção 4.6 é interessante para mostrar que os resultados podem melhorar bastante através do emprego de diferentes técnicas de transferência de escala de acordo com o tipo de heterogeneidade, condições de fluxo e do tratamento diferenciado aplicado a cada poço, conforme será observado na Seção 5.2 do Capítulo 5. Entretanto, este procedimento é difícil de ser aplicado na prática, pois demanda um excessivo esforço para reservatórios mais complexos. Dessa forma, procura-se generalizar regras de utilização para determinadas combinações de heterogeneidade, tipo de fluxo e bloco de poço, para aplicação nos exemplos estudados. Assim, não é necessário o trabalho inicial para calibração de cada região de fluxo.

Nesta etapa procura-se então criar regras que possam ser aplicadas a malhas com presença de canais preferenciais ao fluxo e com barreiras a partir dos melhores tratamentos de poços e das melhores técnicas de transferência de escala obtidos nos estudos das malhas refinadas Canal 1 e 2 e Barreira 1 e 2. A forma como foram criadas estas regras é explicada passo a passo a seguir:

1. Com base na Seção 4.6 (Combinação das Técnicas Seleccionadas), foi aplicado nos casos com canais o método numérico aos blocos cujos poços produtores estão alinhados aos canais preferenciais ao fluxo, e método DP nos blocos cujos poços produtores estão desalinhados aos respectivos canais. Nos casos com barreiras foi adotado o método DP nos blocos em que o poço está perfurado em pelo menos duas camadas com baixa permeabilidade absoluta, e

- nos demais blocos o método numérico;
2. Montagem da malha grosseira;
 3. Aplicação na malha grosseira dos tratamentos de poços indicados na Seção 4.5 (Seleção do Tratamento do Poço) para os casos com canal e barreira;
 4. Simulação da malha grosseira;
 5. Análise dos resultados.

4.8 Metodologia Geral

Na Figura 4.22 é apresentado o fluxograma com as principais etapas da metodologia adotada neste trabalho. A título de simplificação foi adotada no fluxograma a seguinte convenção: Dificuldades Encontradas como Etapa I, Seleção do Tratamento do Bloco Grosseiro com Poço como Etapa II, Combinação das Técnicas Seleccionadas como Etapa III e Aplicação com Regra Geral como Etapa IV.

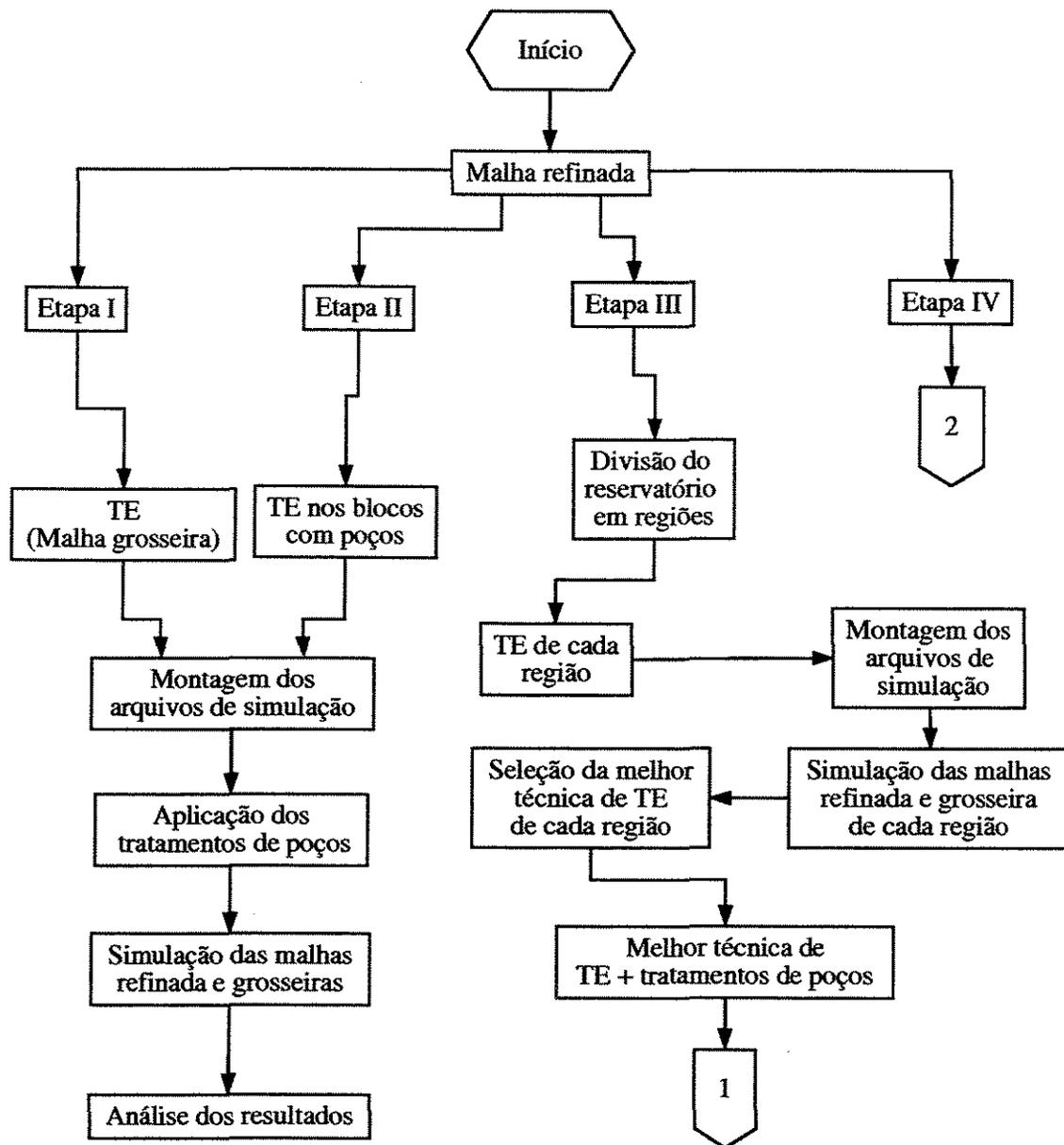


Figura 4.22: Metodologia adotada.

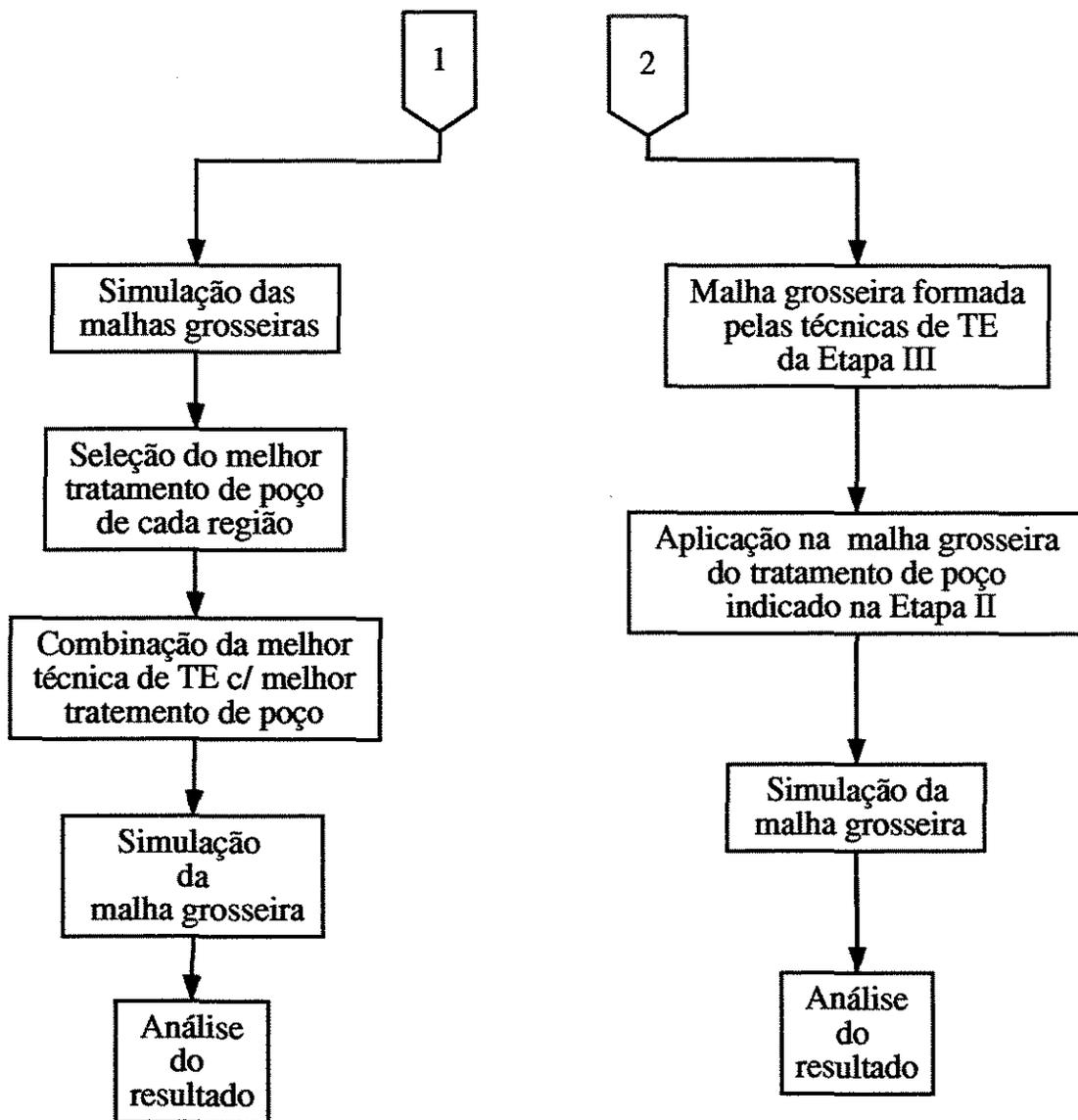


Figura 4.22: Metodologia adotada (continuação).

Capítulo 5

Resultados e Discussões

Este capítulo apresenta os resultados e discussões referentes às etapas desenvolvidas neste trabalho. O capítulo está dividido em três seções, sendo que na primeira é feita a seleção dos tratamentos de poço quando o efeito do caminho do fluxo é minimizado; na segunda seção é realizada a aplicação com testes comparativos onde cada caminho de fluxo e cada bloco grosseiro com poço é tratado de maneira diferente e o modelo final resultante é a combinação dos melhores resultados, e na terceira é feita a aplicação com regra geral determinada para cada região de fluxo, conforme detalhado no Capítulo 4.

Alguns resultados foram separados em figuras de apêndice, pois não são essenciais para as conclusões mas podem contribuir para o entendimento do comportamento físico de cada caso estudado.

5.1 Seleção do Tratamento do Bloco do Poço

Na Seção 4.4 do Capítulo 4 foram discutidas as dificuldades encontradas na tentativa de seleção dos tratamentos de poços quando o caminho do fluxo exercia forte influência nos resultados da simulação. Este fato dificultou a seleção dos tratamentos de poços mais adequados para os casos em estudo. Deste modo, a seleção dos tratamentos dos blocos grosseiros com poços foi realizada admitindo-se a transferência de escala apenas nos blocos com poços, com a finalidade de minimizar o efeito do caminho seguido pelo fluxo.

Nesta etapa é apresentada a classificação dos tratamentos de poços para cada um dos casos

estudados. Uma observação a ser feita a respeito desta classificação é que os tratamentos de poços que não se encontram nas tabelas se enquadraram na classificação intermediária de Adequado e Ruim proposta neste trabalho.

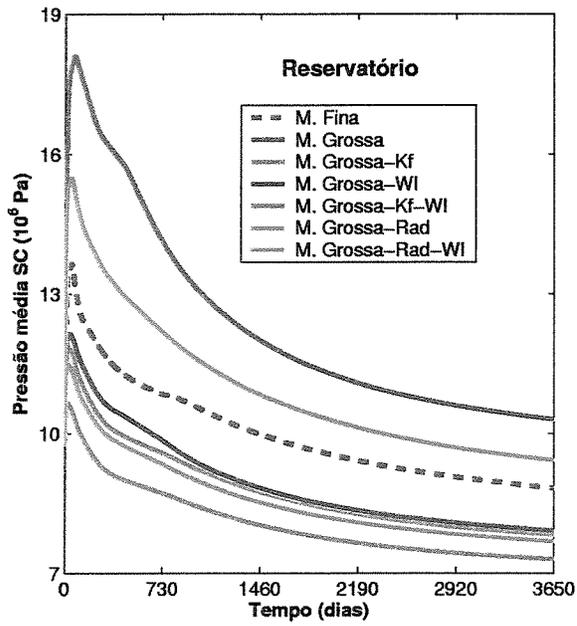
5.1.1 Caso Canal 1

As Figuras 5.1 (a) e (b) ilustram, respectivamente, o comportamento da pressão média e da vazão de óleo no reservatório. Nota-se que as curvas de pressão média das malhas grosseiras com diferentes tratamentos de poços não são coincidentes com a curva da malha refinada. Porém, isto não acontece com a vazão de óleo no reservatório, a qual se mostra pouco influenciada pelo tipo de tratamento dos blocos grosseiros com poços. Por isso, a classificação dos tratamentos de poços foi baseada nos parâmetros pressão média no reservatório e vazão de óleo nos poços produtores. As Figuras 5.2 (a) a (d) mostram a vazão de óleo nos quatro poços produtores. É importante observar que a vazão de óleo nos poços produtores foi considerada no intervalo de tempo em que o corte de água foi nulo, de modo a eliminar a influência da chegada de água a partir do poço injetor. Outra observação referente aos gráficos de vazão de óleo nos poços é que os mesmos não estão na mesma escala, pois objetivo é a escolha do tratamento de poço mais adequado para cada poço produtor, e não a comparação entre as curvas dos poços produtores. Esta observação é válida para todas as etapas estudadas neste trabalho. Por exemplo, se as Figuras 5.2 (a) a (d) fossem colocadas na mesma escala da Figura 5.2 (d), seria difícil a seleção dos tratamentos de poços mais adequados para os poços produtores 1, 2 e 3.

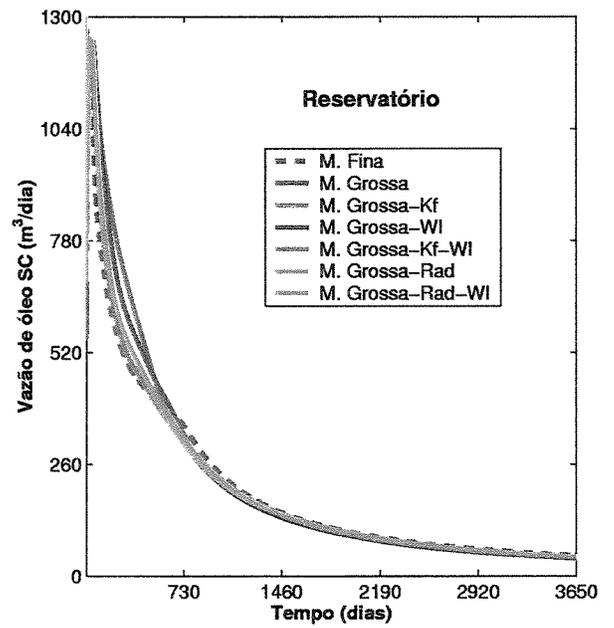
A Figura B.1 do Apêndice B mostra o comportamento do corte de água no reservatório, enquanto que as Figuras B.2 (a) a (d) apresentam o comportamento de corte de água nos poços produtores, os quais serviram de garantir que nas curvas de vazão de óleo, Figura 5.2, não havia a presença de água.

A Tabela 5.1 foi construída a partir das Figuras 5.1 (a) e 5.2, ou seja, tornando-se como base a análise simultânea dos parâmetros pressão média no reservatório e vazão de óleo nos poços produtores. Nesta tabela é apresentada a classificação dos tratamentos de poços do Caso Canal 1, segundo a classificação adotada na metodologia deste trabalho.

Portanto, de acordo com a Tabela 5.1 os tratamentos de poço selecionados como sendo adequados para um reservatório com tipo de heterogeneidade do Caso Canal 1 são permeabilidade

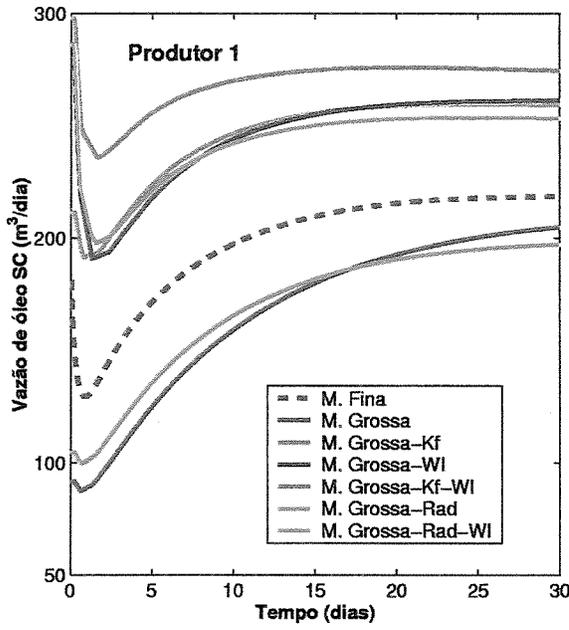


(a)

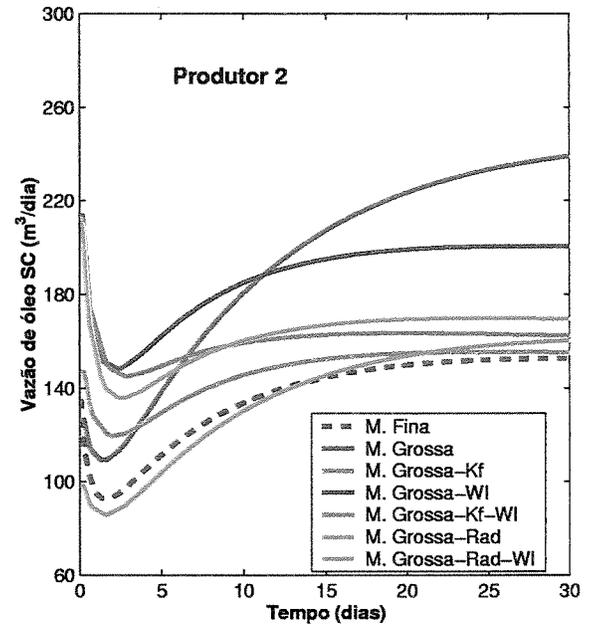


(b)

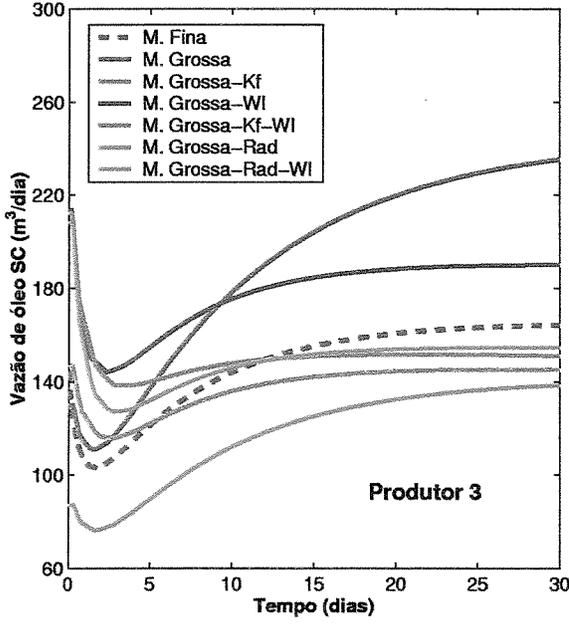
Figura 5.1: Caso Canal 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.



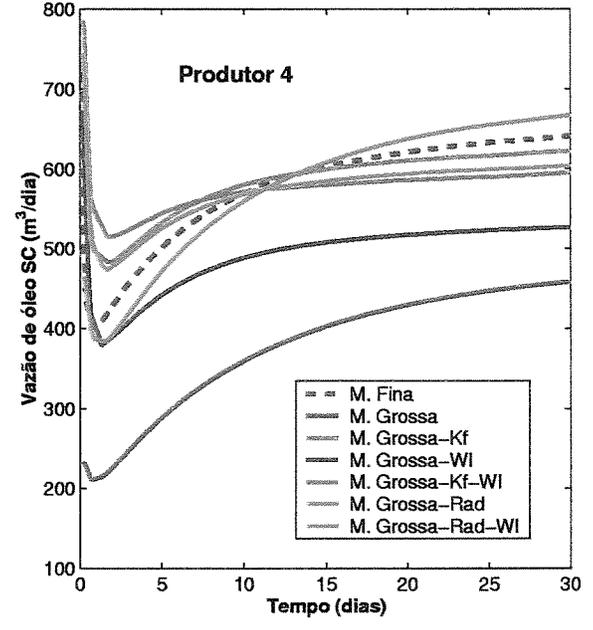
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.2: Caso Canal 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

equivalente do bloco grosseiro com poço calculada considerando fluxo radial ao redor do poço (Rad) e permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual a da malha refinada (Kf). Ao passo que a malha grosseira sem nenhum tipo de tratamento de poço e o tipo de tratamento do poço que considera a igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira (WI), são considerados como sendo os piores tratamentos de poços para o Caso Canal 1.

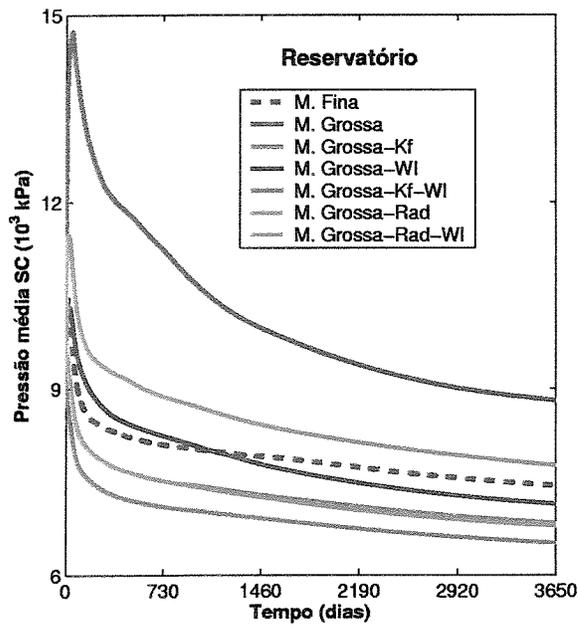
Tabela 5.1: Caso Canal 1 - Classificação dos tratamentos dos blocos grosseiros com poços.

	Produtor 1	Produtor 2	Produtor 3	Produtor 4	Reservatório
Classif.	Q_o	Q_o	Q_o	Q_o	\bar{P}
Bom	-	Rad	-	-	-
Adequado	Rad Nenhum	Kf	Rad-WI Kf-WI Kf	Rad Kf Rad-WI Kf-WI	Rad WI Kf Rad-WI
Ruim	Kf-WI	Nenhum WI	Nenhum WI	Nenhum WI	Nenhum Kf-WI

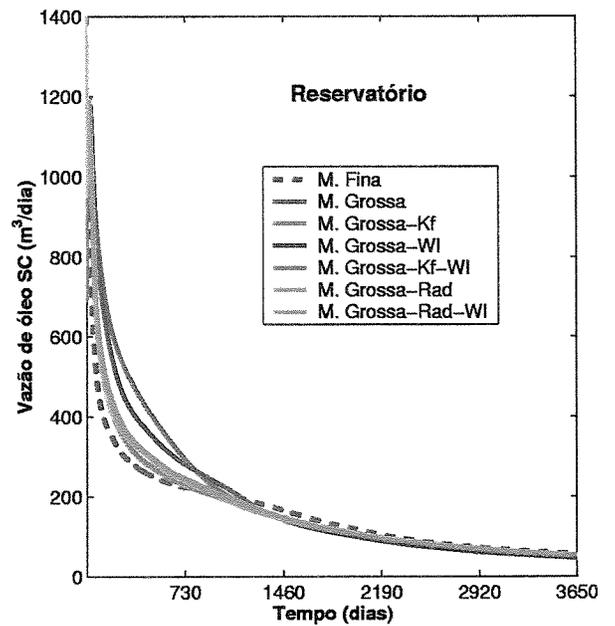
5.1.2 Caso Canal 2

Os gráficos da Figura 5.3 mostram o comportamento da pressão média e da vazão de óleo no reservatório para a malha refinada e suas respectivas malhas grosseiras com diferentes tratamentos dos blocos com poços. Analogamente ao Caso Canal 1, as curvas de vazão de óleo no reservatório do Caso Canal 2, Figura 5.3 (b), mostram que o comportamento das malhas grosseiras praticamente independem do tipo de tratamento destinado aos blocos grosseiros com poços. As curvas de vazão de óleo para os quatro poços produtores se encontram na Figura 5.4.

De modo análogo ao Caso Canal 1, foi elaborada a Tabela 5.2 de classificação dos tratamentos de poços para o caso em questão com base na análise dos parâmetros pressão média no

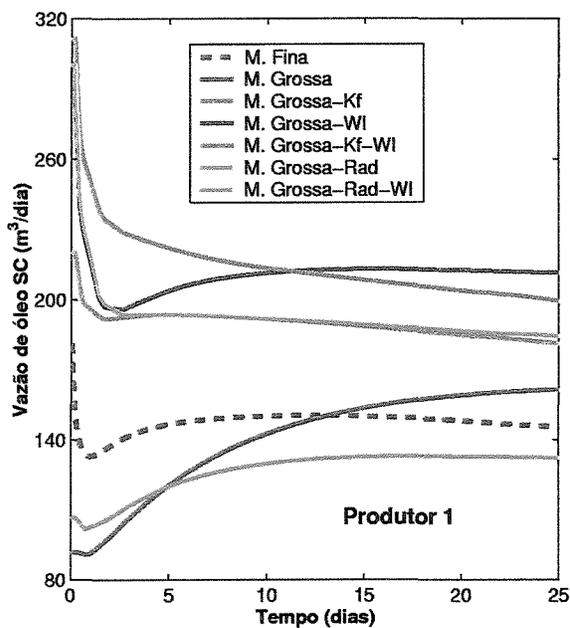


(a)

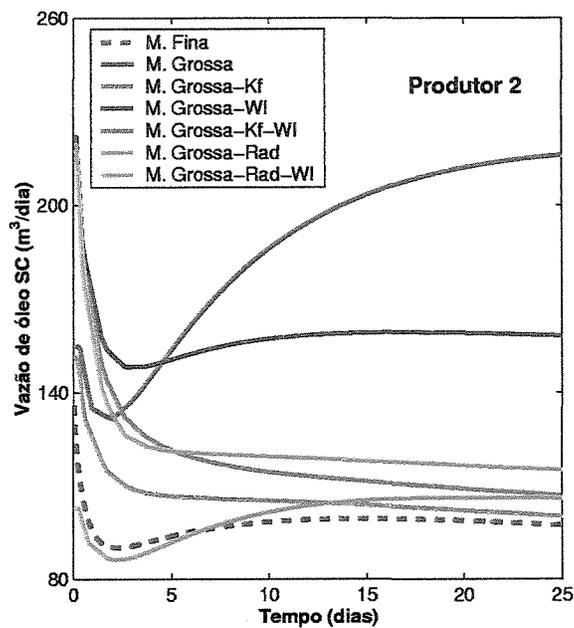


(b)

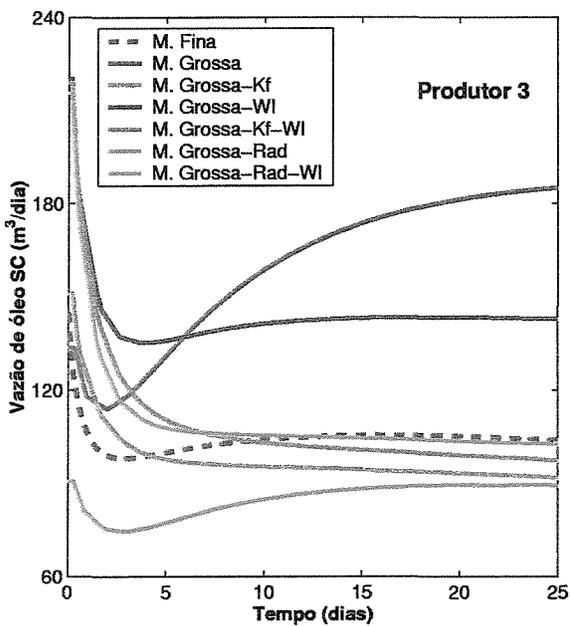
Figura 5.3: Caso Canal 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.



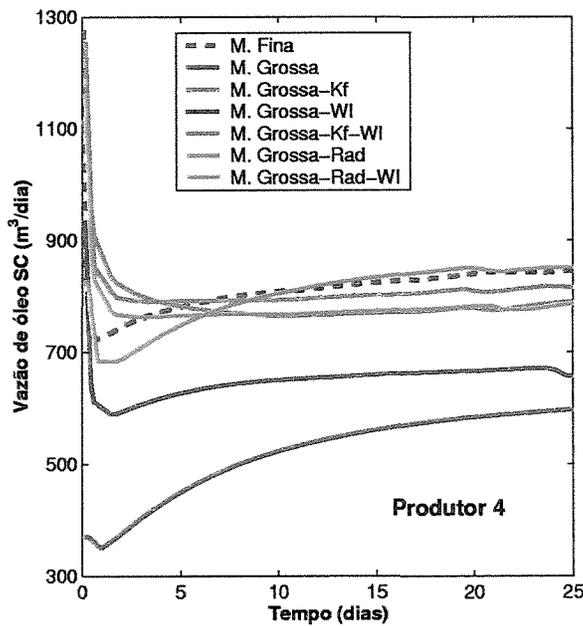
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.4: Caso Canal 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

reservatório e vazão de óleo nos poços produtores, Figuras 5.3 (a) e 5.4, respectivamente. Foi possível observar que os tratamentos de poços permeabilidade equivalente do bloco grosseiro com poço calculada considerando fluxo radial nas proximidades do poço (Rad) e permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual a da malha refinada (Kf) foram capazes de representar razoavelmente bem a malha refinada, sendo que tais tratamentos foram considerados adequados para este modelo de reservatório. A malha grosseira sem nenhum tipo de tratamento de poço e a igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira (WI) mostraram-se inadequados à malha refinada.

A partir da Tabela 5.2 pode-se observar que apesar do tratamento de poço igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira (WI) ter sido bom para a pressão média no reservatório, o mesmo mostrou ser a pior representação da malha refinada em termos da vazão de óleo nos poços produtores.

Seguindo analogia do caso anterior, também foram construídas as curvas de corte de água no reservatório e nos quatro poços produtores, as quais se encontram no Apêndice B, Figuras B.3 e B.4, respectivamente.

Tabela 5.2: Caso Canal 2 - Classificação dos tratamentos de poços dos blocos grosseiros com poços.

	Produtor 1	Produtor 2	Produtor 3	Produtor 4	Reservatório
Classif.	Q_o	Q_o	Q_o	Q_o	\bar{P}
Bom	-	-	-	-	WI
Adequado	Rad Nenhum	Rad Kf	Rad-WI Kf-WI Kf	Rad Kf Kf-WI Rad-WI	Rad Kf Rad-WI
Ruim	Kf-WI WI	Nenhum WI	Nenhum WI	Nenhum WI	Nenhum Kf-WI

5.1.3 Caso Barreira 1

As Figuras 5.7 (a) e (b) apresentam o comportamento da pressão média e da vazão de óleo no reservatório, respectivamente. De modo análogo aos casos anteriores, a análise apenas das curvas de vazão de óleo no reservatório impossibilitam a seleção dos tratamentos de poços que podem ser considerados adequados à malha refinada. A Figura 5.6 mostra o comportamento das curvas de vazão de óleo para os quatro poços produtores.

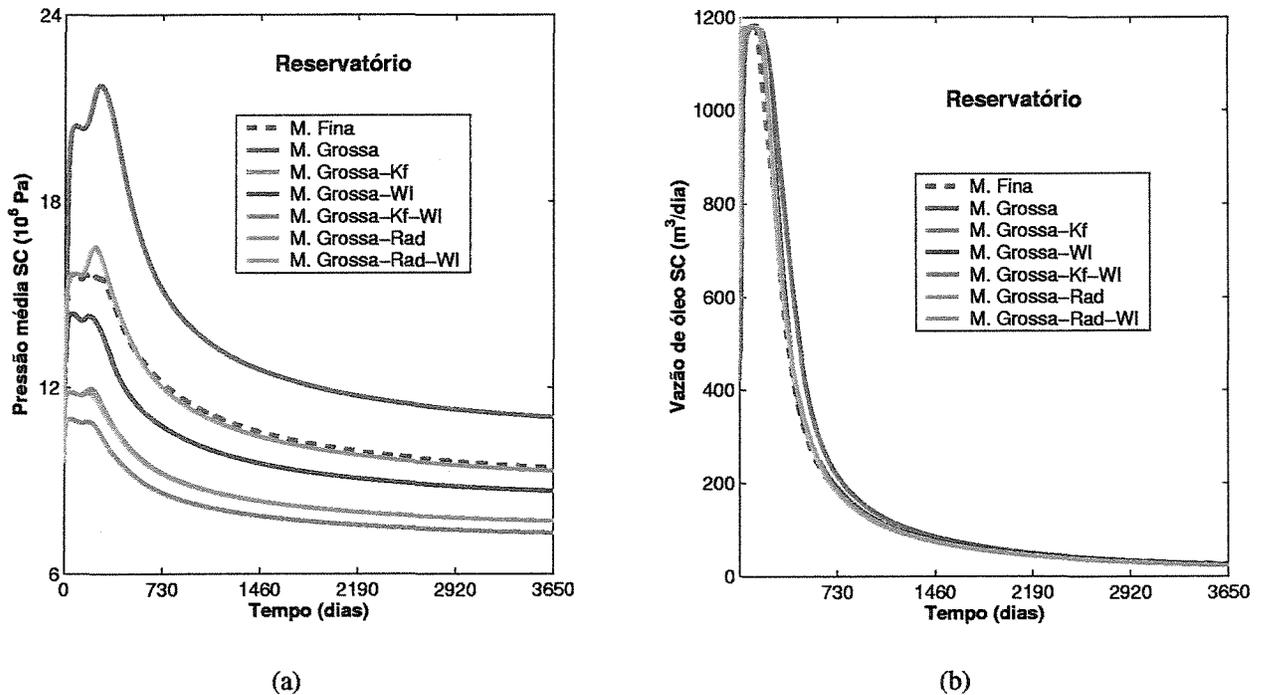
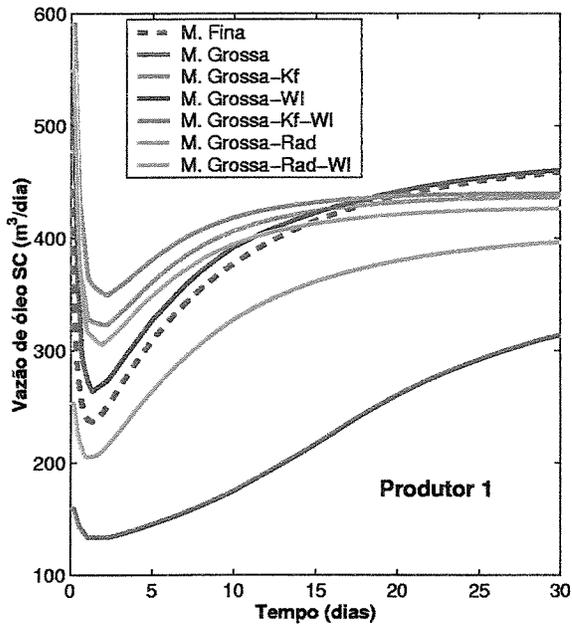


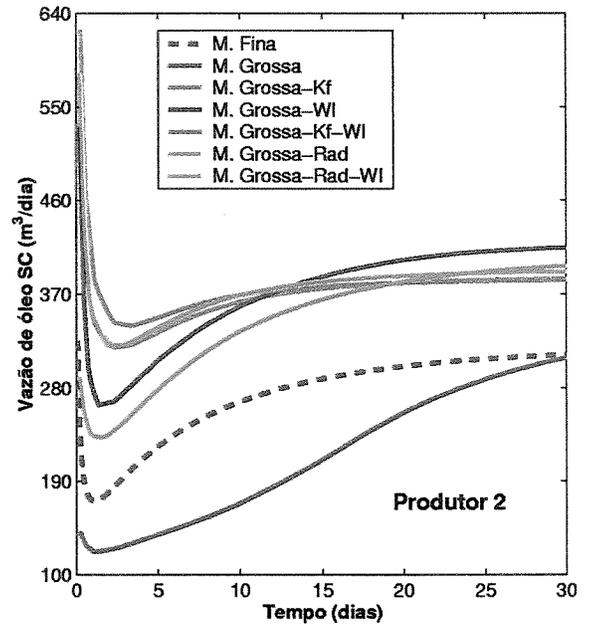
Figura 5.5: Caso Barreira 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.

A classificação em ordem decrescente de adequabilidade dos tratamentos dos blocos grosseiros com poços é mostrada na Tabela 5.3. Outrossim, vale lembrar que a referida classificação foi feita analisando-se simultaneamente a pressão média no reservatório e a vazão de óleo nos poços produtores, comparando-se qualitativamente a distância entre a curva da malha refinada e as suas respectivas curvas das malhas grosseiras.

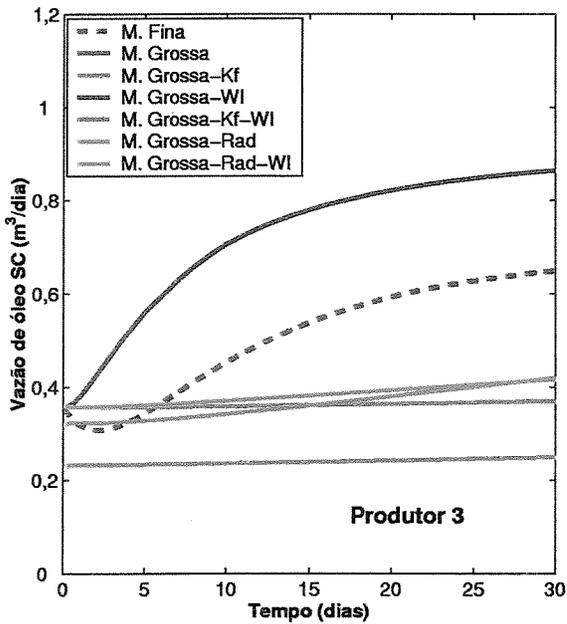
As curvas de vazão de óleo para o poço Produtor 3, Figura 5.6 (c), apresentaram um comportamento diferente quando comparado aos demais poços produtores, principalmente quando nenhum



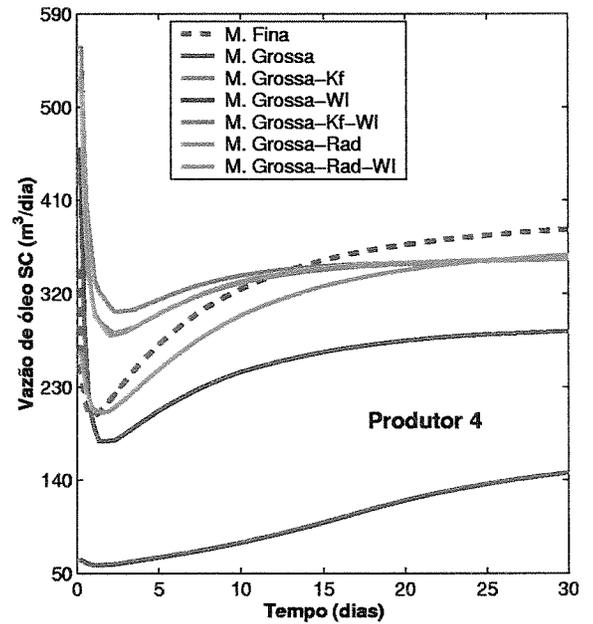
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.6: Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

tratamento de poço foi aplicado à malha grosseira . Isto ocorreu pelo fato deste poço estar completado em três camadas nas quais existem barreiras, sendo que a malha grosseira sem tratamento não é capaz de reproduzir adequadamente a vazão de óleo no poço, ou seja, a vazão de óleo estimada pela malha grosseira sem tratamento de poço é muito superior a da malha refinada, enfatizando a necessidade de tratamento do bloco grosseiro com poço.

Conforme ilustrado na Tabela 5.3, foi possível selecionar os tratamentos de poços iguais entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira (WI) e permeabilidade equivalente do bloco grosseiro com poço calculada considerando fluxo radial ao redor do poço (Rad) como sendo adequados para o Caso Barreira 1. A malha grosseira sem nenhum tratamento foi considerada como sendo a pior representação da malha refinada.

As curvas de corte de água no reservatório e nos quatro poços produtores estão ilustradas, respectivamente, nas Figuras B.5 e B.6 do Apêndice B. De modo análogo à vazão de óleo no poço Produtor 3, a malha grosseira sem nenhum tratamento não foi capaz de representar o corte de água.

Tabela 5.3: Caso Barreira 1 - Classificação dos tratamentos de poços dos blocos grosseiros com poços.

	Produtor 1	Produtor 2	Produtor 3	Produtor 4	Reservatório
Classif.	Q_o	Q_o	Q_o	Q_o	\bar{P}
Bom	WI	-	-	-	Rad
Adequado	Kf Kf-WI Rad-WI	Rad WI	WI	Rad Kf Kf-WI Rad-WI	WI
Ruim	Nenhum	Nenhum	Nenhum	Nenhum	Nenhum

5.1.4 Caso Barreira 2

Nas Figuras 5.7 (a) e (b) e 5.8 estão ilustrados as curvas de pressão média no reservatório, da vazão de óleo no reservatório e da vazão de óleo nos poços produtores das malhas refinada e grosseiras do Caso Barreira 2.

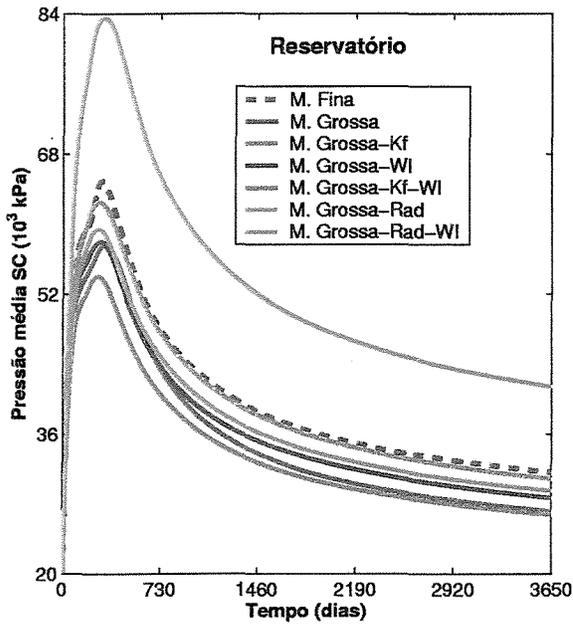
A Tabela 5.4 apresenta a classificação dos tipos de tratamentos de poços do caso em questão. Conforme indicado nesta Tabela, foi possível selecionar o tratamento de poço igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira (WI) como sendo adequado, ao passo que, a malha grosseira sem nenhum tratamento ao bloco do poço foi a pior representação da malha refinada. A presença de barreira em todas as camadas em que o poço Produtor 1 está perfurado também reflete no comportamento do corte de água das malhas grosseiras deste poço, de modo que a malha grosseira sem nenhum tratamento não é capaz de representar o comportamento da vazão de óleo neste poço, conforme ilustrado na Figura 5.8 (a).

As Figuras B.7 e B.8 do Apêndice B apresentam as curvas de corte de água no reservatório e nos quatro poços produtores, respectivamente.

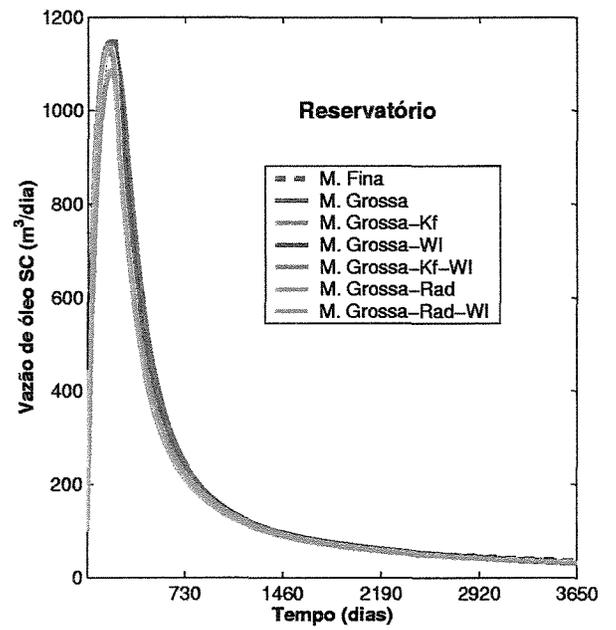
5.1.5 Discussão

O procedimento de minimizar o efeito do caminho do fluxo entre os poços produtores e o injetor possibilitou a seleção de alguns tratamentos de poços que se mostraram adequados aos casos estudados, bem como alguns tratamentos inadequados.

Para os casos com canais preferenciais ao fluxo, foi observado que os tratamentos de poços permeabilidade equivalente do bloco grosseiro com poço calculada considerando fluxo radial ao redor do poço (Rad) e permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual a da malha refinada (Kf) são os mais indicados para os Casos Canal 1 e Canal 2, sendo que a malha grosseira sem nenhum tratamento de poço e o tipo de tratamento que considera igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira (WI) mostraram ser inadequados. Como a única diferença entre os Caso Canal 1 e Canal 2 é a magnitude da permeabilidade absoluta dos canais, foi possível observar que a diferença no valor da permeabilidade dos canais não influenciou a seleção dos tratamentos de poços.

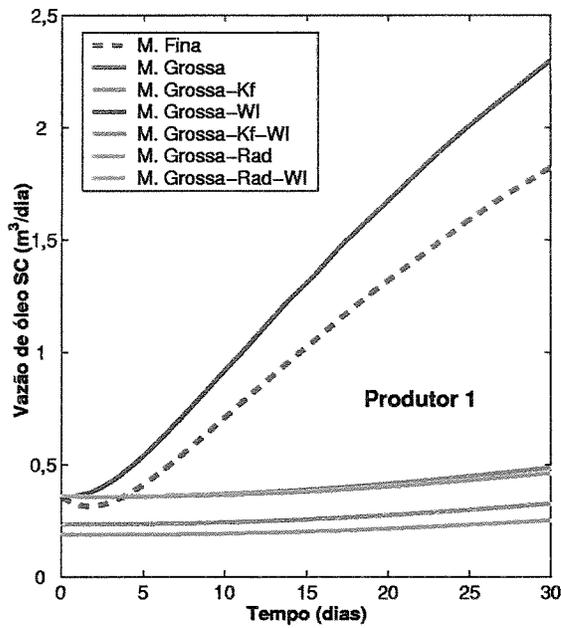


(a)

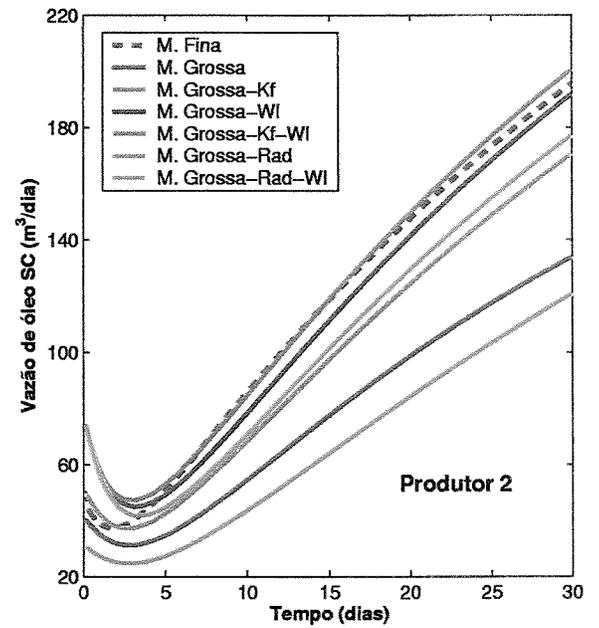


(b)

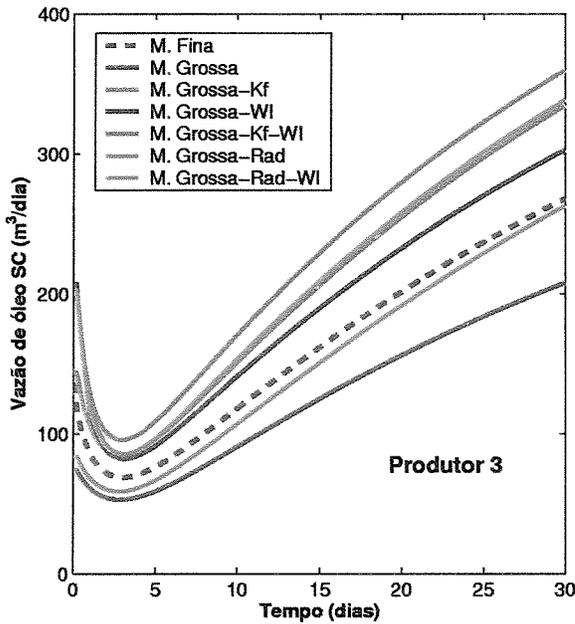
Figura 5.7: Caso Barreira 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.



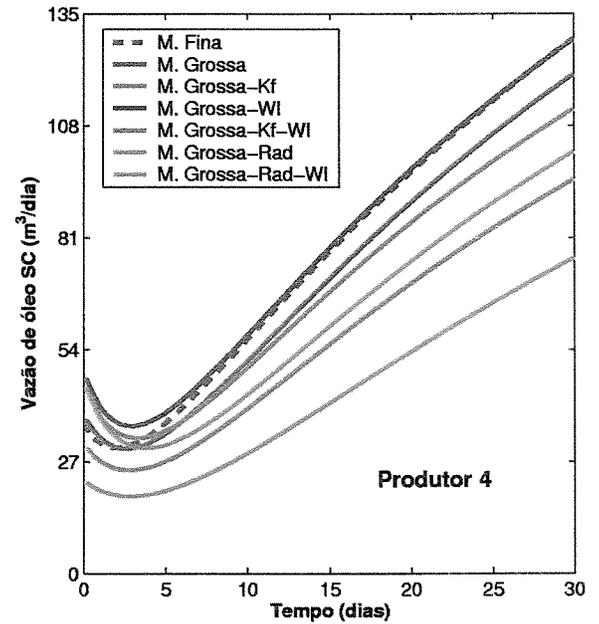
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.8: Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

Tabela 5.4: Caso Barreira 2 - Classificação dos tratamentos de poços dos blocos grosseiros com poços.

	Produtor 1	Produtor 2	Produtor 3	Produtor 4	Reservatório
Classif.	Q_o	Q_o	Q_o	Q_o	\bar{P}
Bom	-	Kf-WI WI	Rad	WI	Kf
Adequado	WI	Rad-WI Kf	WI	Nenhum Kf-WI	Rad-WI WI
Ruim	Nenhum	Rad Nenhum	Kf-WI Rad-WI Kf Nenhum	Rad	Rad

Para os modelos de reservatórios com barreiras, Caso Barreira 1 e Caso Barreira 2, o tratamento de poço mais indicado foi a igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade dos poços das malhas refinada e grosseira (WI). Um outro tratamento que representa de maneira adequada as malhas grosseiras foi o refinamento dos blocos grosseiros com poços (Ref). Contudo, ao admitir o refinamento de um bloco grosseiro com poço não se está realizando a transferência de escala ao redor do poço, fato este que aumenta o esforço computacional durante a simulação de fluxo, deixando de ser viável nos casos em que um grande número de blocos finos constitui o bloco grosseiro. A malha grosseira sem nenhum tratamento do bloco grosseiro com poço mostrou não ser adequada para os casos com barreira.

É interessante observar a mudança de comportamento dos diferentes tipos de tratamentos de poços para os modelos de reservatórios com diferentes tipos de heterogeneidades. Pode-se observar que o tratamento de poço WI que é um dos piores para os casos com canais é um dos melhores para os casos com barreiras. Dessa forma, com a identificação do tipo de heterogeneidade do bloco com poço, pode-se aplicar diferentes tratamentos, conforme será mostrado nas próximas seções.

5.2 Combinação das Técnicas Seleccionadas

Conforme explicado no capítulo de metodologia, o reservatório foi dividido em regiões de fluxo, com a finalidade de obter a melhor técnica de transferência de escala e o melhor tratamento de poço para cada região. Com isso, é feita a montagem da malha grosseira combinada com diferentes técnicas de transferência escala e tratamentos de poços. Neste trabalho, cada região do reservatório é composta por apenas um poço produtor e um injetor. Contudo, para um caso prático, pode-se estabelecer regiões de fluxo com comportamento semelhantes.

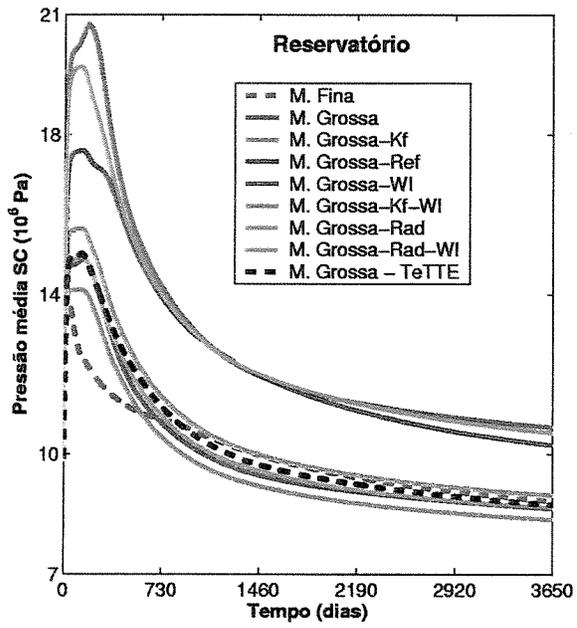
Na prática, pode ser difícil a aplicação deste procedimento, pois pode envolver um excessivo esforço inicial para reservatórios maiores e mais complexos. Entretanto, é interessante incluir essa análise neste trabalho para mostrar que isso pode melhorar bastante os resultados. Se alguma técnica automática puder ser usada para auxiliar neste trabalho inicial, essa forma de procedimento pode se viabilizar em alguns casos práticos. Em caso mais complexos, pode-se utilizar o procedimento descrito na Seção 5.3. Outra dificuldade pode ser encontrada para casos com grande variação de linhas de fluxo (ou regiões de fluxo) com o tempo.

5.2.1 Caso Canal 1

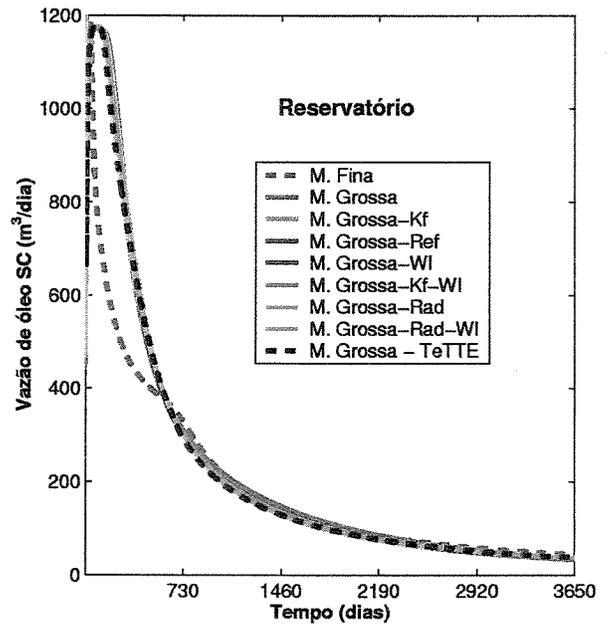
As Figuras 5.9 (a) e (b) e a Figura 5.10 apresentam o comportamento das curvas de pressão média no reservatório, vazão de óleo no reservatório e vazão de óleo nos poços produtores, respectivamente. A malha grosseira denominada de TeTTE é a combinação das técnicas de transferência de escala e tipos de tratamentos de poços. Os gráficos referentes ao corte de água no reservatório e nos quatro poços produtores são ilustrados no Apêndice C, Figuras C.1 e C.2, respectivamente.

Também no Apêndice C estão ilustrados para cada região os gráficos relacionados à seleção da melhor técnica de transferência de escala, Figuras C.3, C.4 e C.5, e à seleção do melhor tratamento de poço, Figuras C.6, C.7 e C.8.

As técnicas de transferência seleccionadas para o Caso Canal 1 são método numérico para primeira região, método DP para segunda e terceira região, e média aritmética para quarta região. Os tratamentos de poços seleccionados respectivamente, são permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual a da malha refinada (K_f) para os poços Produtores 1 e 3 localizados na primeira e

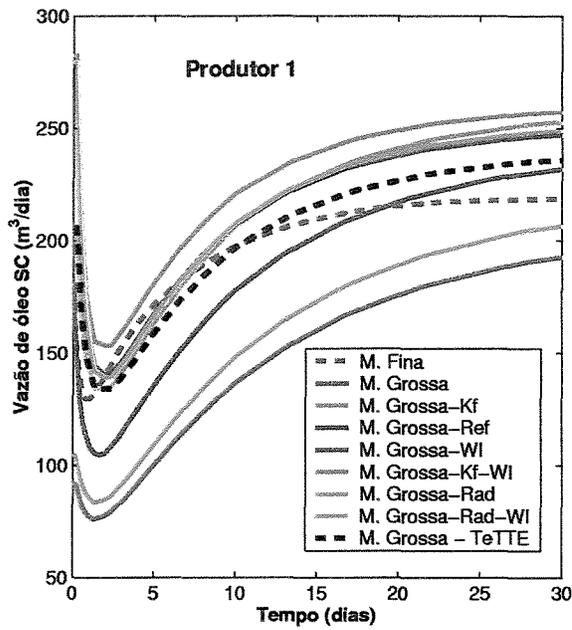


(a)

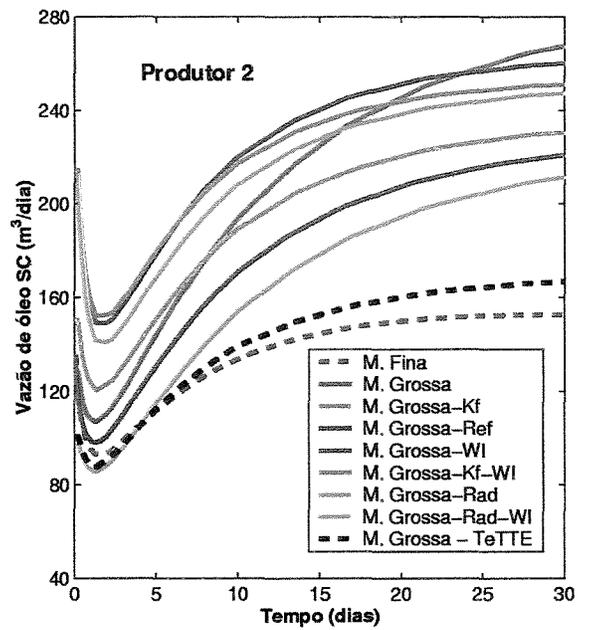


(b)

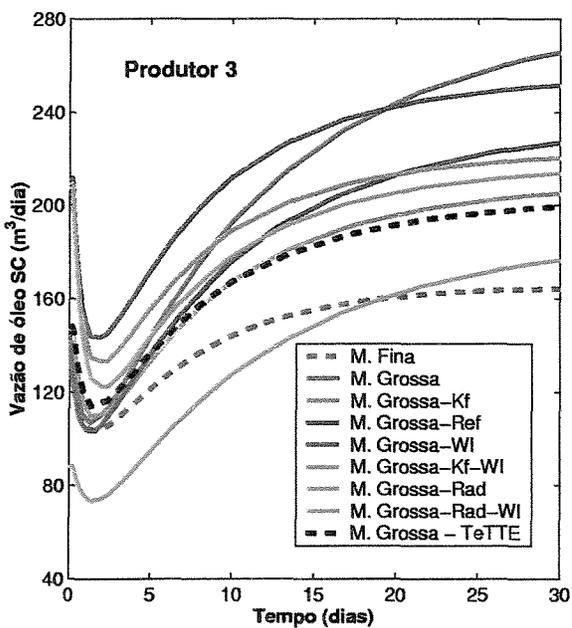
Figura 5.9: Caso Canal 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.



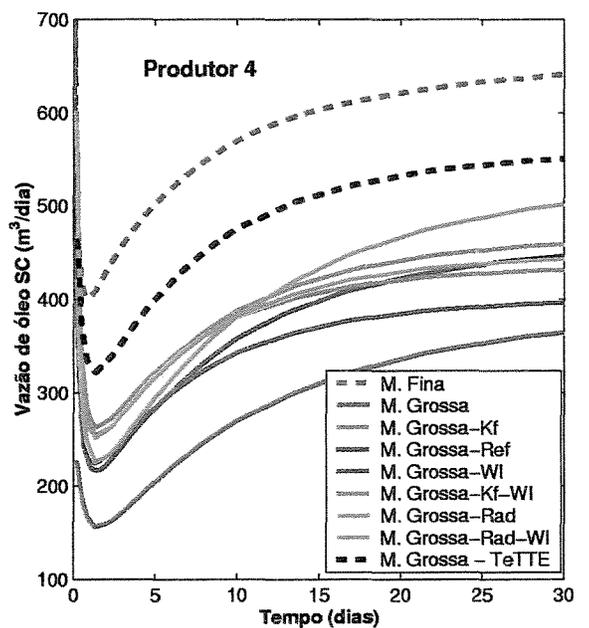
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.10: Caso Canal 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

terceira região, e permeabilidade equivalente do bloco grosseiro com poço calculada considerando fluxo radial ao redor do poço (Rad) para os poços Produtores 2 e 4 localizados na segunda e quarta região. Para o poço injetor foi selecionado o tratamento de poço do tipo Kf.

5.2.2 Caso Canal 2

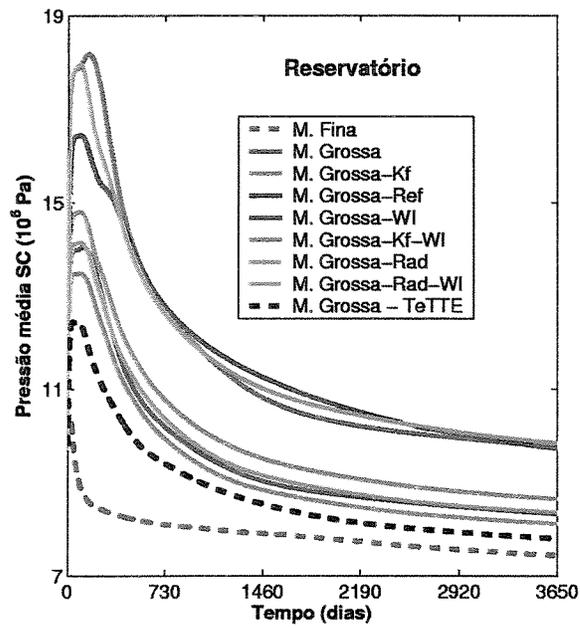
Os resultados referentes à combinação de técnicas de transferência de escala e tipos de tratamentos de poços do caso em questão são apresentados nas Figuras 5.11 (a) e (b) e Figura 5.12, nomeadamente, pressão média no reservatório, vazão de óleo no reservatório e vazão de óleo nos poços produtores.

No Apêndice C são mostrados os comportamentos de corte de água no reservatório e nos poços produtores, Figuras C.9 e C.10, respectivamente. Ainda no mesmo apêndice são mostradas as curvas de pressão média, vazão de óleo e corte de água de cada região do reservatório relacionadas à seleção da melhor técnica de transferência de escala, Figuras C.11, C.12 e C.13, e da seleção do melhor tratamento de poço, Figuras C.14, C.15 e C.16.

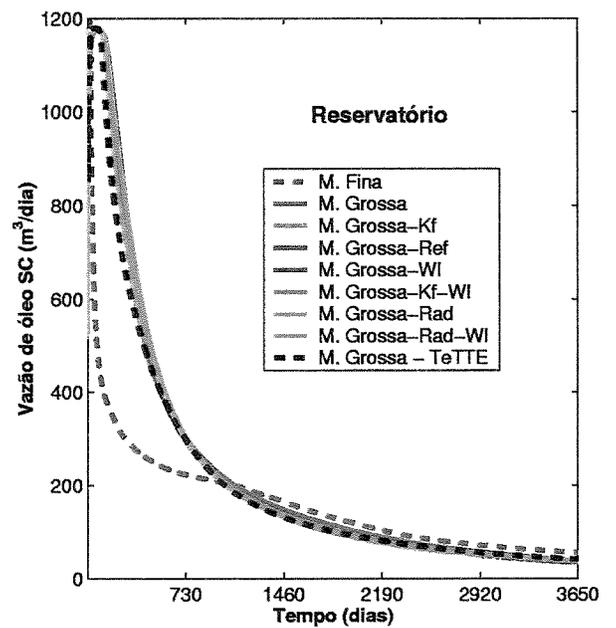
As técnicas de transferência de escala e os tipos de tratamentos de poços mais adequados para cada região do Caso Canal 2 são os mesmos observados para Caso Canal 1. A única diferença é que o tratamento de poço aplicado ao poço injetor é do tipo Rad.

A análise do corte de água de cada poço produtor nos casos com canais mostra que nas malhas grosseiras o corte de água sempre ocorreu depois do corte de água da respectiva malha refinada. Nos poços Produtores 2 e 4, Figuras C.2 (a) e (d) para o Caso Canal 1 e Figuras C.10 (a) e (d) para o Caso Canal 2 que se encontram desalinhados aos canais, a chegada da água nos poços referentes à malha grosseira se antecipou em relação ao da malha refinada.

Uma outra observação importante a ser considerada nesta etapa a respeito das técnicas de transferência de escala, é que nos casos com canais, o método numérico foi o mais adequado aos blocos cujos poços produtores são alinhados aos canais preferenciais ao fluxo, e método DP aos blocos cujos poços produtores são desalinhados aos respectivos canais preferenciais ao fluxo.

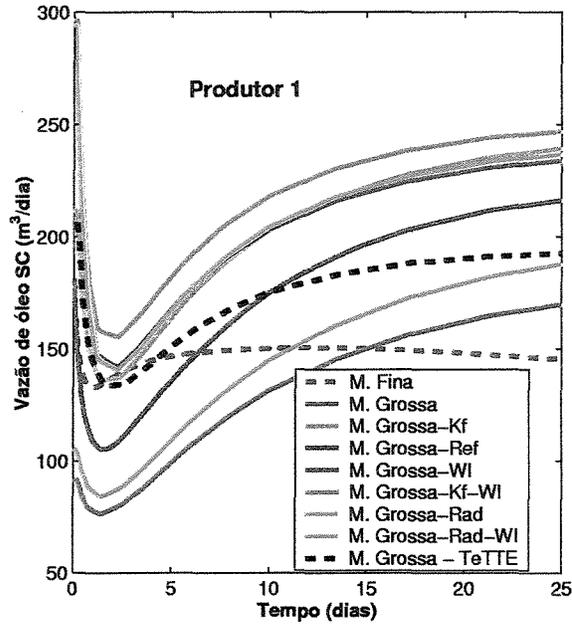


(a)

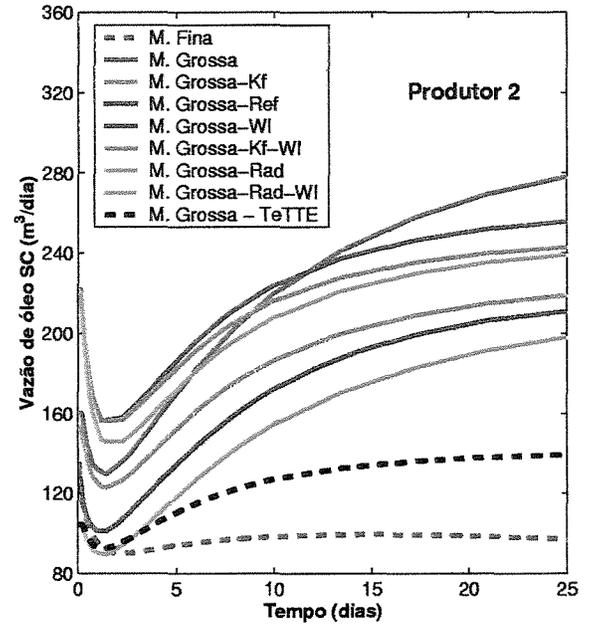


(b)

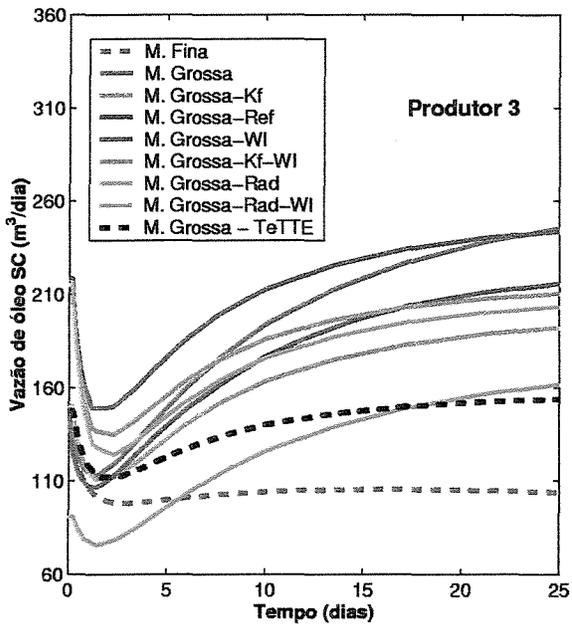
Figura 5.11: Caso Canal 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.



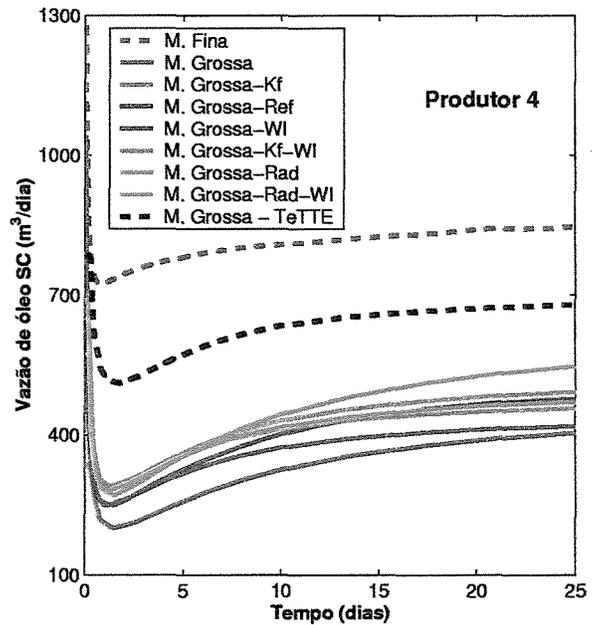
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.12: Caso Canal 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

5.2.3 Caso Barreira 1

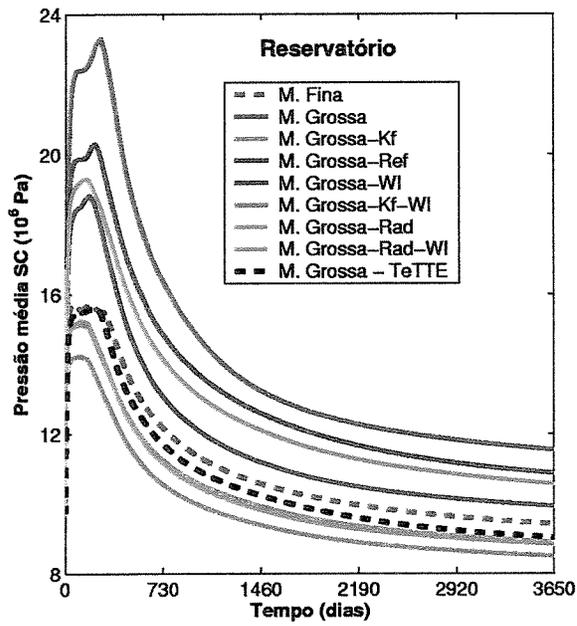
As Figuras 5.13 (a) e (b) e a Figura 5.14 de pressão média no reservatório, vazão de óleo no reservatório e vazão de óleo nos quatro poços produtores, respectivamente, apresentam resultados referentes a combinação de técnicas de transferência de escala e tipos de tratamentos de poços do Caso Barreira 1.

Seguindo analogia dos casos anteriores, no Apêndice C são ilustrados as curvas de corte de água no reservatório e nos poços produtores, Figuras C.17 e C.18. Neste mesmo apêndice são apresentados os comportamentos de pressão média, vazão de óleo e corte de água de cada região do reservatório referentes à seleção da melhor técnica de transferência de escala, Figuras C.19, C.20 e C.21, e à seleção do melhor tratamento de poço, Figuras C.22, C.23 e C.24.

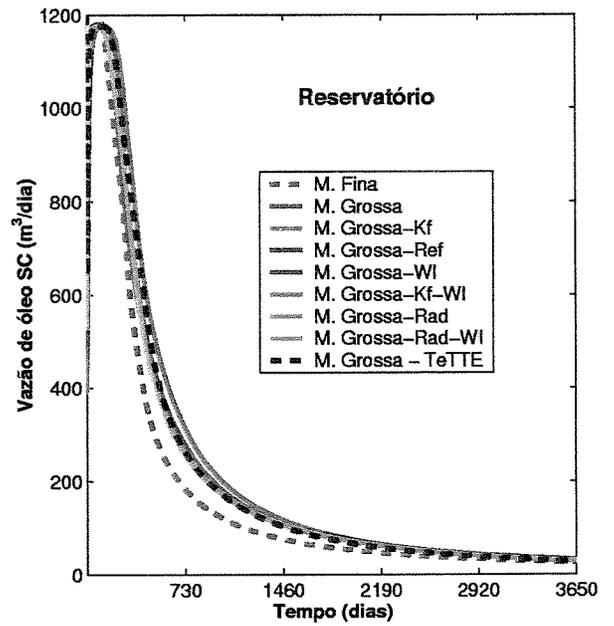
As Figuras 5.14 (c), C.18 (c), C.19 (c), C.20 (c), C.21 (c), C.22 (c), C.23 (c) e C.24 (c) referentes ao poço Produtor 3 apresentam comportamentos diferentes devido deste poço estar completado em três camadas nas quais existem barreiras.

Para o Caso Barreira 1, foram selecionados as seguintes técnicas de transferência de escala e tipos tratamentos de poços:

- Primeira região - método numérico e igualdade entre os índices de produtividades do poço (WI);
- Segunda região - média de potência com expoente 0,5 e refinamento do bloco grosseiro com poço (Ref);
- Terceira região - método DP e tratamento do tipo refinamento do bloco grosseiro com poço (Ref);
- Quarta região - método numérico e combinação dos tratamentos permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual à do bloco da malha refinada e igualdade entre os índices de produtividades (Kf-WI). No poço injetor foi selecionado como melhor opção o artifício de refinamento do bloco grosseiro com poço (Ref).

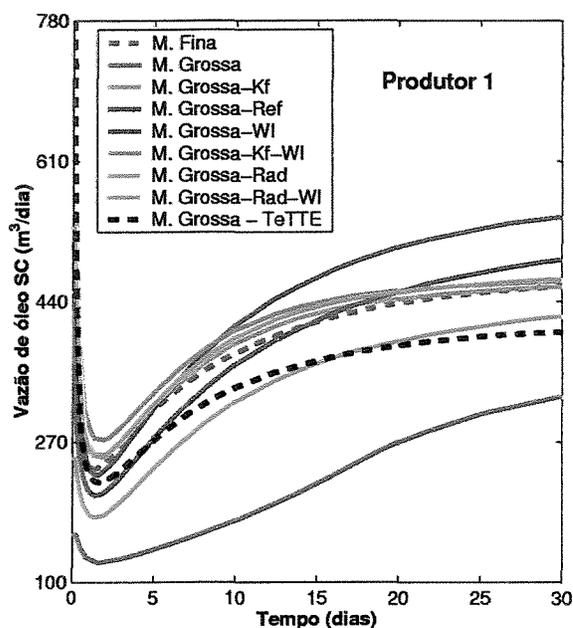


(a)

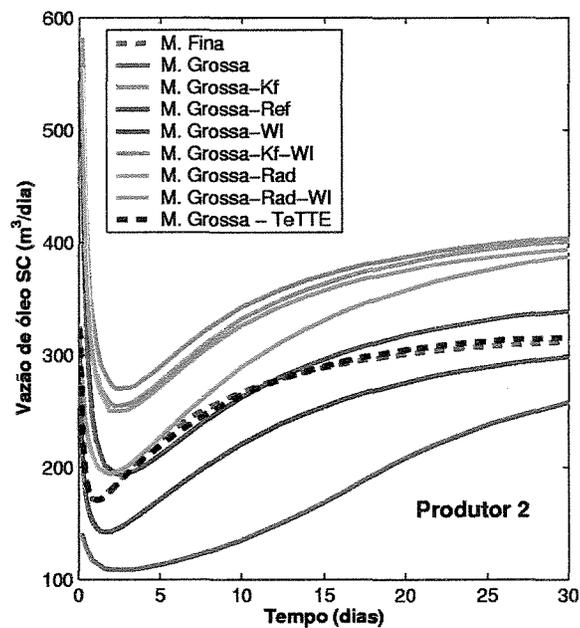


(b)

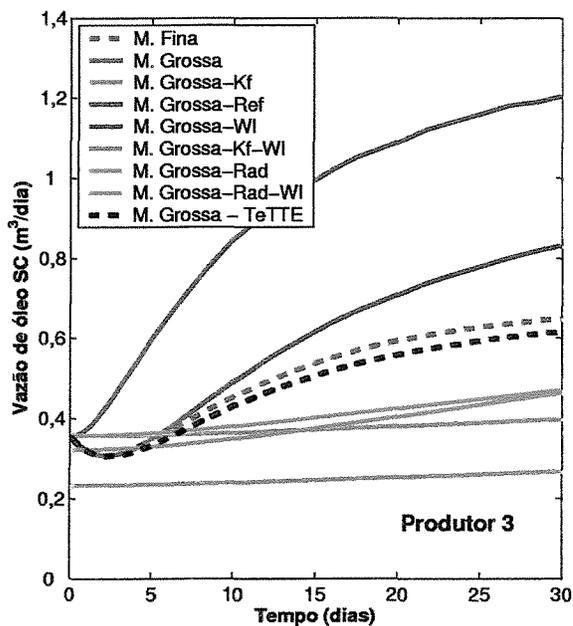
Figura 5.13: Caso Barreira 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.



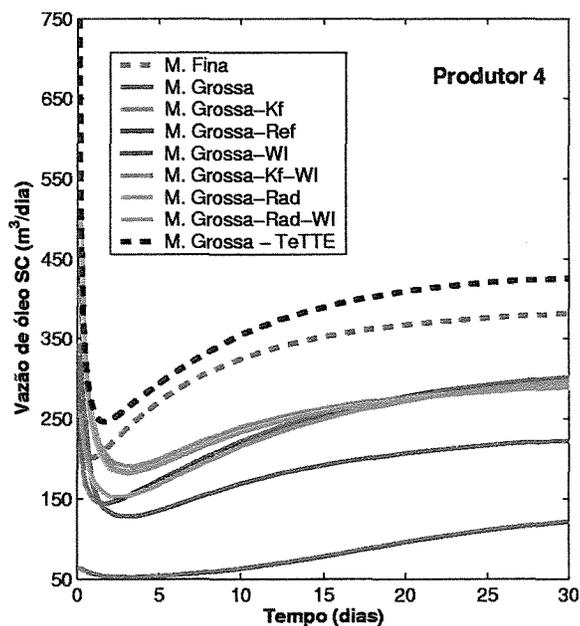
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.14: Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

5.2.4 Caso Barreira 2

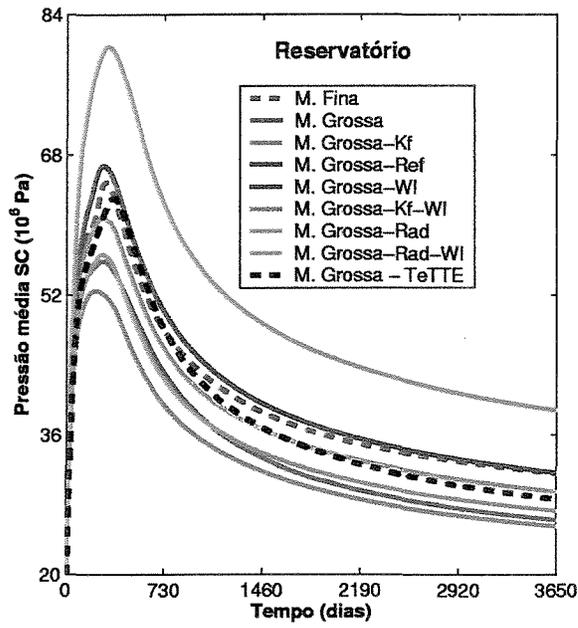
Nas Figuras 5.15 (a) e (b) e na Figura 5.16 são apresentados os resultados referentes à combinação de técnicas de transferência de escala e tipos de tratamentos de poços para o Caso Barreira 2, nomeadamente, pressão média no reservatório, vazão de óleo no reservatório e vazão de óleo nos quatro poços produtores.

As curvas de corte de água no reservatório e nos poços produtores são mostradas nas Figuras C.25 e C.26 do Apêndice C. Neste mesmo Apêndice C são mostradas as curvas de pressão média, vazão de óleo e corte de água de cada região do reservatório referentes a seleção da melhor técnica de transferência de escala, Figuras C.27, C.28 e C.29, e da seleção do melhor tratamento de poço, Figuras C.30, C.31 e C.32.

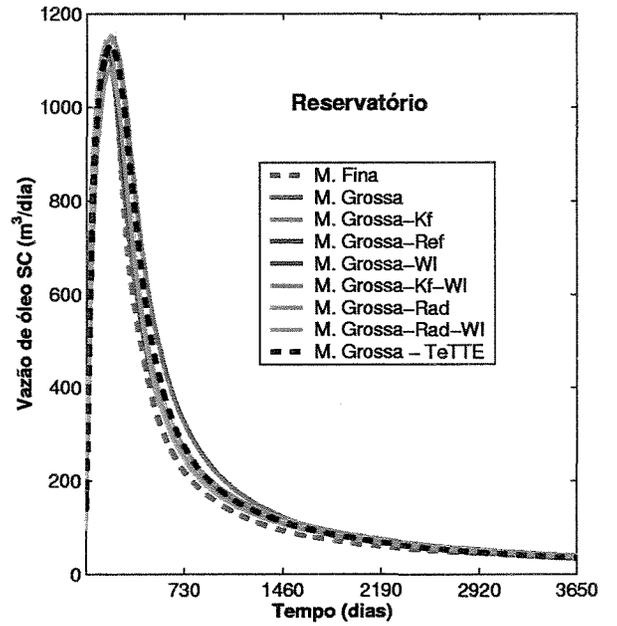
Para o Caso Barreira 2, as Figuras 5.16 (a), C.26 (a), C.27 (a), C.28 (a), C.29 (a), C.30 (a), C.31 (a) e C.32 (a) pertencentes ao poço Produtor 1 também apresentam comportamentos diferentes devido deste poço estar completado em três camadas nas quais existem barreiras.

Para este caso foram selecionadas as seguintes combinações de técnicas de transferência de escala e tipos tratamentos de poços:

- Primeira região - método DP e igualdade entre os índices de produtividades do poço (WI);
- Segunda região - média de potência com expoente 0,5 e permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual à do bloco da malha refinada (Kf);
- Terceira região - média de potência com expoente 0,5 e permeabilidade equivalente do bloco grosseiro com poço calculada considerando fluxo radial ao redor do poço (Rad);
- Quarta região - método DP e combinação dos tratamentos permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual à do bloco da malha refinada e igualdade entre os índices de produtividades (Kf-WI). No poço injetor foi o tratamento de poço do tipo Rad.

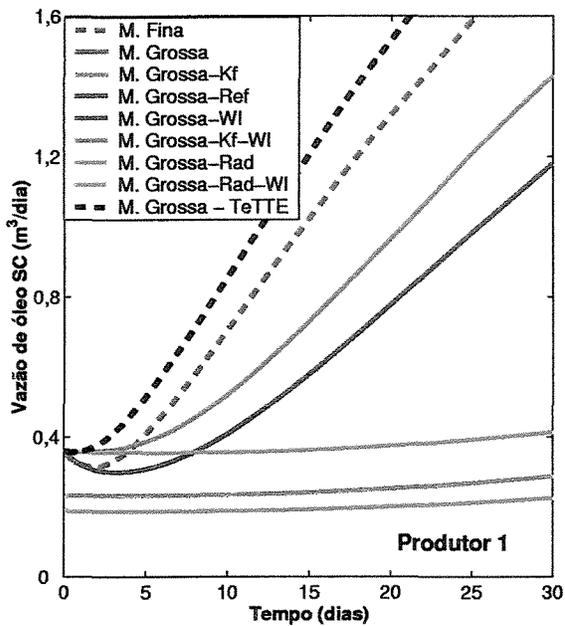


(a)

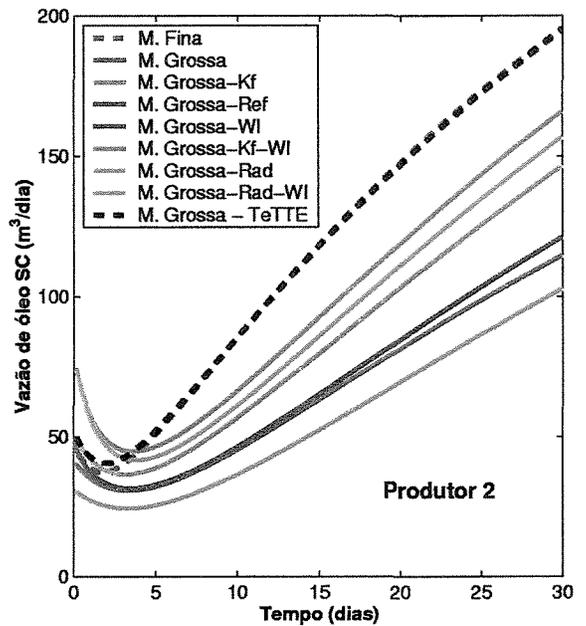


(b)

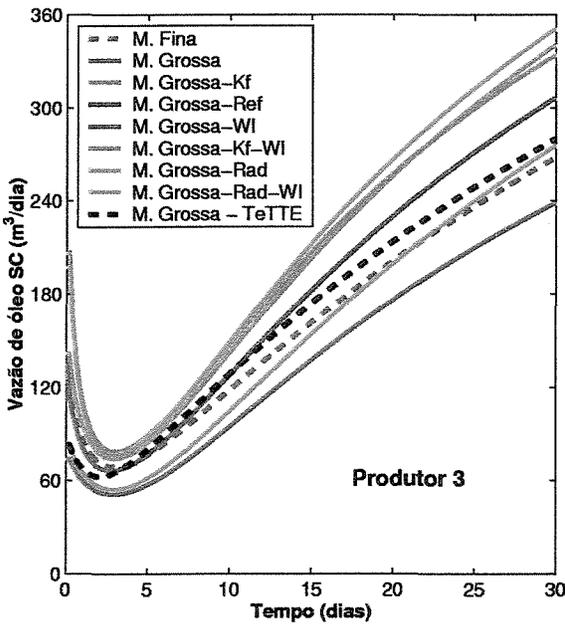
Figura 5.15: Caso Barreira 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.



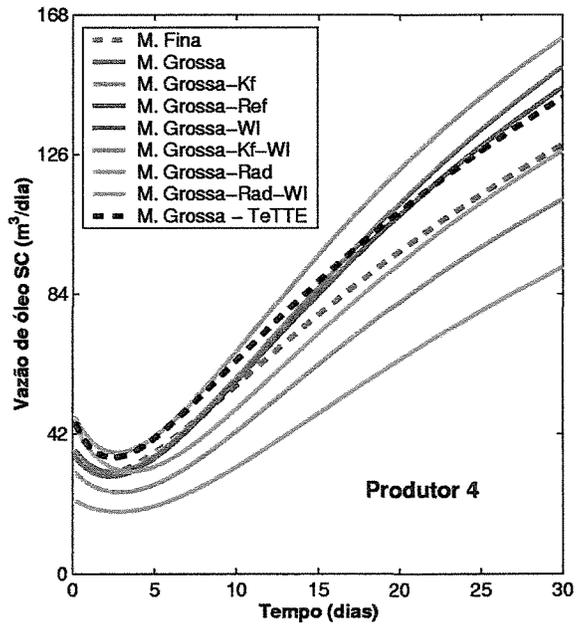
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.16: Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

Para os casos com barreiras, observou-se que o método DP é a técnica de transferência de escala mais adequada para os blocos finos com poços produtores quando os mesmos estão perfurados em pelo menos duas camadas com baixa permeabilidade absoluta, caso contrário é indicado o numérico.

5.2.5 Discussão

Para os casos estudados, na análise dos parâmetros de reservatório, pressão média e vazão de óleo, a posição das curvas da malha grosseira TeTTE em relação às curvas da malha refinada e demais malhas grosseiras, podem levar à conclusão enganosa de que o tratamento diferenciado do caminho do fluxo e do tratamento de poço para cada região do reservatório não apresentam alterações significativas. Contudo, analisando-se os poços produtores em termo da vazão de óleo antes da chegada de água (corte de água nulo), Figuras 5.10, 5.12, 5.14 e 5.16, nota-se que em geral a malha grosseira TeTTE conseguiu representar adequadamente a malha refinada em todos os casos, pois os resultados de suas simulações foram os que mais se aproximaram aos da malha refinada.

Portanto, pode-se observar que a malha grosseira formada pelas combinações de técnicas de transferência de escala e tratamentos de poços de acordo com o tipo de heterogeneidade e tipo de fluxo, pode ser considerada como sendo a mais adequada para todos os casos estudados. Porém, este processo é de difícil aplicação na prática, porque pode envolver um excessivo esforço inicial para reservatório maiores e mais complexos.

Considerando o corte de água nos poços produtores dos Casos Canal 1 e 2, verificou-se que as malhas grosseiras TeTTE e as demais não conseguiram representar a chegada de água nos poços produtores. Isto pode ser melhorado fazendo a transferência de escala da permeabilidade relativa. Segundo Christie (1996) apenas a transferência de escala da permeabilidade absoluta não é suficiente representar inteiramente um deslocamento em um meio heterogêneo. Adicionalmente, Christie e Blunt (2001) também chegaram a conclusão de que os resultados obtidos com as malhas grosseiras considerando apenas a transferência de escala da permeabilidade absoluta em média apresentaram piores resultados comparado àqueles obtidos com a inclusão da pseudo permeabilidade relativa nos modelos de simulação das malhas grosseiras.

Nos casos com barreiras, em geral, o problema da representação do corte de água pelas

malhas grosseiras não foi tão acentuado quanto nos casos com canais. As únicas exceções foram observadas no no poço Produtor 1 do Caso Barreira 1 e no poço Produtor 3 do Caso Barreira 2, os quais estão perfurados em barreiras em todas as camadas.

5.3 Aplicação com Regra Geral

Devido à quantidade de trabalho e dificuldade de tratamento de cada região do reservatório de acordo com o tipo de heterogeneidade e fluxo, regras gerais foram elaboradas para os casos com canais e barreiras. Dessa forma, o reservatório também é dividido em regiões de fluxo, mas o método de transferência de escala é escolhido permanente sem necessidade de simulações de acordo com regras estabelecidas para problemas semelhantes.

Nos casos com canais, a técnica de transferência de escala a ser empregada depende do poço estar alinhado ou não aos canais. Caso o poço produtor esteja alinhado ao canal recomenda-se o emprego do método numérico para cálculo da permeabilidade equivalente, caso contrário a técnica mais adequada é o método DP.

De acordo com a regra geral, nos casos com barreiras, se o poço produtor estiver perfurado em pelo menos duas camadas, a técnica de transferência de escala indicada é o método DP, nos demais poços recomenda-se o método numérico.

É importante ressaltar que a regra geral para a de transferência de escala foi obtida através dos resultados da Seção 5.2. Por outro lado, a regra geral para o tipo de tratamento de poço foi decorrente dos resultados obtidos na Seção 5.1.

A nomenclatura *M. grosseira RG* foi adotada para a malha grosseira combinada com as técnicas de transferência de escala mais adequadas e os tratamentos de poços mais adequados.

5.3.1 Caso Canal 1

As Figuras 5.17 (a) e (b) e Figura 5.18 apresentam os resultados das simulações da malha refinada e suas respectivas malhas grosseiras em termos de pressão média no reservatório, vazão

de óleo no reservatório e vazão de óleo nos poços produtores, respectivamente.

As curvas de corte de água no reservatório e nos quatro poços produtores que se encontram no Apêndice D, Figuras D.1 e D.2, respectivamente.

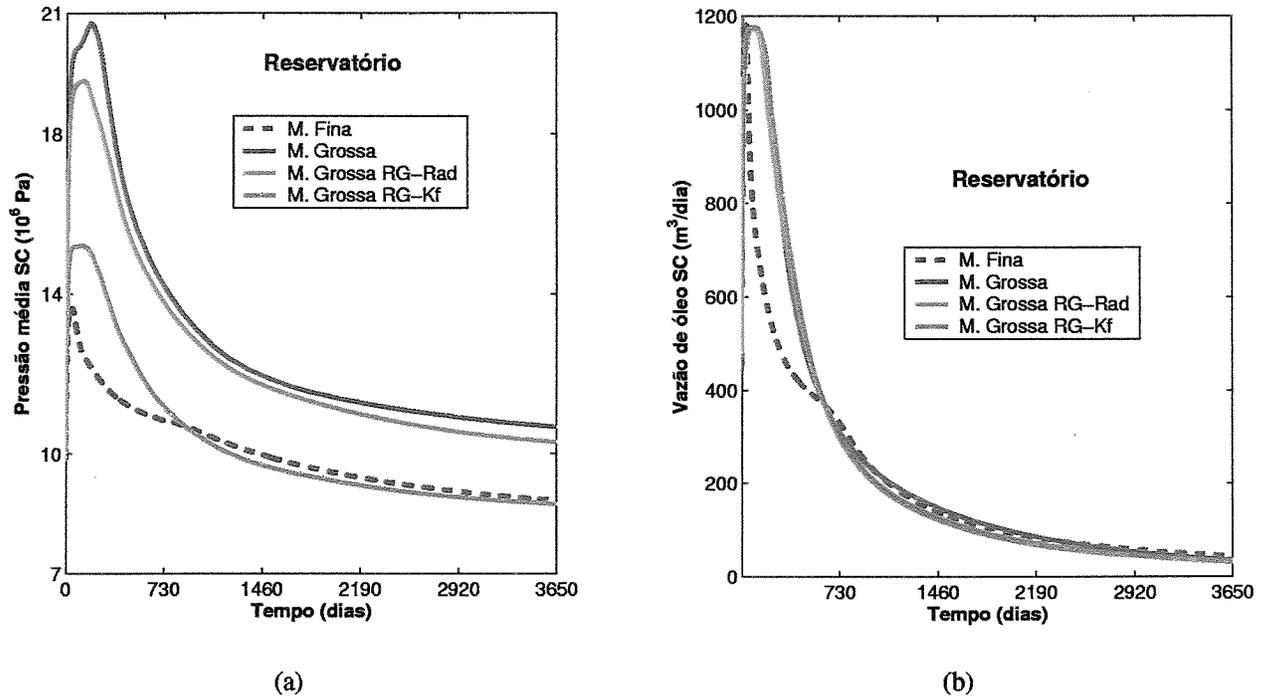
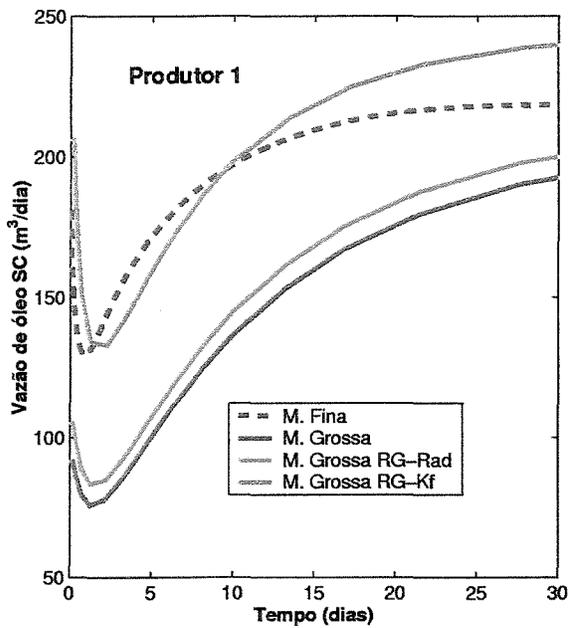


Figura 5.17: Caso Canal 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.

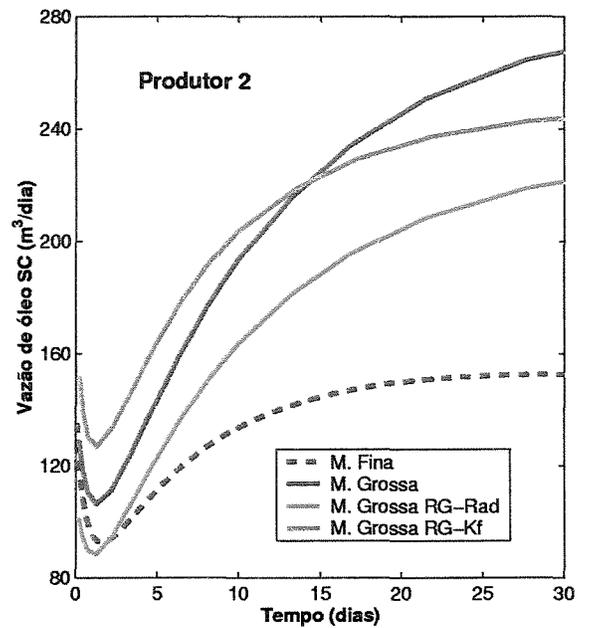
5.3.2 Caso Canal 2

Para o caso Canal 2, os resultados das simulações das malhas refinada e grosseiras são mostrados nas Figuras 5.19 (a) e (b) e Figura 5.20, as quais referem-se respectivamente à, pressão média e vazão de óleo no reservatório e vazão de óleo nos poços produtores.

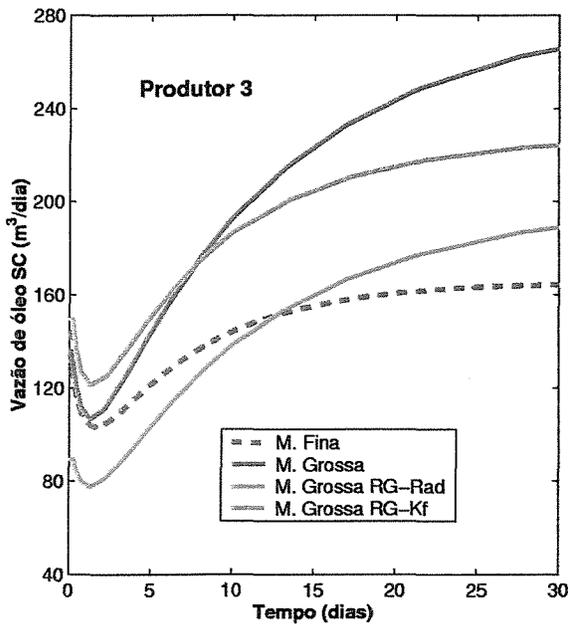
Seguindo analogia do caso anterior, no Apêndice D são apresentados os comportamentos do corte de água no reservatório e nos poços produtores do caso em questão, Figuras D.3 e D.4, respectivamente.



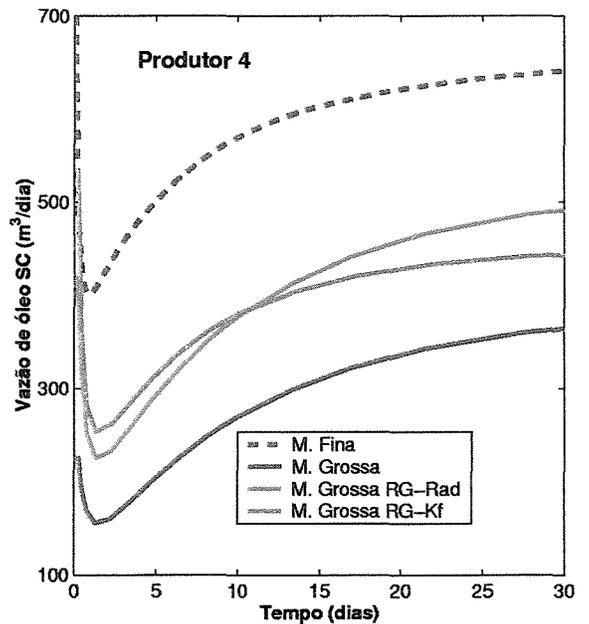
(a)



(b)

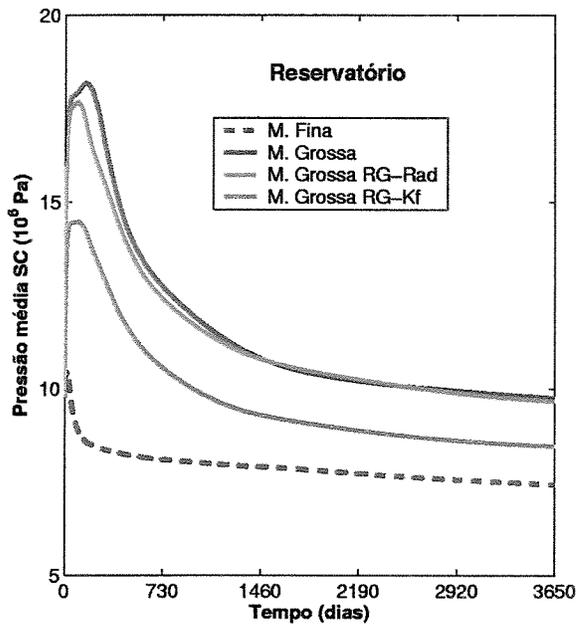


(c)

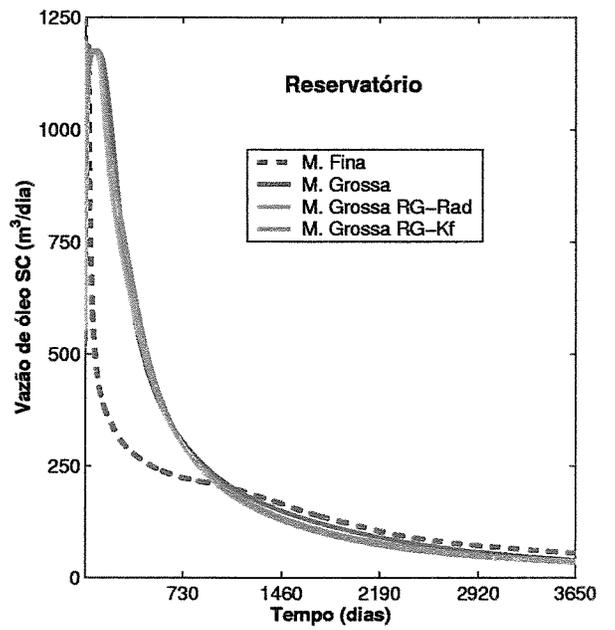


(d)

Figura 5.18: Caso Canal 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

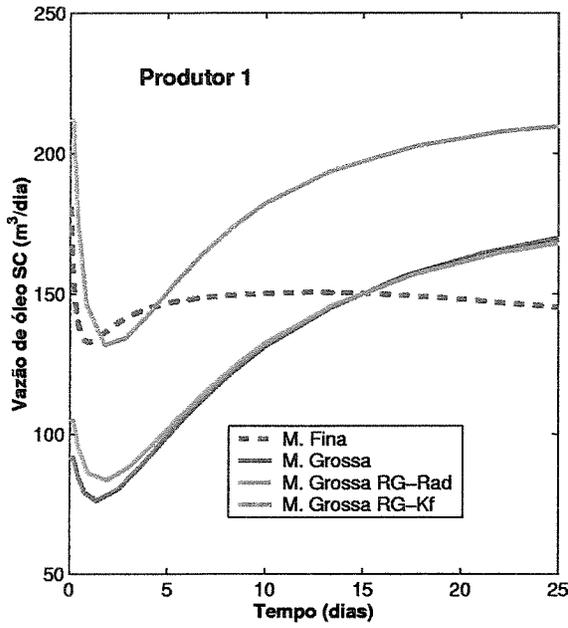


(a)

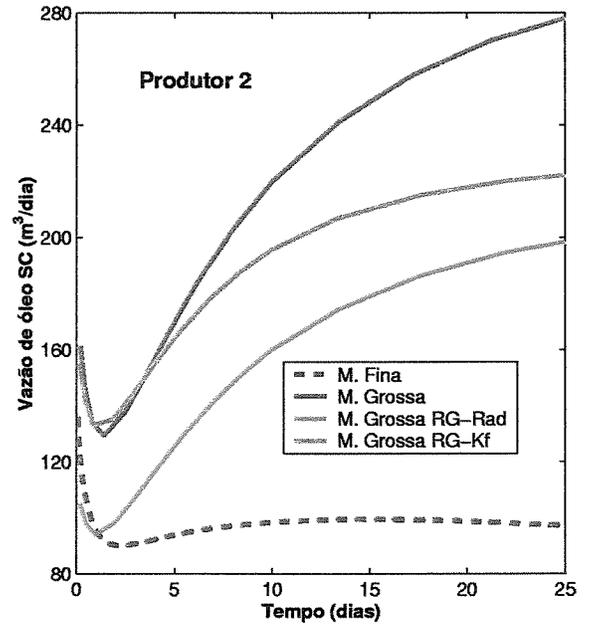


(b)

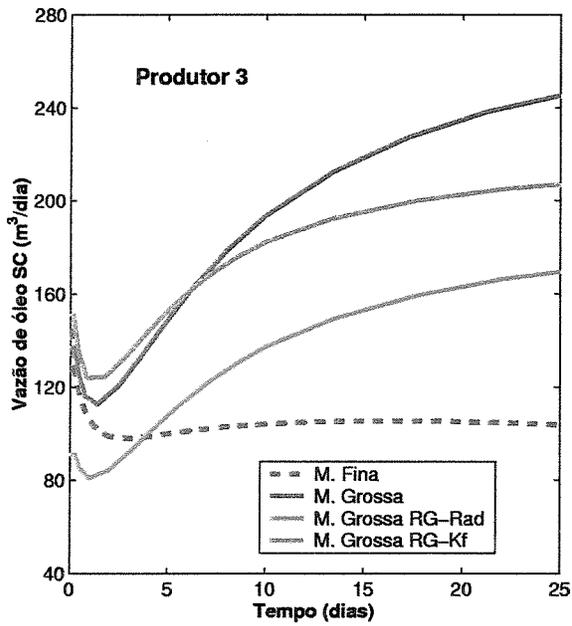
Figura 5.19: Caso Canal 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.



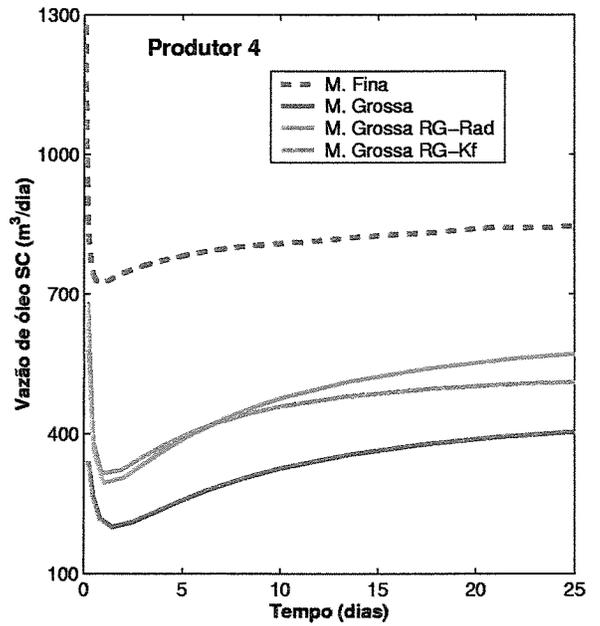
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.20: Caso Canal 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

5.3.3 Caso Barreira 1

Os gráficos das Figuras 5.21 (a) e (b) e Figura 5.22 ilustram o comportamento dos parâmetros pressão média, vazão de óleo ambos do reservatório, e vazão de óleo nos quatro poços produtores, respectivamente.

As Figuras D.5 e D.6 do Apêndice D mostram o comportamento do corte de água no reservatório e nos quatro poços produtores, respectivamente.

Observando as Figuras 5.22 (c) e D.6 (c), referentes ao poço produtor 3, nota-se que a vazão de óleo e o corte de água estimados pelas malhas grosseiras sem tratamento não são capazes de representar adequadamente a malha refinada, devido à este poço estar completado em três camadas nas quais existem barreiras.

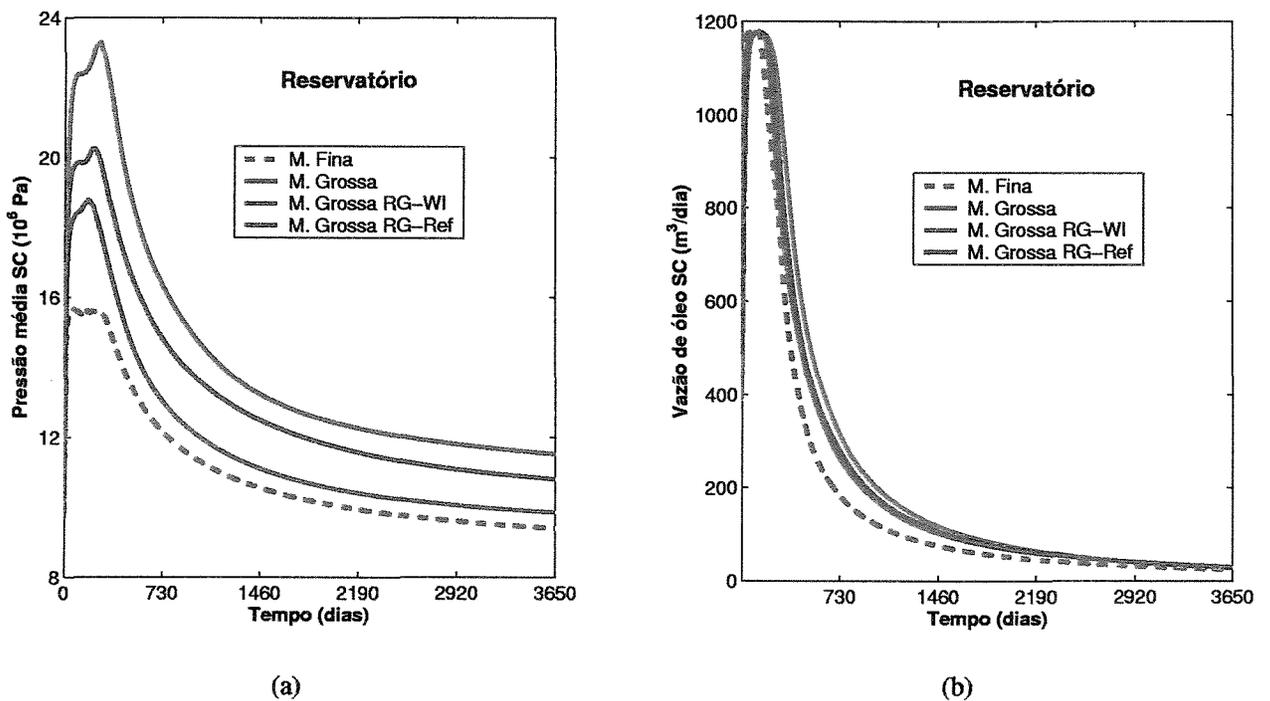
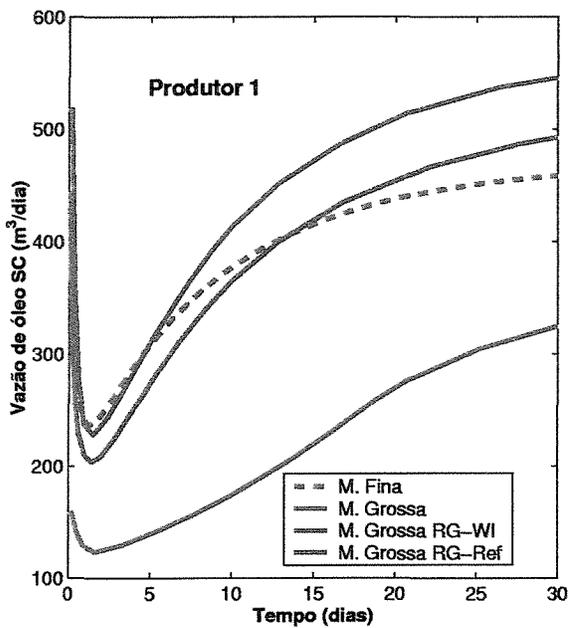
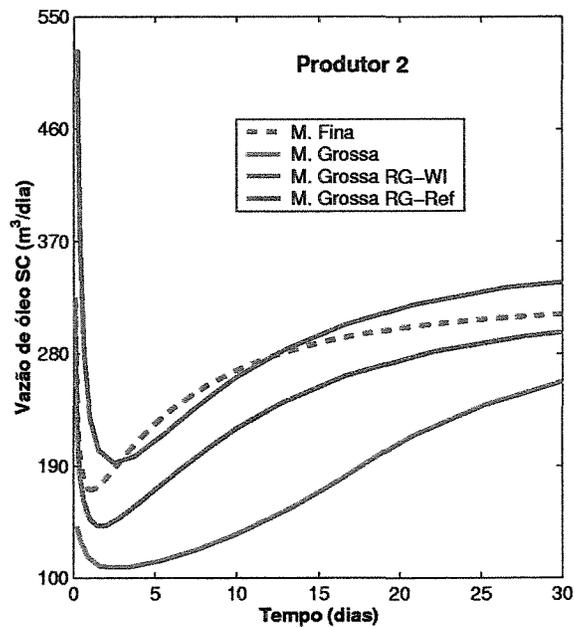


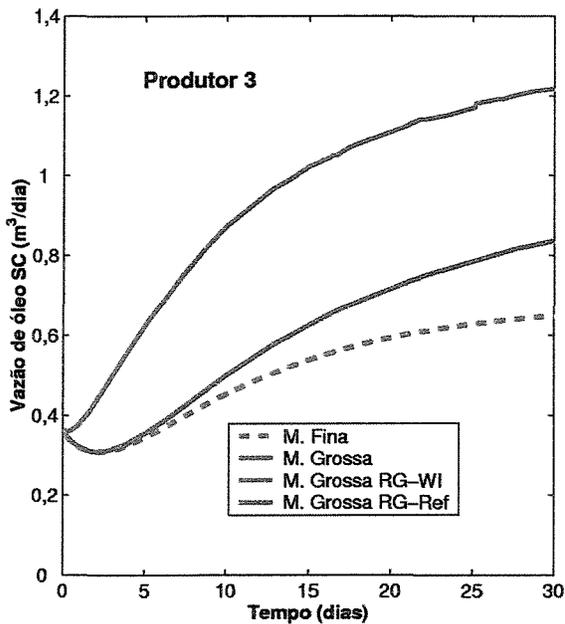
Figura 5.21: Caso Barreira 1 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.



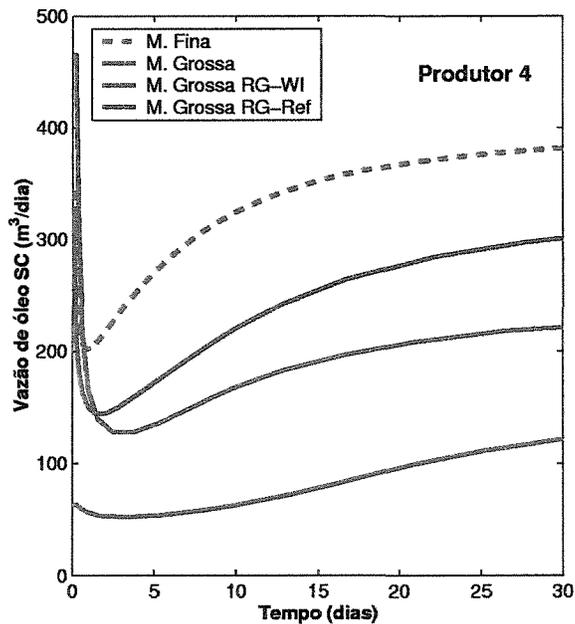
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.22: Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

5.3.4 Caso Barreira 2

Para o Caso Barreira 2, os resultados das simulações da malha refinada e suas respectivas malhas grosseiras em termos dos parâmetros pressão média no reservatório, vazão de óleo no reservatório e vazão de óleo nos poços produtores são apresentados nas Figuras 5.23 (a) e (b) e Figura 5.24, respectivamente.

Como nos casos anteriores, também foram construídos os gráficos referentes ao parâmetro corte de água no reservatório e nos poços produtores, Figuras D.7 e 5.24, respectivamente, as quais se encontram no Apêndice D.

Analogamente ao Caso Barreira 1, o poço Produtor 1, Figura 5.24 (a), apresentou comportamento diferente dos demais, devido ao fato do mesmo estar completado em três camadas nas quais existem barreiras.

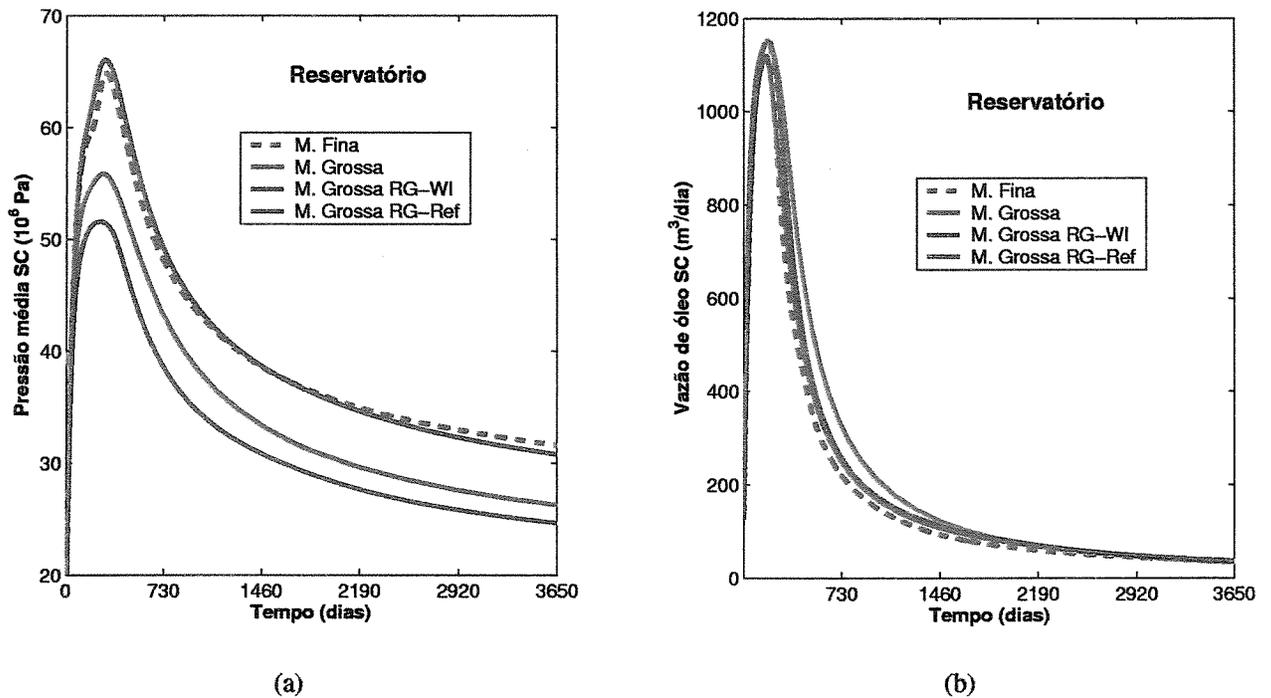
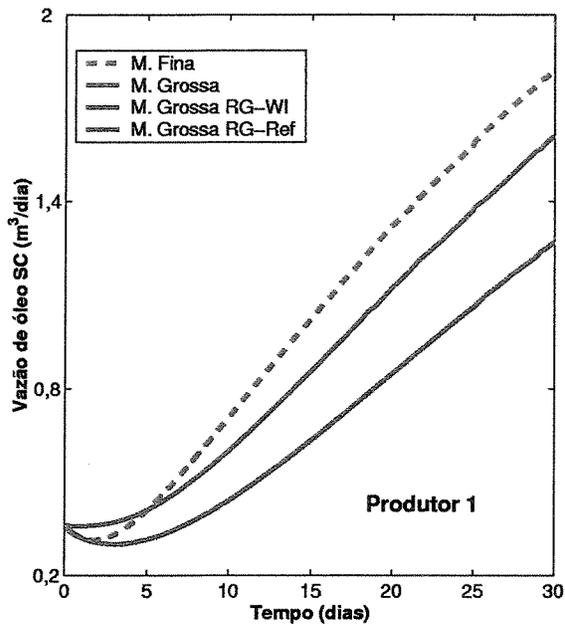
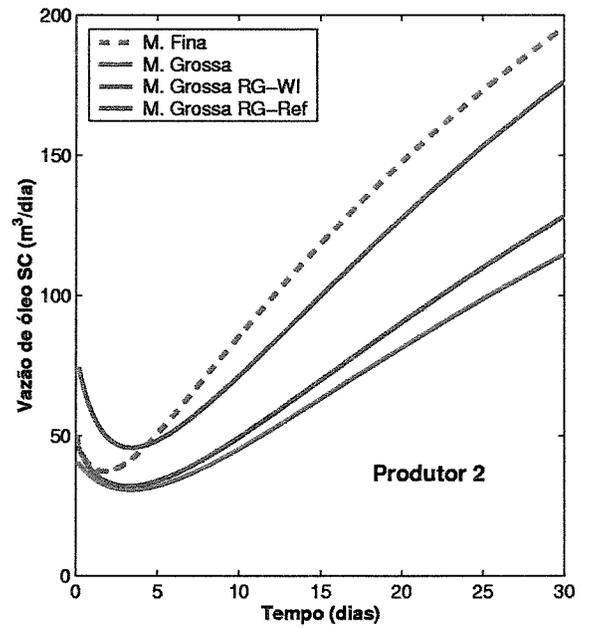


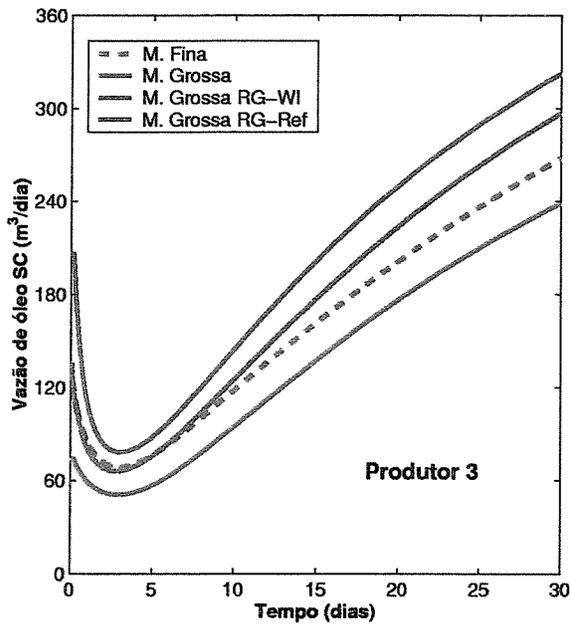
Figura 5.23: Caso Barreira 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média e (b) Vazão de óleo.



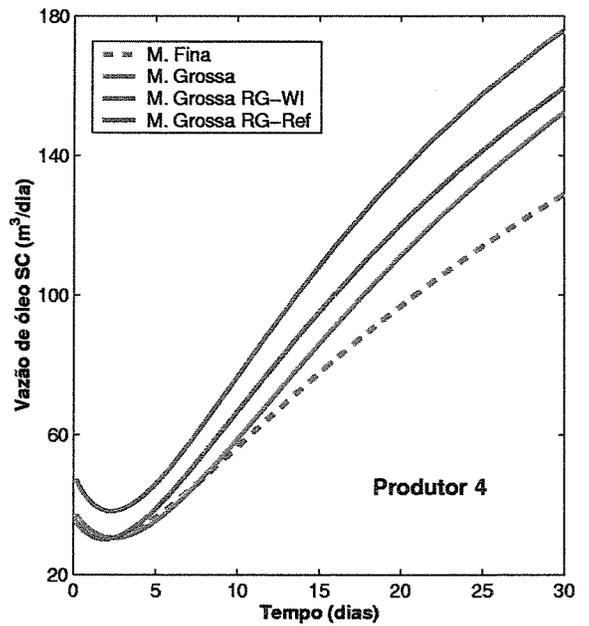
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.24: Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

5.3.5 Discussão

Conforme a metodologia adotada neste trabalho a comparação entre as curvas da malha refinada e das malhas grosseiras com tratamentos de poços é feita de maneira qualitativa através dos gráficos de pressão média no reservatório e de vazão de óleo nos poços produtores com corte de água nulo. Deste modo, a utilização da técnica descrita nesta seção mostrou, em geral, resultados melhores do que aqueles obtidos por métodos tradicionais que usam uma única técnica de transferência de escala para todo o reservatório. É importante destacar também que embora os resultados obtidos nesta etapa não sejam melhores comparados àqueles obtidos usando a malha grosseira TeTTE, o emprego da regra geral mostrou ser uma boa opção, uma vez que a elaboração da malha grosseira TeTTE consome muito mais tempo que a aplicação da regra geral. No Apêndice E é apresentado o tempo estimado para elaboração das malhas grosseiras TeTTE e Regra Geral, assim como a comparação do tempo de simulação entre as malhas refinadas e grosseiras.

Aplicando a regra geral, foi observado que para o Caso Canal 1, a combinação da malha grosseira RG com o tratamento de poço Kf só foi capaz de representar qualitativamente a malha refinada considerando a pressão média no reservatório, Figura 5.17 (a), e vazão de óleo no poço Produtor 1, Figura 5.18 (a). Porém, nos demais poços produtores, Figuras 5.18 (b) a (d) malha grosseira RG combinada com o tratamento de poço Rad aparentou ser relativamente melhor em relação à mesma malha combinada com Kf.

Para o Caso Canal 2, com exceção do parâmetro pressão média no reservatório, Figura 5.19 (a), onde a malha grosseira RG submetida ao tratamento de poço Kf foi adequada a malha refinada, nos poços produtores, Figuras 5.20 (a) a (d) os resultados não foram bons como se esperava. Isto mostra o efeito do aumento da permeabilidade absoluta do canal de 800 *mD* (Caso Canal 1) para 2000 *mD* (Caso Canal 2).

Quanto aos casos Barreira 1 e Barreira 2, a combinação da malha grosseira RG com os tratamentos de poços WI e Ref mostrou ser adequado à malha refinada, conforme pode ser observado nas curvas de pressão média no reservatório e vazão de óleo nos poços produtores.

No que concerne ao parâmetro vazão de óleo no reservatório de todos os casos estudados, mais uma vez, deixa-se claro que a análise única deste parâmetro pode levar à conclusão errônea

de que a aplicação da regra geral não acarreta mudanças significativas nos resultados. Este fato também foi observado nos gráficos de corte de água no reservatório.

É de ressaltar que de todos os casos, o Caso Canal 2 foi o que mais apresentou problemas de corte de água nos poços Produtores 2 e 3, nas quais as malhas grosseiras antecipam a chegada de água nos poços em relação a malha refinada. Isto, é devido destes poços estarem desalinhados aos canais preferenciais ao fluxo, e por sua vez, este caso possui uma permeabilidade do canal maior em relação ao caso Canal 1, conforme referenciado anteriormente.

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

Neste trabalho, o processo de transferência de escala para casos com fortes heterogeneidades foi estudado para um melhor entendimento da dependência entre técnicas de transferência e tipo de heterogeneidade, com ênfase especial ao tratamento de blocos grosseiros com poços. Este capítulo procura resumir as principais conclusões e recomendações decorrentes dos resultados obtidos.

6.1 Conclusões

Dos estudos numéricos realizados com malhas Cartesianas tri-dimensionais representativas de reservatórios de petróleo com poços verticais e com heterogeneidades fortes, foram alcançadas as seguintes conclusões:

- Necessidade de tratar os blocos grosseiros com heterogeneidades fortes e com poços de forma diferenciada do resto do reservatório com a finalidade de aproximar os resultados das simulações numéricas de fluxo das malhas grosseiras ao da malha refinada;
- Dificuldade de selecionar um tratamento de poço adequado, caso haja a predominância do efeito do caminho do fluxo, impedindo que o efeito de tratamento do poço seja isolado para que o melhor tratamento seja escolhido;
- A tentativa de minimizar o efeito do caminho do fluxo possibilitou selecionar alguns tratamentos de poços adequados e inadequados à malha refinada, e também efetuar uma generalização para os casos estudados: (1) Para os casos com canais, os tratamentos de poços dos

tipos permeabilidade equivalente do bloco grosseiro com poço calculada considerando fluxo radial nas proximidades do poço (Rad) e permeabilidade do bloco grosseiro com poço igual a da malha refinada (Kf) foram os mais indicados, sendo que a malha grosseira sem tratamento e com o tipo de tratamento igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira (WI) não são aconselháveis; (2) Para os casos com barreiras, os tipos de tratamento de poço igualdade entre o fator geométrico do índice de produtividade do poço das malhas refinada e grosseira (WI) e refinamento dos blocos grosseiros com poços (Ref) foram os mais indicados. A malha grosseira sem tratamento mostrou ser inadequada para os casos com barreira;

- A malha grosseira TeTTE formada pela combinação de tipos de fluxo (ou seja, técnicas de transferência de escala) com tratamentos de poços de acordo com a localização, em geral mostrou ser um processo adequado para todos os casos estudados. Na prática, pode ser difícil a aplicação deste procedimento, pois o mesmo pode envolver um excessivo esforço inicial para reservatórios maiores e mais complexos. Por outro lado, se alguma técnica automatizada puder ser empregada para auxiliar neste trabalho inicial, essa forma de procedimento pode se tornar viável mesmo em alguns casos práticos;
- A partir dos resultados obtidos pela combinação das técnicas de transferência de escala com tratamentos de blocos grosseiros com poços foi possível estabelecer uma regra geral, a qual depende do tipo de heterogeneidade e do tipo de fluxo no reservatório: (1) Nos casos com canais, o método numérico foi o mais adequado aos blocos com poços produtores alinhados aos canais, e método DP aos blocos com poços produtores desalinhados aos respectivos canais; (2) Nos casos com barreiras o método DP foi o mais indicado para a transferência de escala dos blocos finos com poços perfurados em pelo menos duas camadas com barreira, e nos demais blocos finos com poços a transferência de escala pelo método numérico foi a mais adequada. Este método não é tão eficiente quanto o anterior (TeTTE), mas muito mais rápido de ser implementado. A dificuldade maior é na determinação das regras de fluxo que podem mudar ao longo do tempo;
- Com relação ao parâmetro corte de água das malhas refinadas e grosseiras foi possível observar que ocorrem uma maior discordância entre os valores obtidos para os casos com canais. Nos casos em que os poços produtores estavam desalinhados aos canais, a predição da chegada de água foi antecipada em relação à malha refinada. Contudo, para os poços produtores alinhados aos canais houve um atraso na chegada da água das malhas grosseiras em relação

à malha refinada. Isso mostra a necessidade de continuar o estudo de transferência de escala para esses casos, indicando também a necessidade de inclusão de estudo de permeabilidade relativa no processo;

- Nos casos com barreiras verificou-se que nos poços produtores completados em três camadas nas quais existem barreiras (baixa permeabilidade), a vazão de óleo estimada pela malha grosseira sem tratamento sempre foi inadequada para representar a malha refinada.

6.2 Recomendações

Com base nos resultados obtidos, e por razões de curto tempo para investigar um tema tão extenso como a transferência de escala, onde muitas questões não foram capazes de serem estudadas, são sugeridas as seguintes pesquisas adicionais:

- Para uma maior aproximação entre as curvas de corte de água é necessário que se faça, por exemplo, a transferência de escala da permeabilidade relativa;
- É necessário que se investigue o efeito da transferência de escala da malha refinada 45x45x3 para uma malha grosseira 5x5x1, uma vez que neste trabalho foi feita apenas a transferência de escala para a malha grosseira 5x5x3;
- Investigar mais casos com canais e barreiras para validação ou não das conclusões referentes ao tratamento de poços e técnicas de transferência de escala obtidas neste trabalho;
- Efetuar transferência de escala usando linhas de fluxo para determinar região de fluxo;
- Considerar a presença de poços horizontais na transferência de escala da permeabilidade absoluta;
- Obter malhas grosseiras a partir de modelos de reservatório com alta heterogeneidade através de emprego do método desenvolvido por Chen *et al.* (2003), o qual não requer o cálculo global da malha refinada.

Referências Bibliográficas

CARDWELL, W. T.; PARSONS, R. L. Average Permeabilities of Heterogeneous Oil Sands. *Transactions, AIM*, v. 160, p. 34 – 42, out. 1944.

CASTELLINI, A. *Flow Based Grids for Reservoir Simulation*. California, 2001. 79 p. Dissertação (Master of Science) — Department Of Petroleum Engineering, STANFORD, 2001.

CHEN, Y. et al. A Coupled Local-Global Upscaling Approach for Simulating Flow in Highly Heterogeneous Formations. *Advances in Water Resources*, v. 26, p. 1041–1060, out. 2003.

CHRISTIE, M. A. Upscaling for Reservoir Simulation. *JPT*, p. 1004–1010, nov. 1996.

CHRISTIE, M. A. Flow in Porous Media - Scale up of Multiphase Flow. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, v. 6, p. 236–241, 2001.

CHRISTIE, M. A.; BLUNT, M. J. Tenth SPE comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques. *SPE*, n. 66599, p. 1–13, fev. 2001.

CRAFT, B. C.; HAWKINS, M. F. *Applied Petroleum Reservoir Engineering: Fluid flow in reservoirs*. Englewood Cliffs, New Jersn: Prentice-Hall, Inc, 1959. 293-295 p.

CRUZ, P. S. *Análise Crítica dos Métodos de Mudança de Escala Associados à Simulação de Reservatório*. Campinas, 1991. 141 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) — Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 1991.

- DING, Y. Scaling-up in the Vicinity of Wells in Heterogeneous Field. In: *13th SPE Symposium on Reservoir Simulation*. San Antonio, Texas: SPE, 1995. p. 441–451.
- DURLLOFSKY, L. J.; MILLIKEN, W. J.; BERNATH, A. Scaleup in the Near-Well Region. *SPE Journal*, v. 5, n. 1, p. 110–117, mar. 2000.
- LEE, J.; KASAP, E.; KELKAR, M. G. Analytical Upscaling of Permeability for Three-Dimensional Grid Block. *SPE*, n. 27875, p. 259–268, mar. 1994.
- LIGERO, E. L.; MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. Transferência de Escala Associada à Simulação de Fluxo: Tratamento Especial dos Poços em Malhas Bi e Tridimensionais. *ENCIT*, Caxambu-MG, Brasil, n. 0054, p. 1–13, 15 out. 2002.
- LIGERO, E. L.; SCHIOZER, D. J. Efecto de la Transferencia de Escala de la Permeabilidad Absoluta en la Simulación Numérica de Yacimientos. *CIT*, La Serena - Chile, v. 14, n. 02, p. 99–108, 2003.
- LIGERO, E. L.; SCHIOZER, D. J.; ROMEU, R. K. Aplicação da Transferência de Escala na Caracterização de Reservatórios-Influência da Permeabilidade Absoluta Equivalente na Simulação Numérica de Escoamento. *COBEM*, Uberlândia-MG, Brasil, p. 1–10, 26 nov. 2001.
- MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. A New Upscaling Technique Based on Dykstra - Parsons Coefficient: Evaluation with Streamline Reservoir Simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 40, p. 27–36, 2003.
- ODEH, A. S. Comparison of Solutions to a Three-Dimensional Black-Oil Reservoir Simulation Problem. *JPT - Journal of Petroleum Technology*, v. 33, n. 01, p. 13–25, jan. 1981.
- PALAGI, C. L. *Generation and Application of Voronoi Grid to Model Flow in Heterogeneous Reservoirs*. California, 1992. 408 p. Tese (Doctor of Philosophy) — Department Of Petroleum Engineering, STANFORD, 1992.

PEACEMAN, D. W. Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation. *SPEJ - Transactions, AME*, v. 265, p. 183–194, jun. 1978.

PUMPUTIS, A. *Representação de Reservatórios Gerados por Simulação de Objetos na Modelagem Numérica de Fluxo*. Campinas, 2002. 139 p. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) — Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 2002.

RENARD, P.; MARSILY, G. Calculating Equivalent Permeability: a Review. *Advances in Water Resources*, v. 20, n. 5-6, p. 253–278, 1997.

ROMEU, R. G. et al. *Cálculo de Propriedades Equivalentes para Transferência de Escala (Programa UPA). Relatório Final do Projeto*. Rio de Janeiro, Petrobrás, 1997.

SOERIAWINATA, J.; KASAP, E.; KELKAR, M. Permeability Upscaling for Near-Wellbore Heterogeneities. *SPE*, n. 36518, p. 283–294, out. 1996.

Apêndice A

Dificuldades Encontradas

A.1 Caso Canal 1

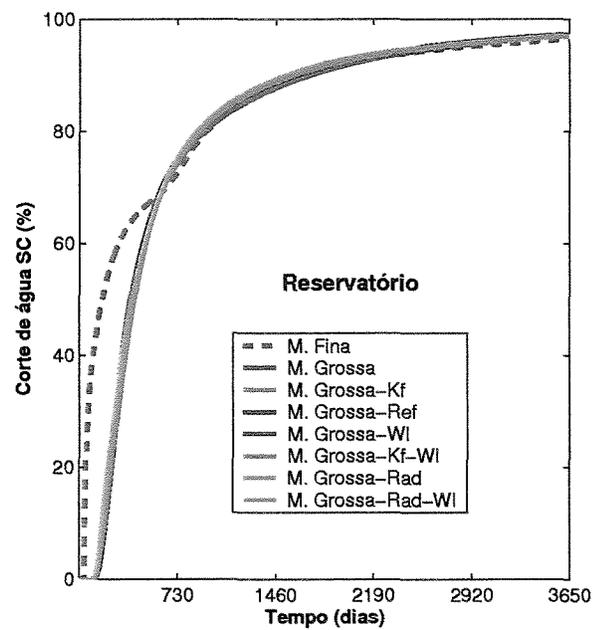
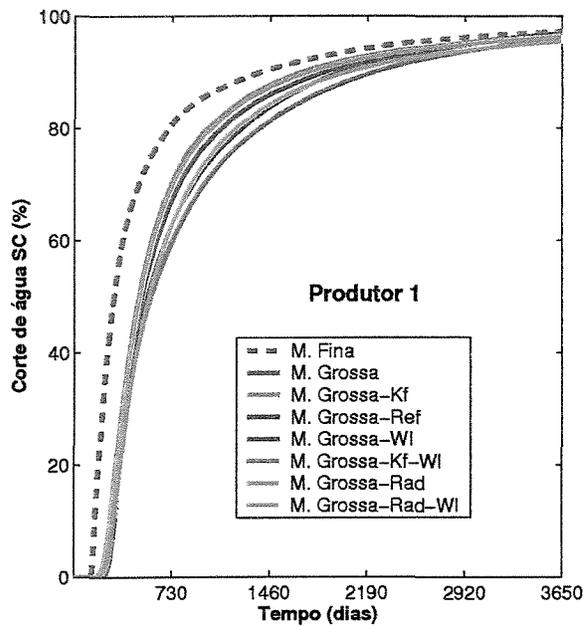
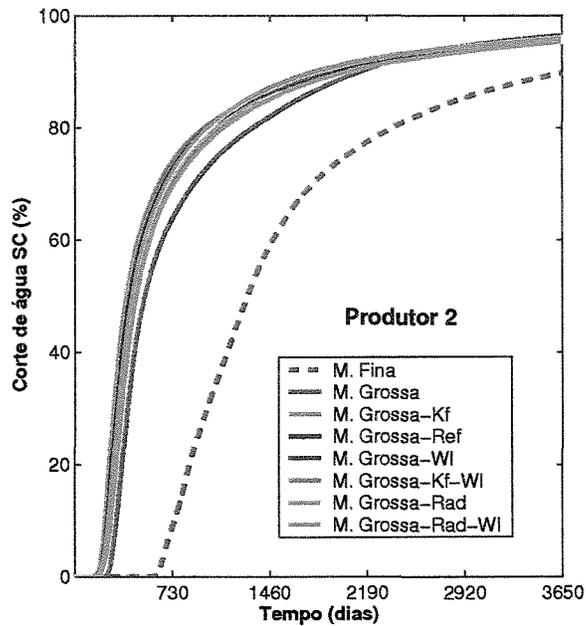


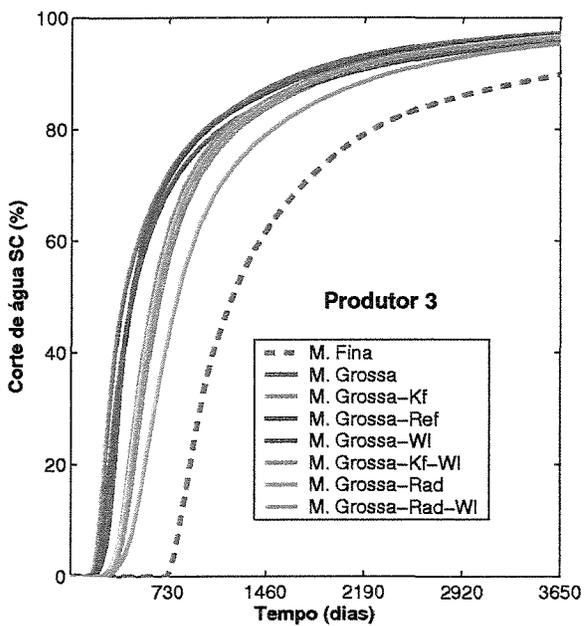
Figura A.1: Caso Canal 1 - Corte de água no reservatório.



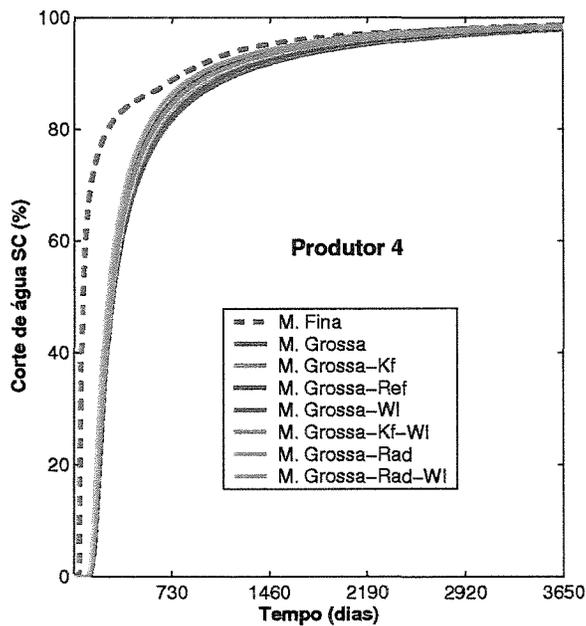
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura A.2: Caso Canal 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4 .

A.2 Caso Barreira 1

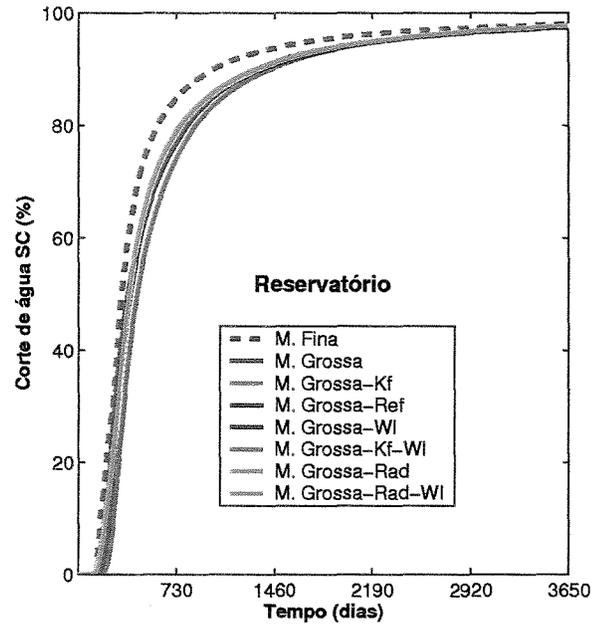
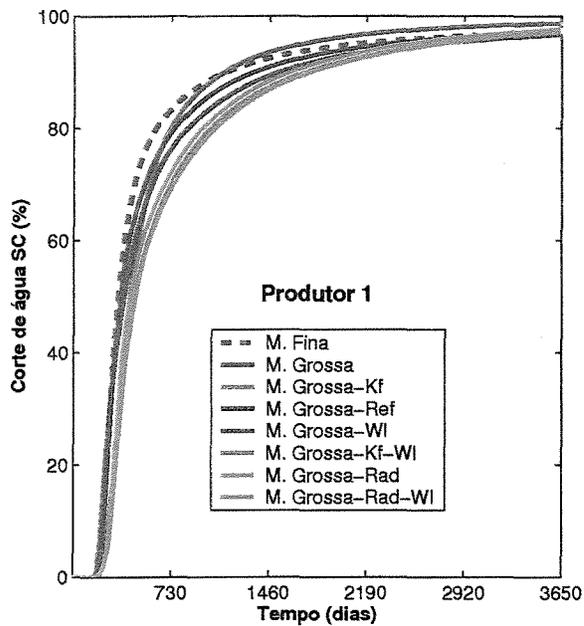
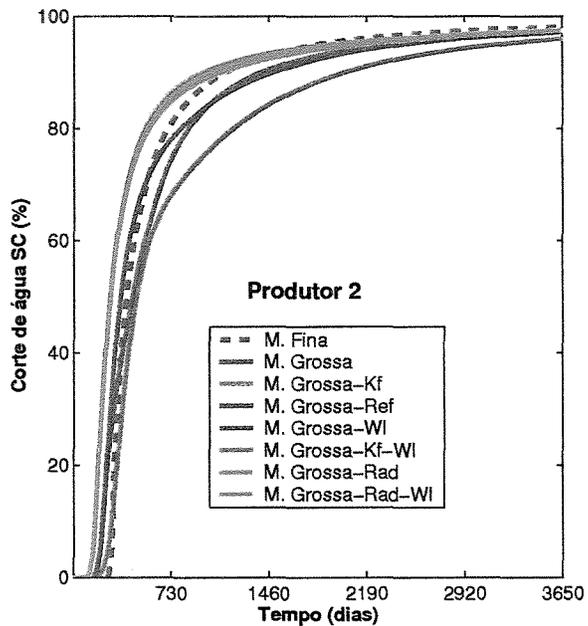


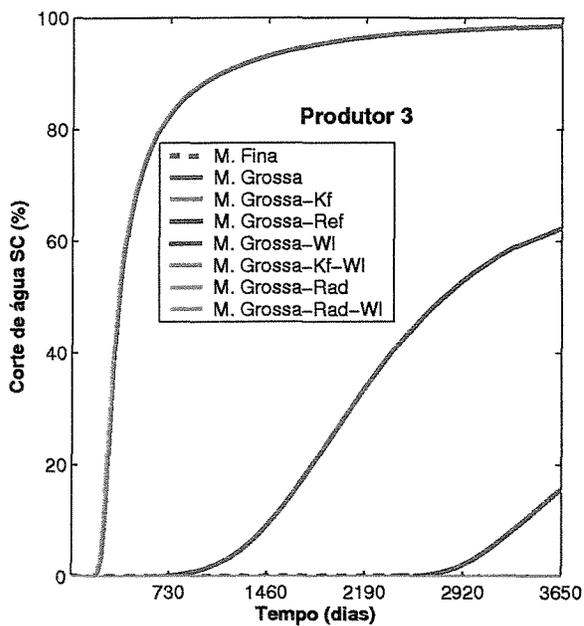
Figura A.3: Caso Barreira 1 - Corte de água no reservatório.



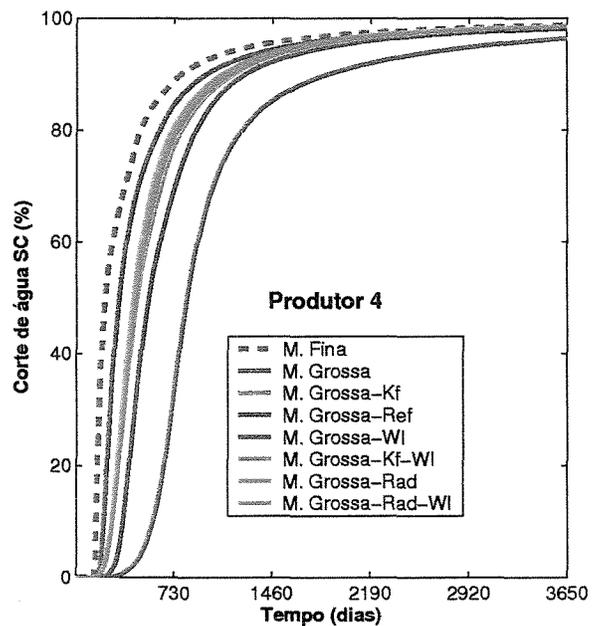
(a)



(b)



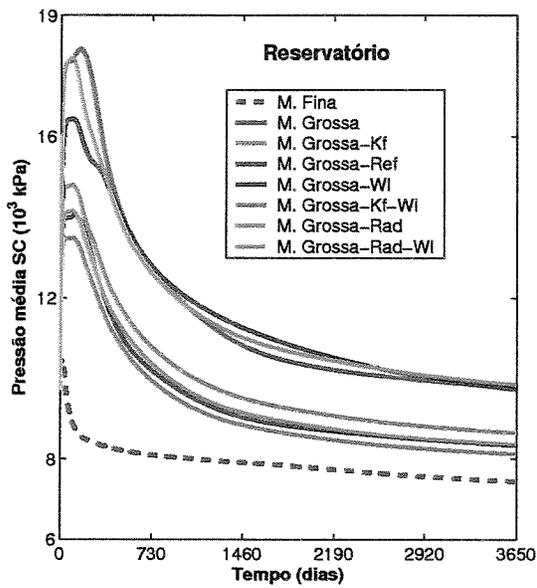
(c)



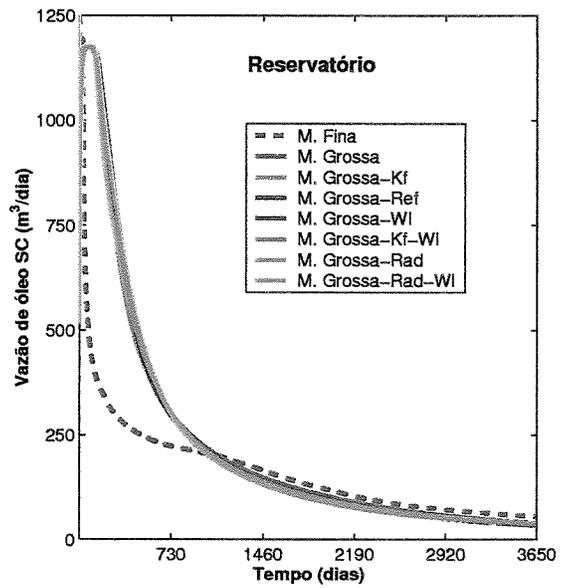
(d)

Figura A.4: Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4 .

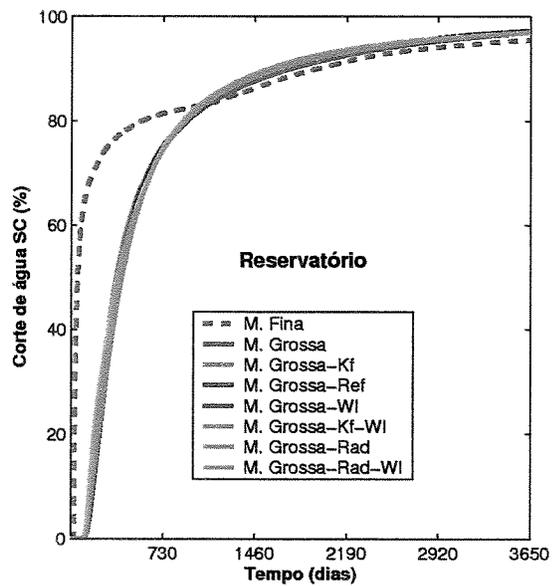
A.3 Caso Canal 2



(a)

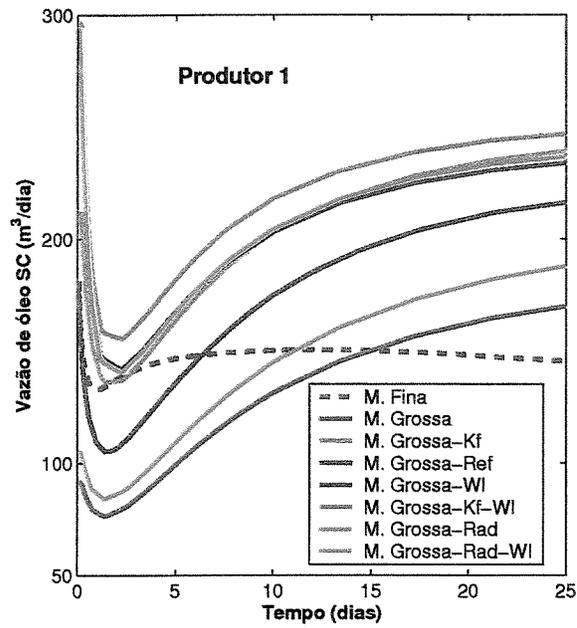


(b)

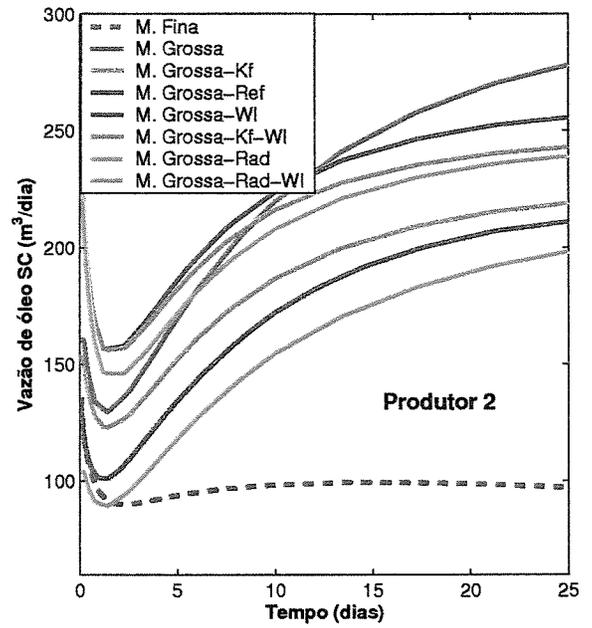


(c)

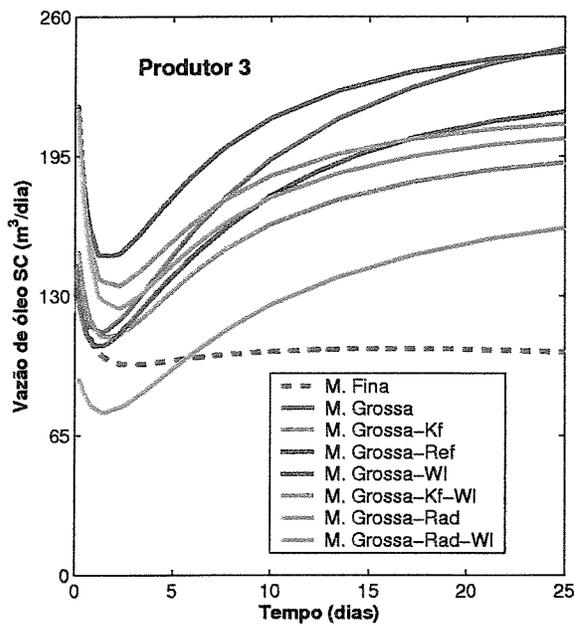
Figura A.5: Caso Canal 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média, (b) Vazão de óleo e (c) Corte de água.



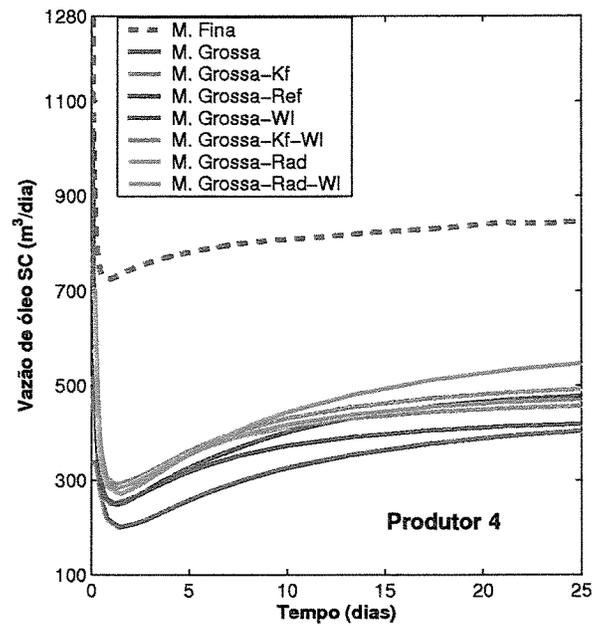
(a)



(b)

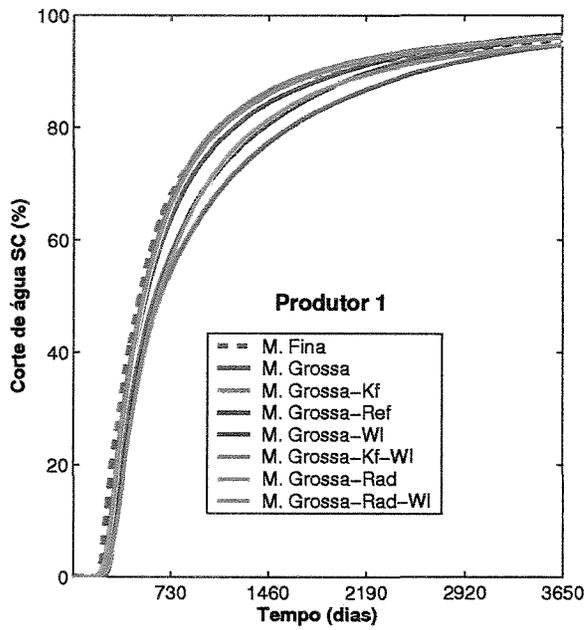


(c)

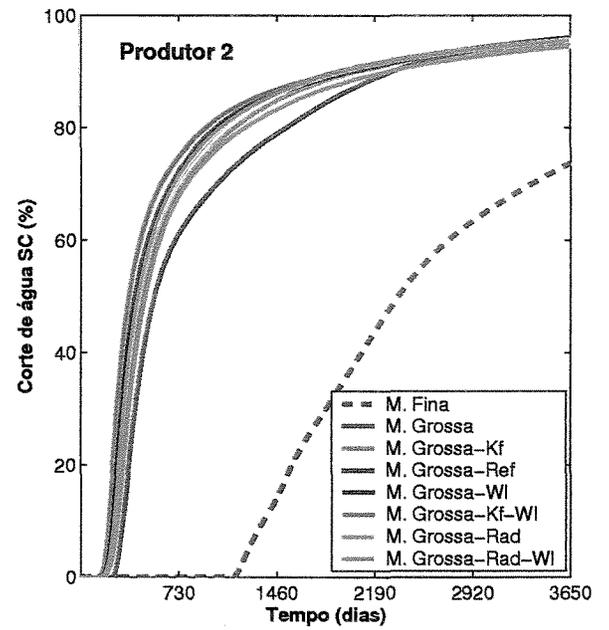


(d)

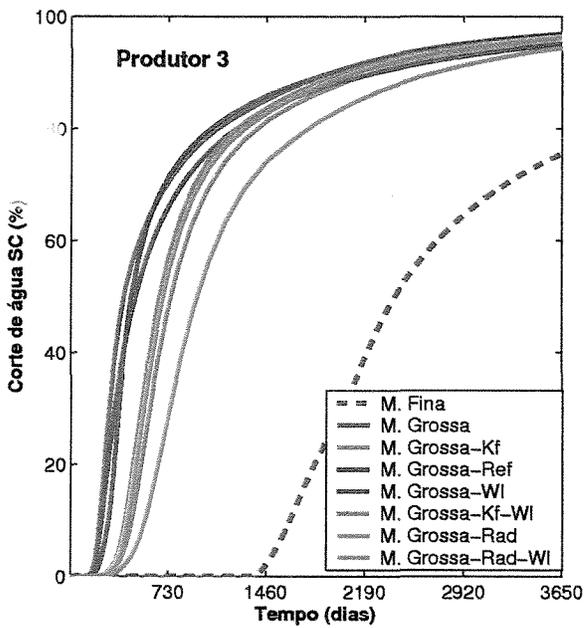
Figura A.6: Caso Canal 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.



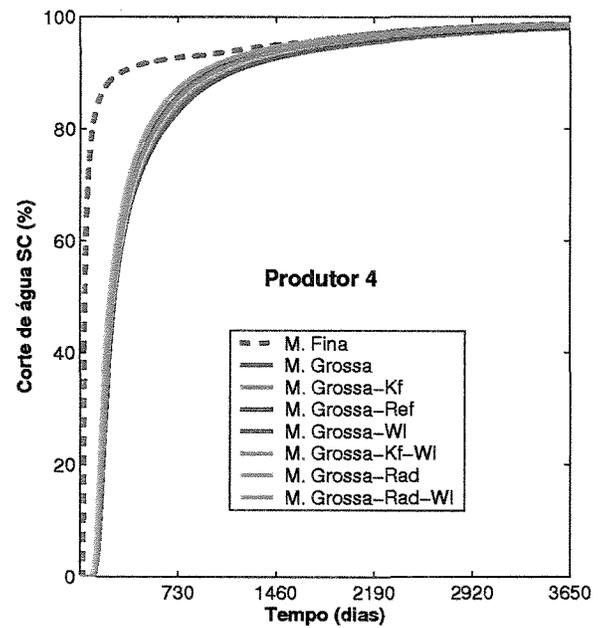
(a)



(b)



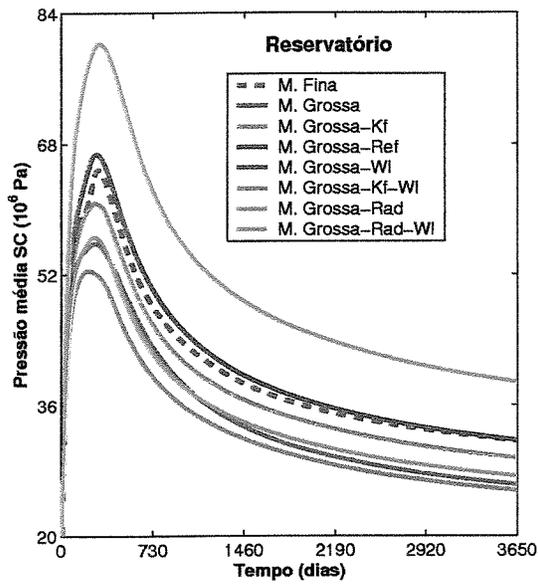
(c)



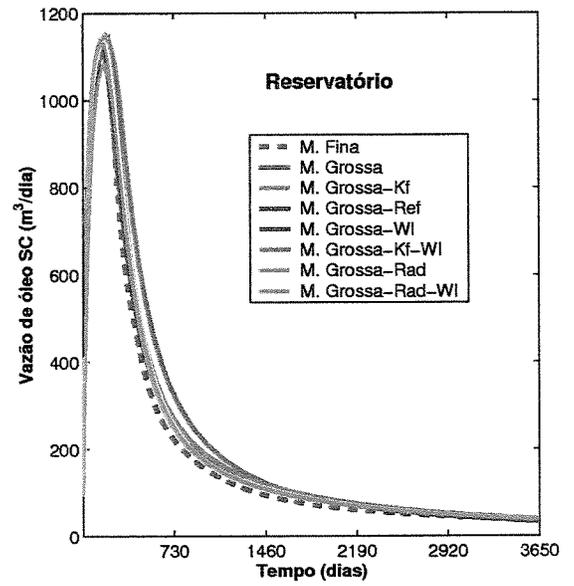
(d)

Figura A.7: Caso Canal 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

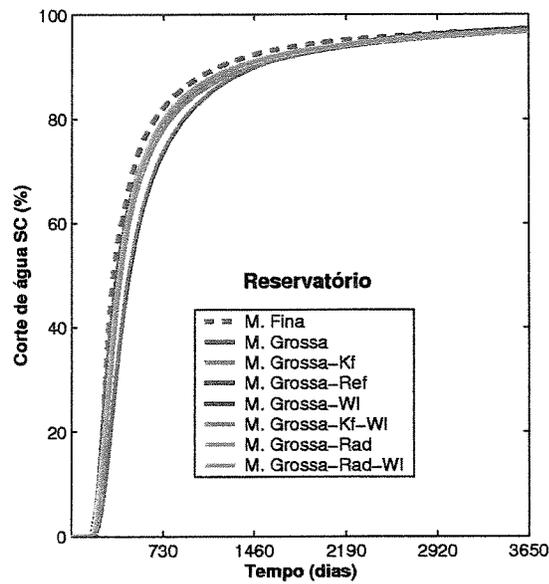
A.4 Caso Barreira 2



(a)

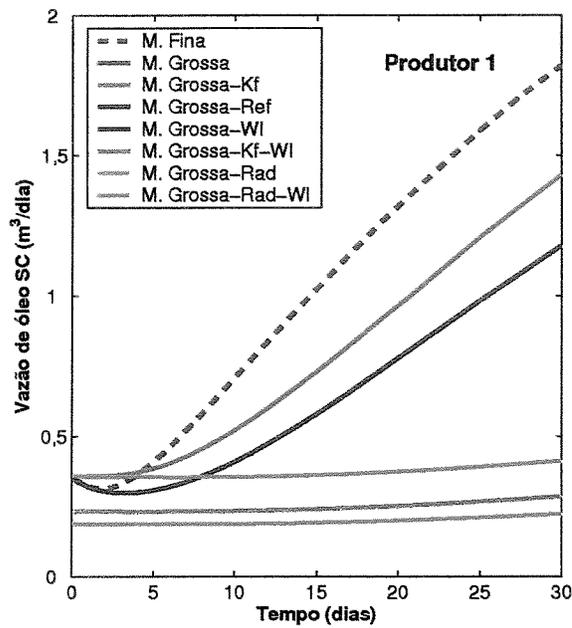


(b)

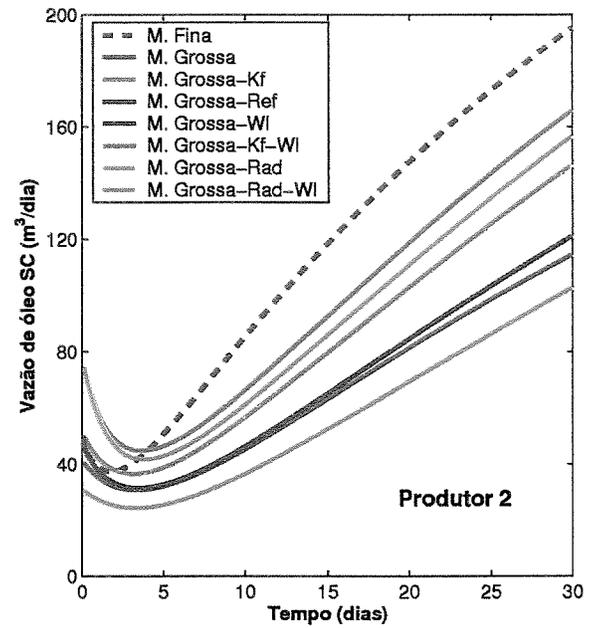


(c)

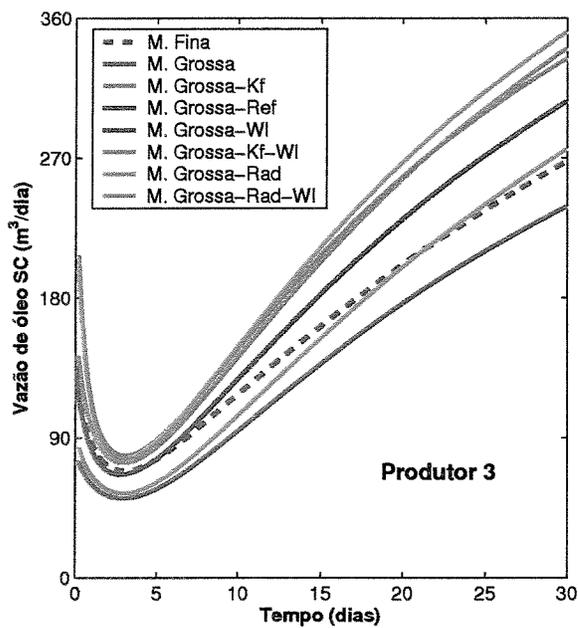
Figura A.8: Caso Barreira 2 - Parâmetros do reservatório: (a) Pressão média, (b) Vazão de óleo e (c) Corte de água.



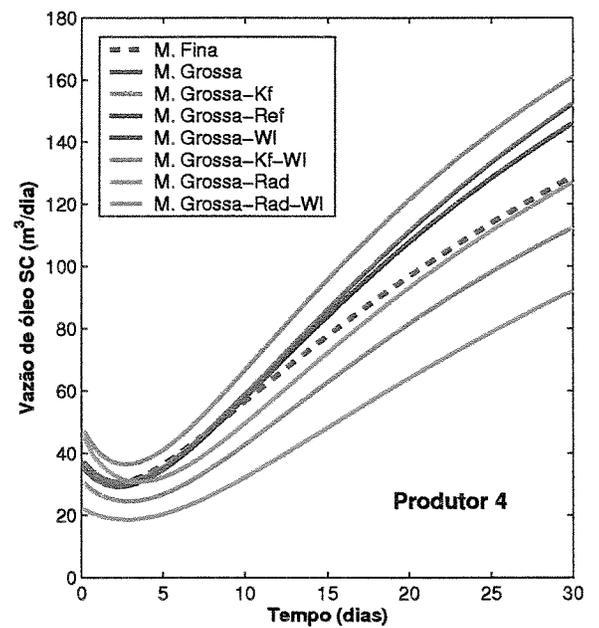
(a)



(b)

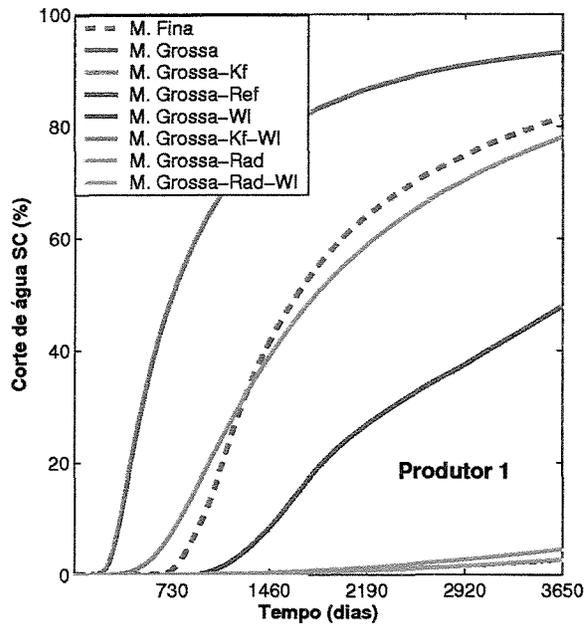


(c)

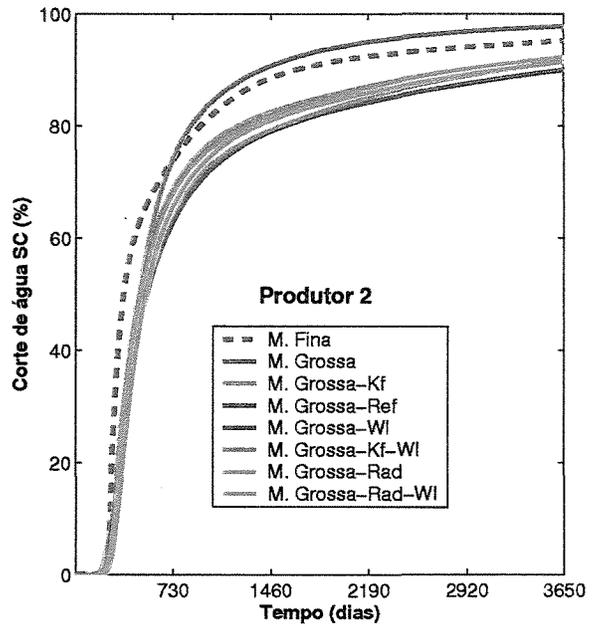


(d)

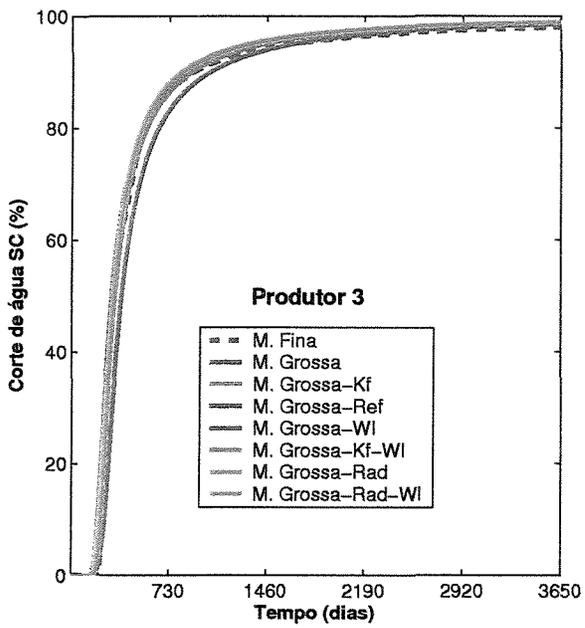
Figura A.9: Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4 .



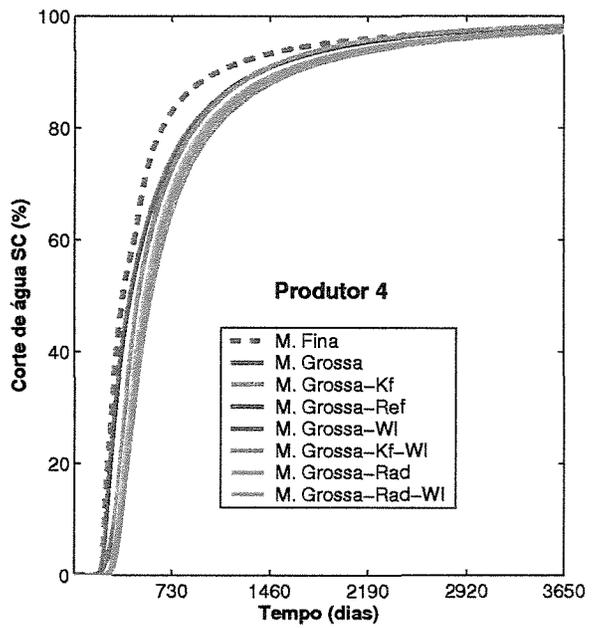
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura A.10: Caso Barreira 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4 .

Apêndice B

Seleção do Tratamento de poço

B.1 Caso canal 1

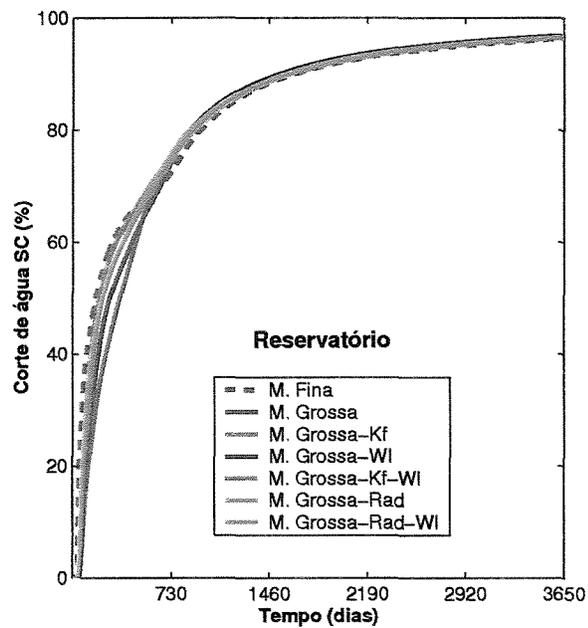
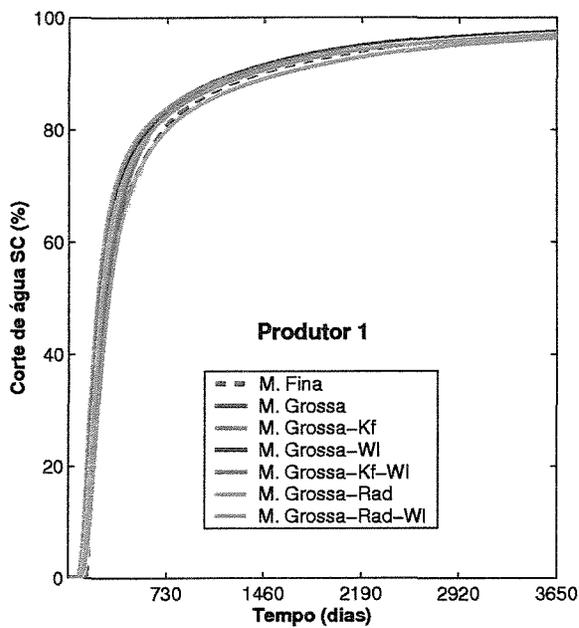
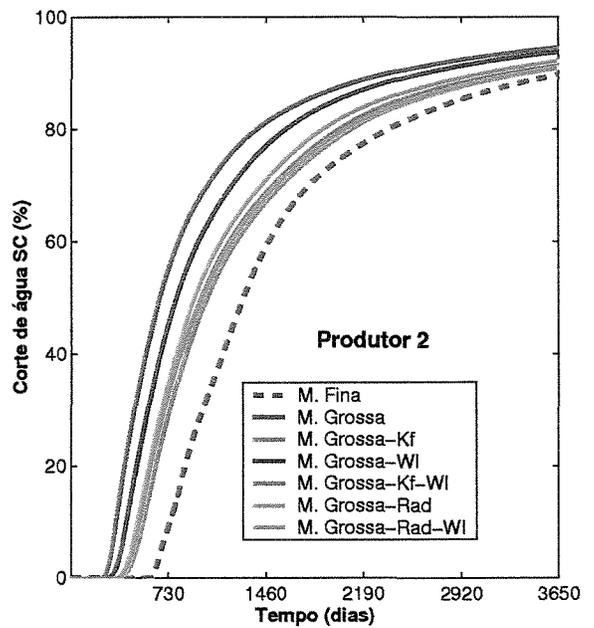


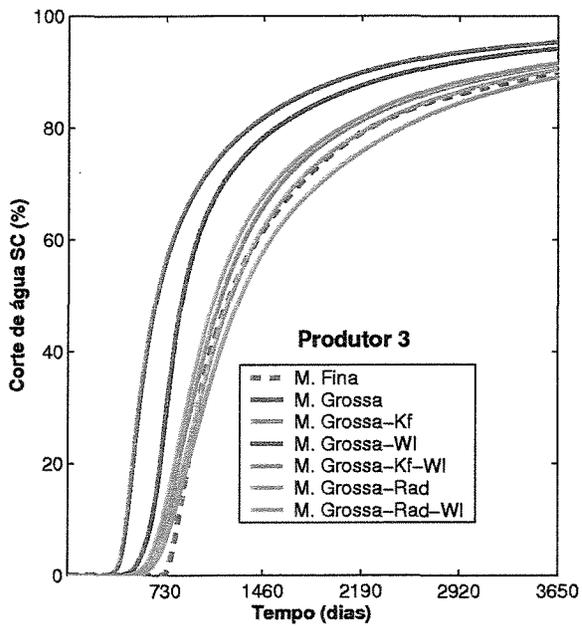
Figura B.1: Caso Canal 1 - Corte de água no reservatório.



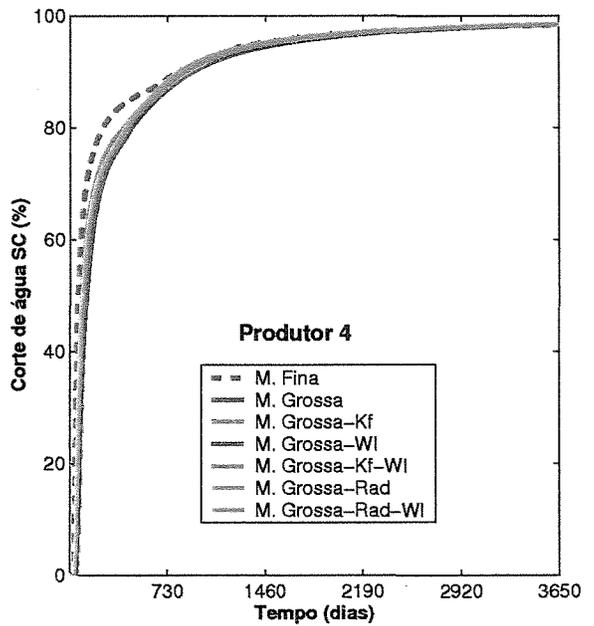
(a)



(b)



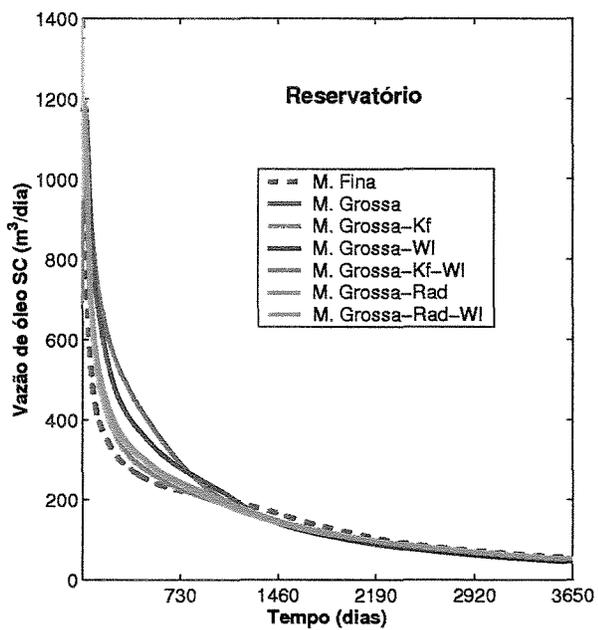
(c)



(d)

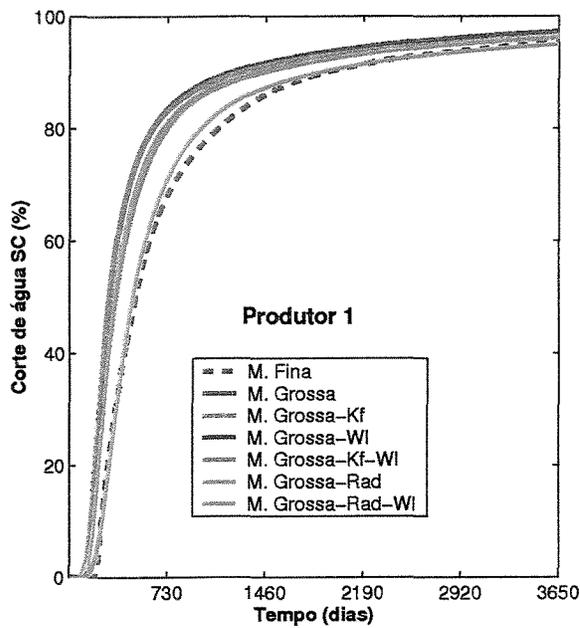
Figura B.2: Caso Canal 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

B.2 Caso Canal 2

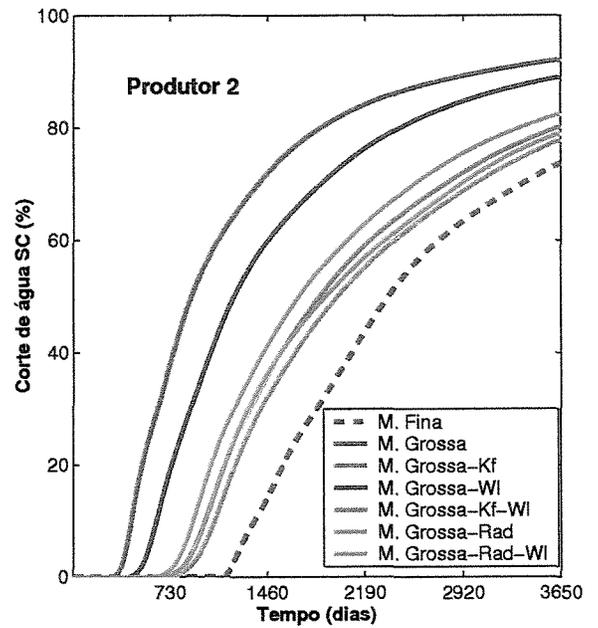


(a)

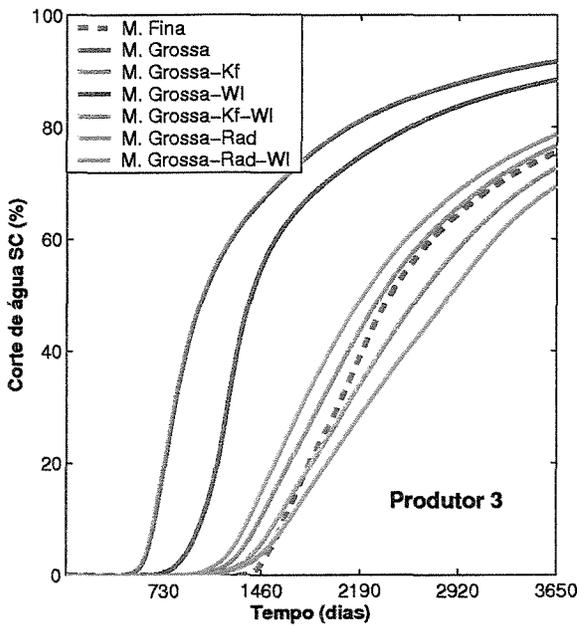
Figura B.3: Caso Canal 2 - Corte de água no reservatório.



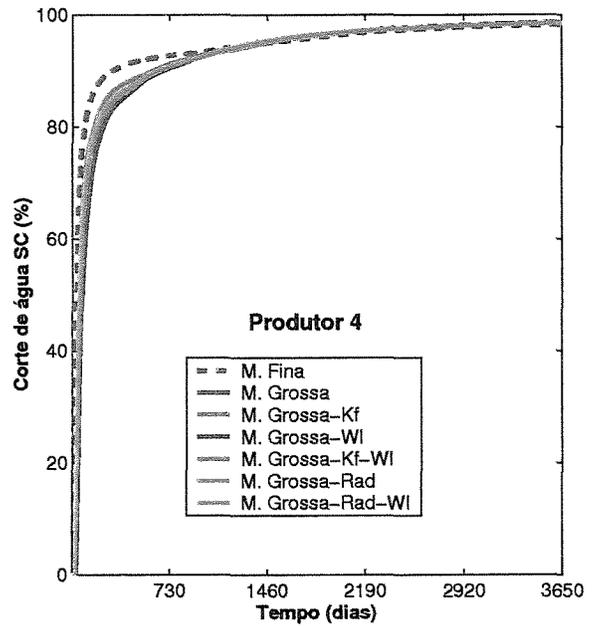
(a)



(b)



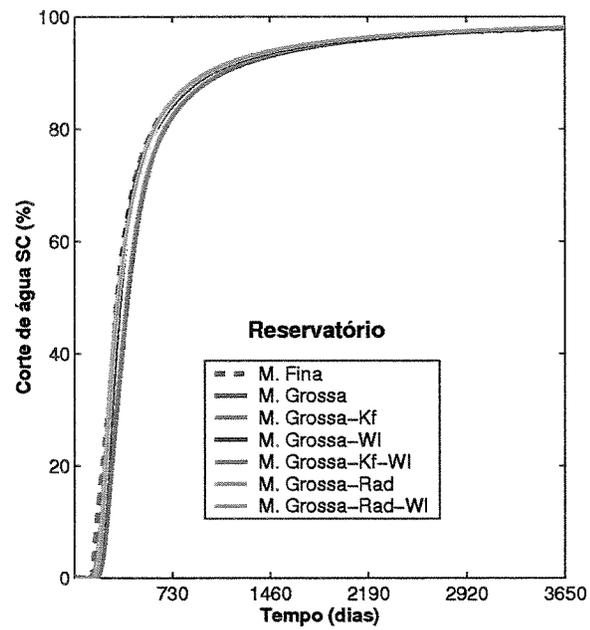
(c)



(d)

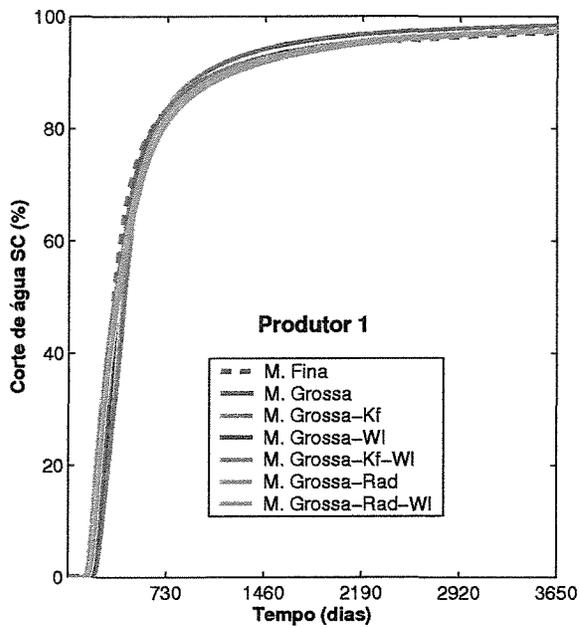
Figura B.4: Caso Canal 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

B.3 Caso Barreira 1

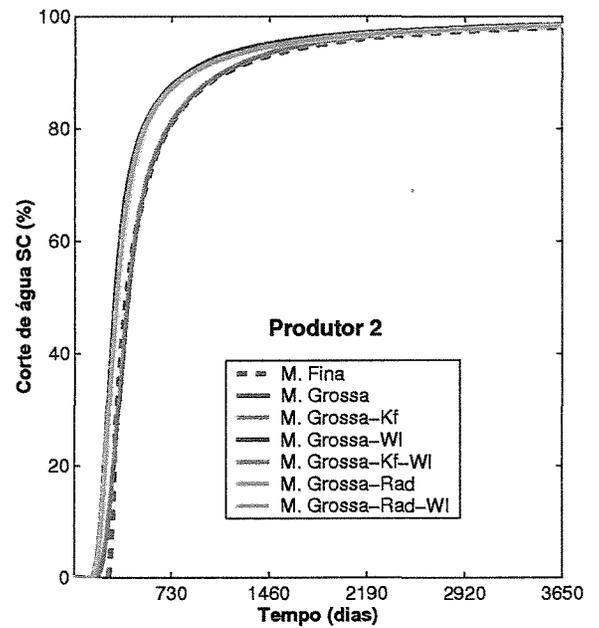


(a)

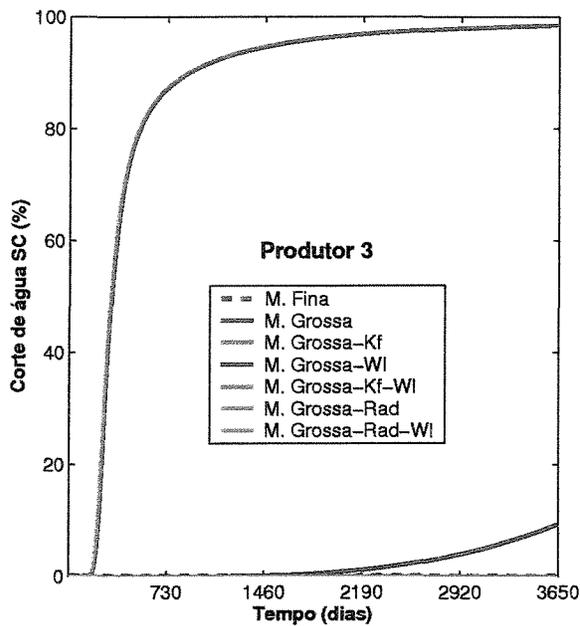
Figura B.5: Caso Barreira 1 - Corte de água no reservatório.



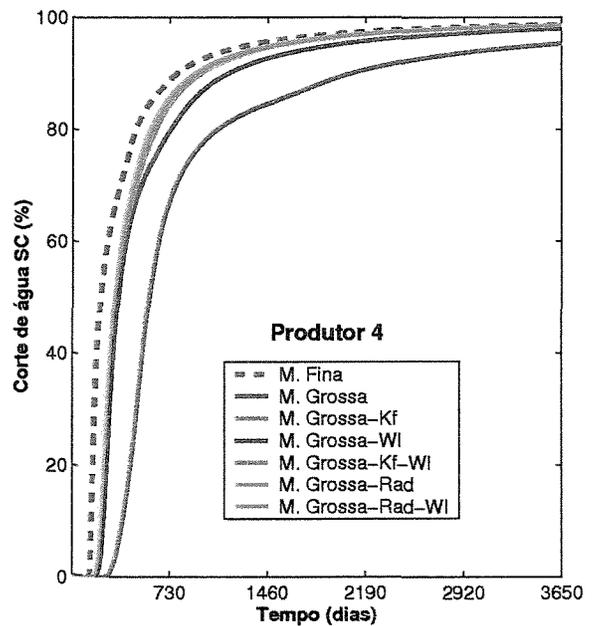
(a)



(b)



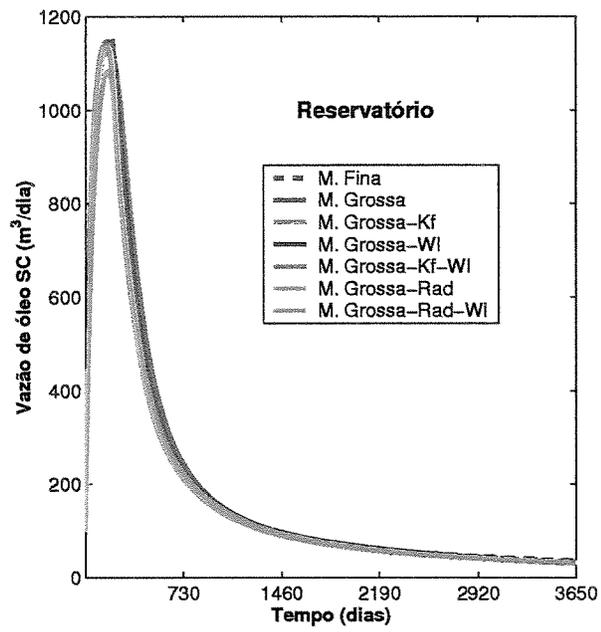
(c)



(d)

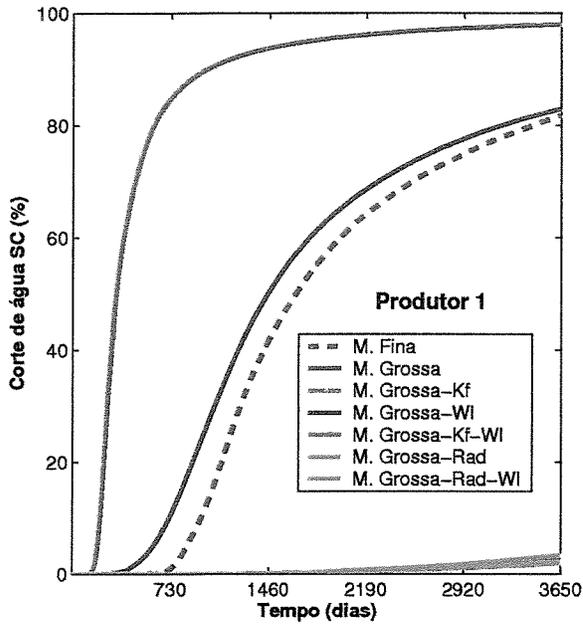
Figura B.6: Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

B.4 Caso Barreira 2

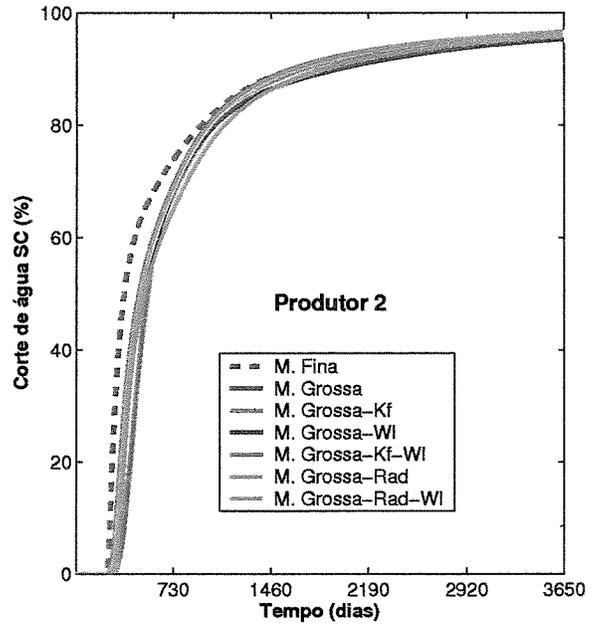


(a)

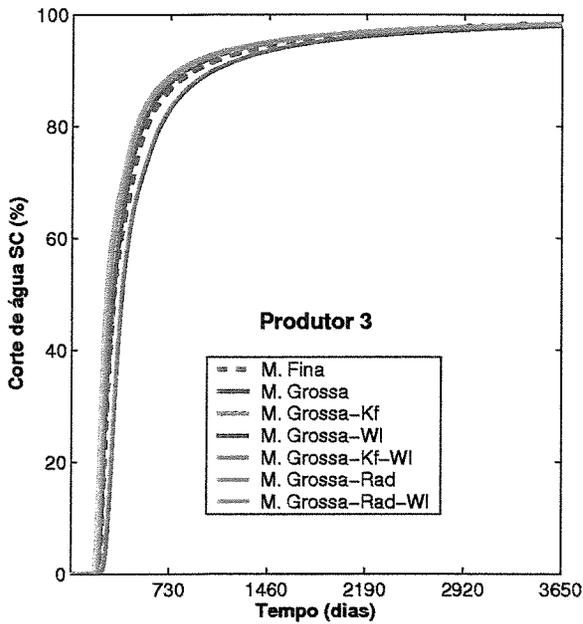
Figura B.7: Caso Barreira 2 - Corte de água no reservatório.



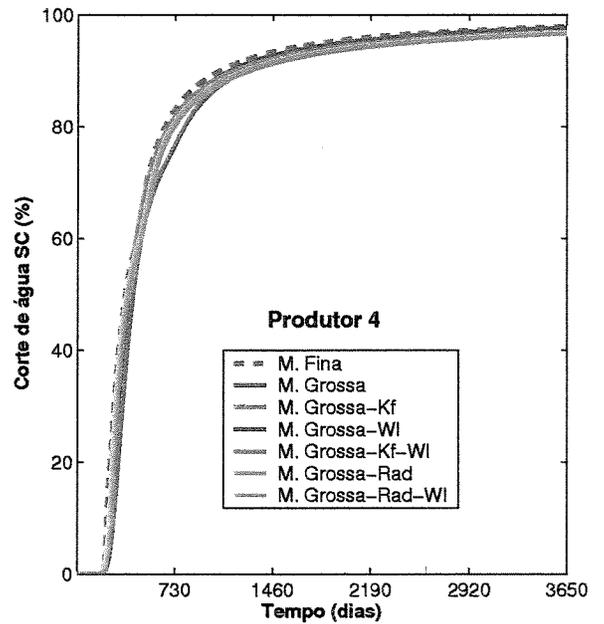
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura B.8: Caso Barreira 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

Apêndice C

Combinação das Técnicas Seleccionadas

C.1 Caso Canal 1

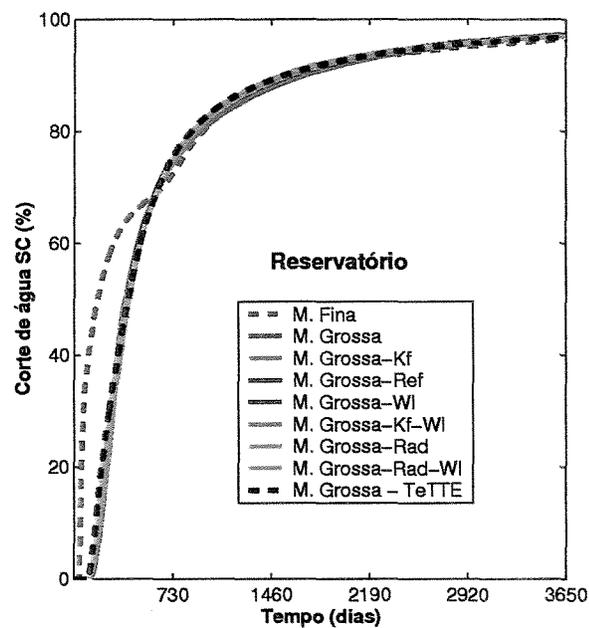
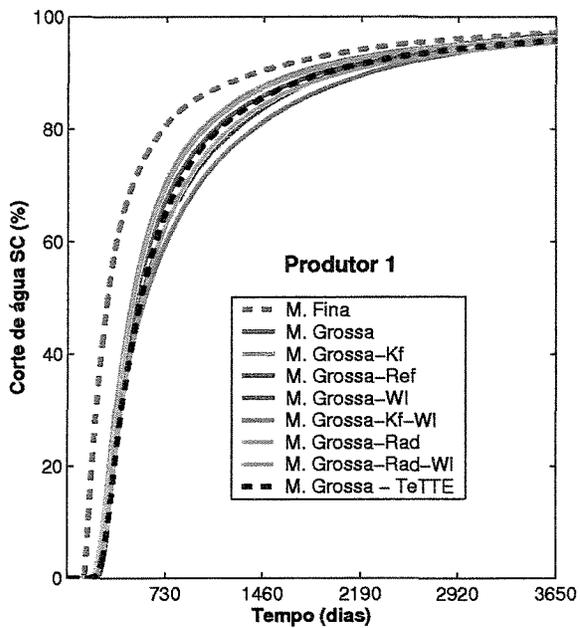
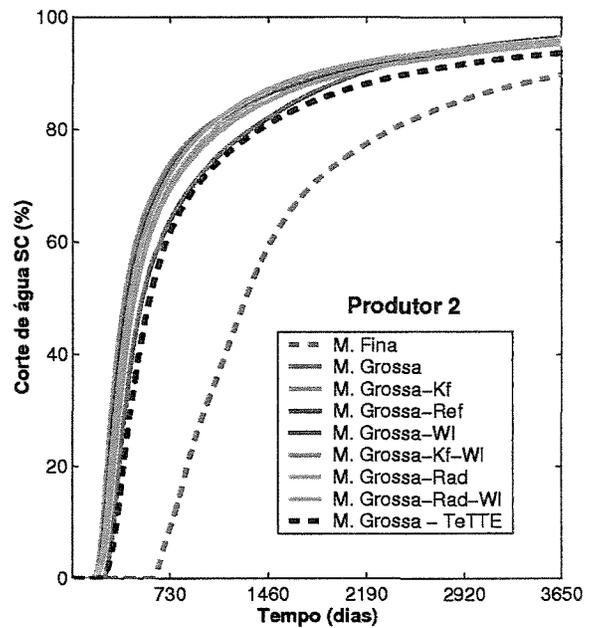


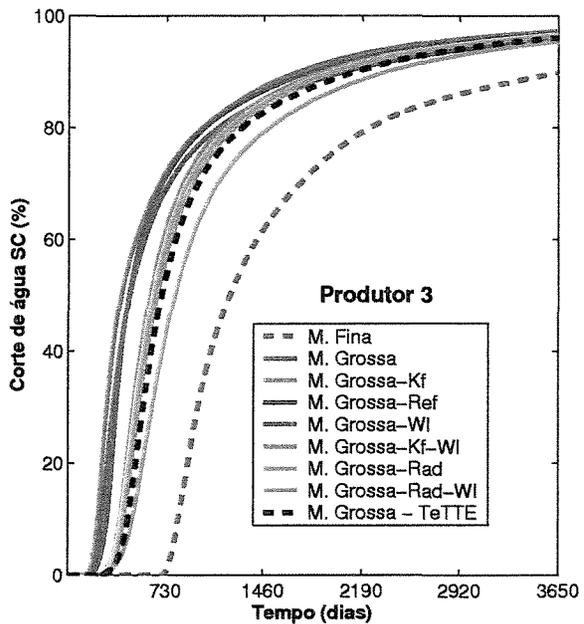
Figura C.1: Caso Canal 1 - Corte de água no reservatório.



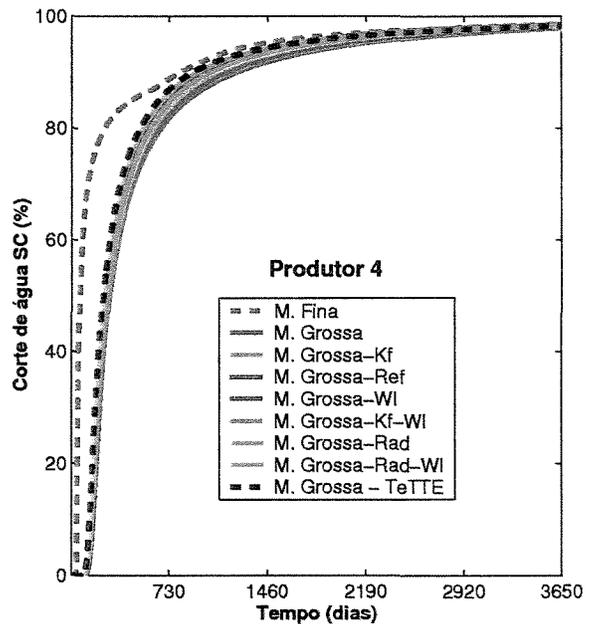
(a)



(b)



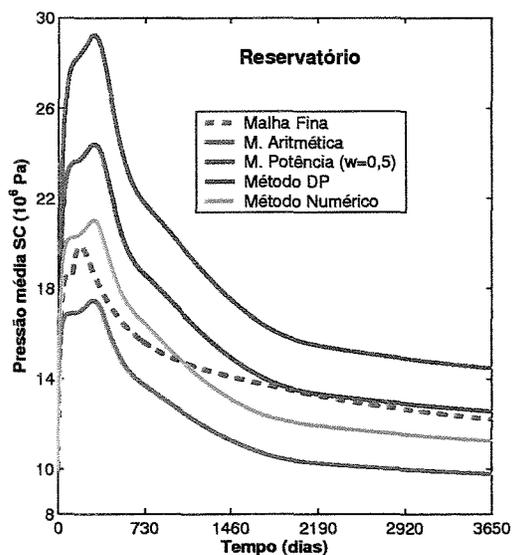
(c)



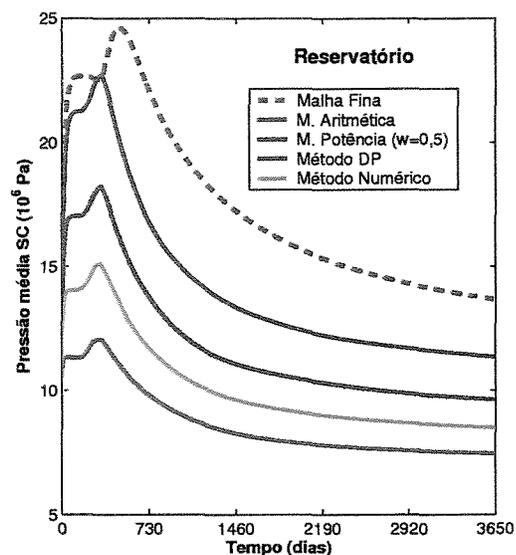
(d)

Figura C.2: Caso Canal 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

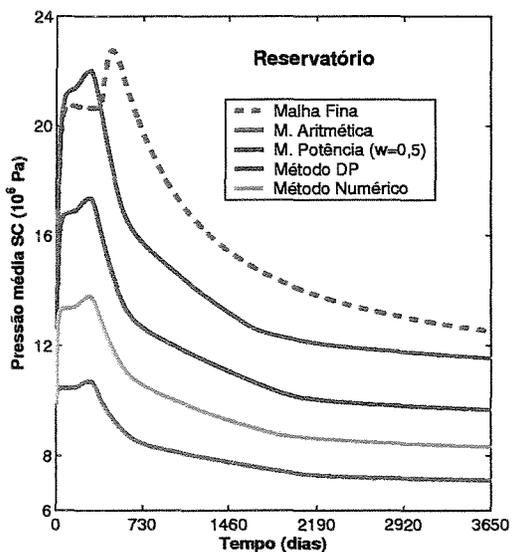
C.1.1 Canal 1 - Seleção da melhor técnica de TE de cada região



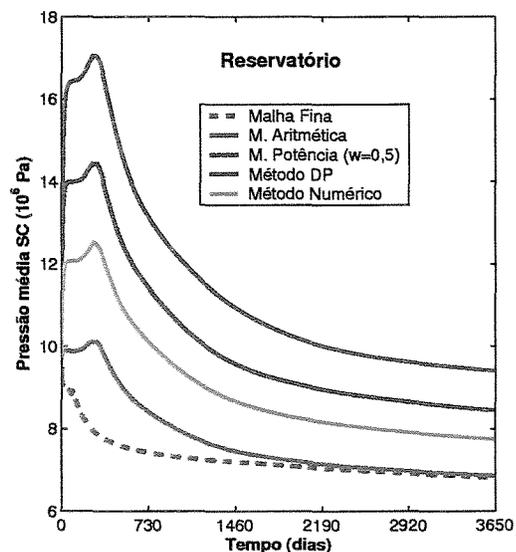
(a)



(b)

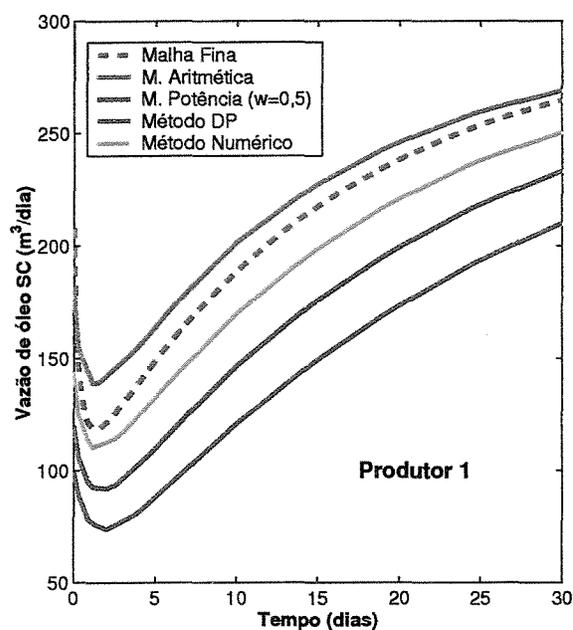


(c)

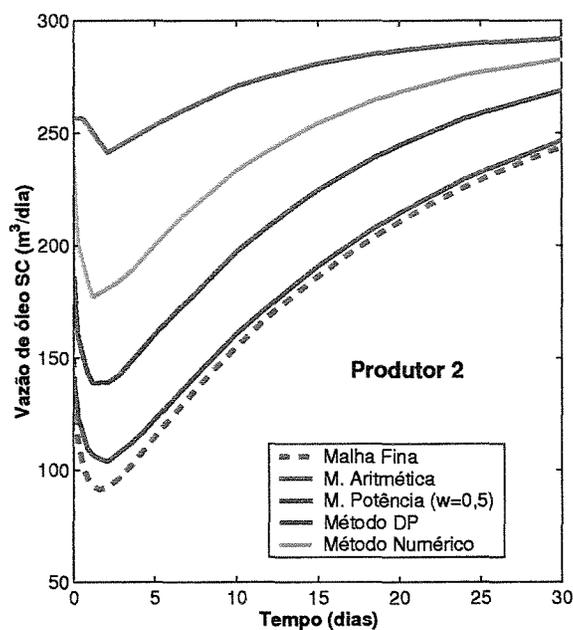


(d)

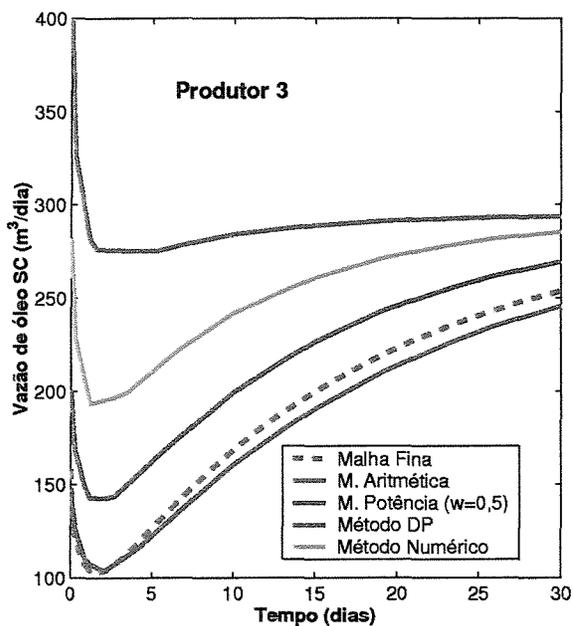
Figura C.3: Caso Canal 1 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.



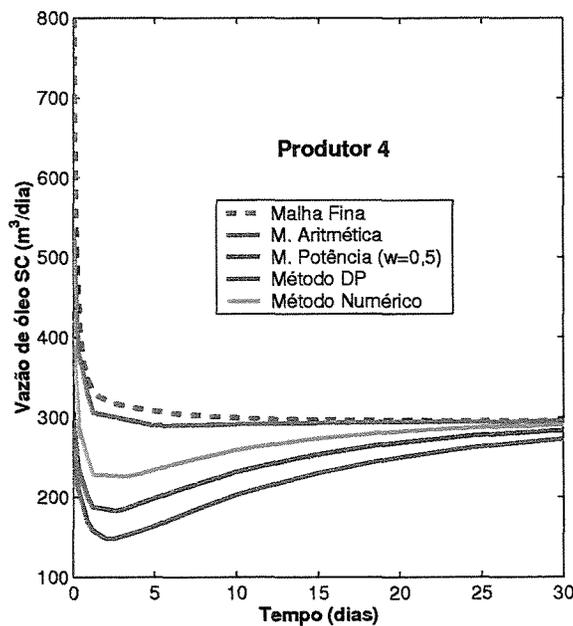
(a)



(b)

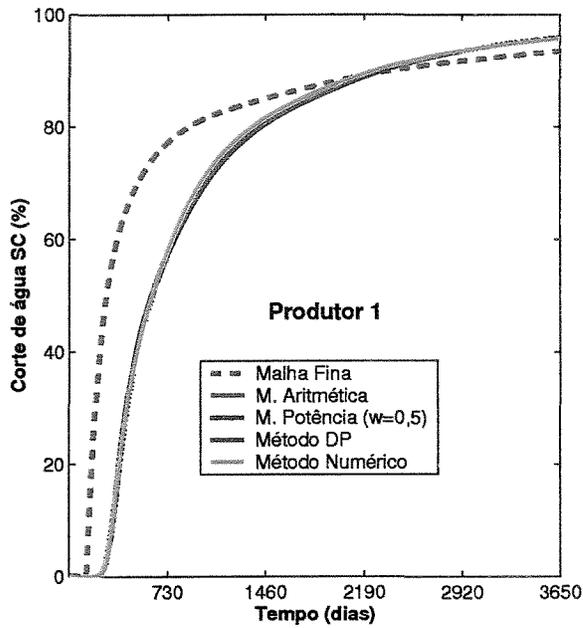


(c)

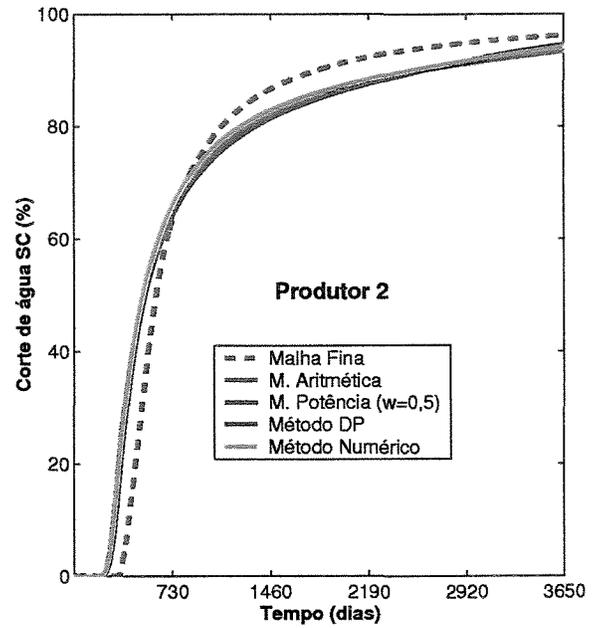


(d)

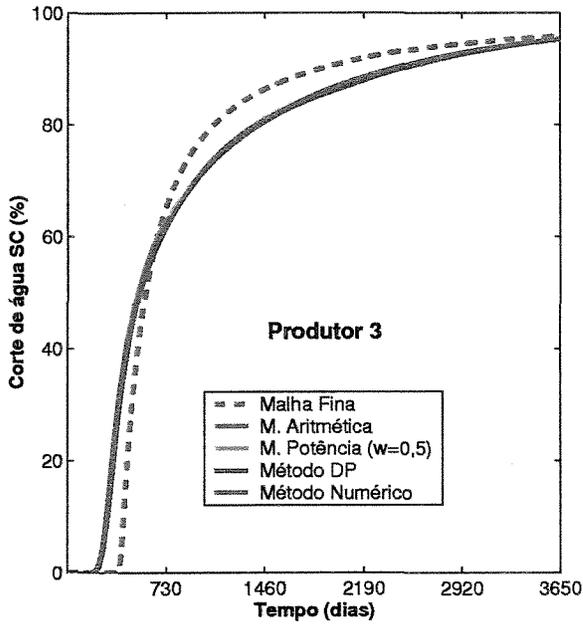
Figura C.4: Caso Canal 1 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.



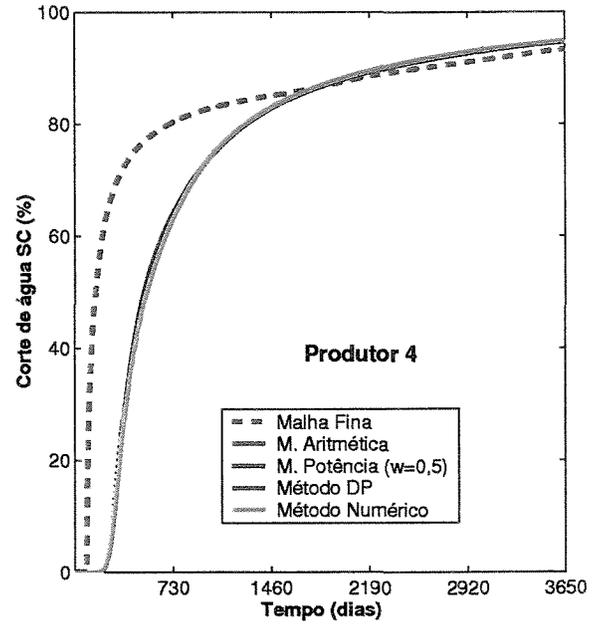
(a)



(b)



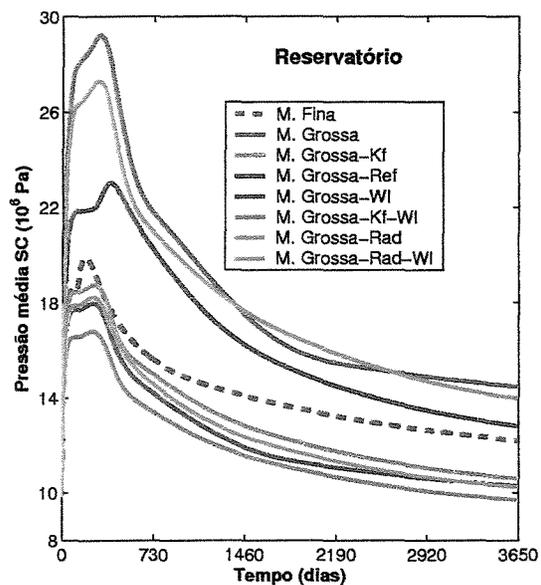
(c)



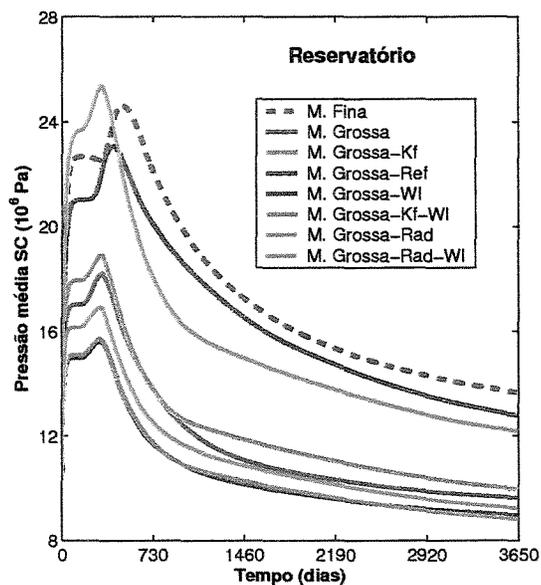
(d)

Figura C.5: Caso Canal 1 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

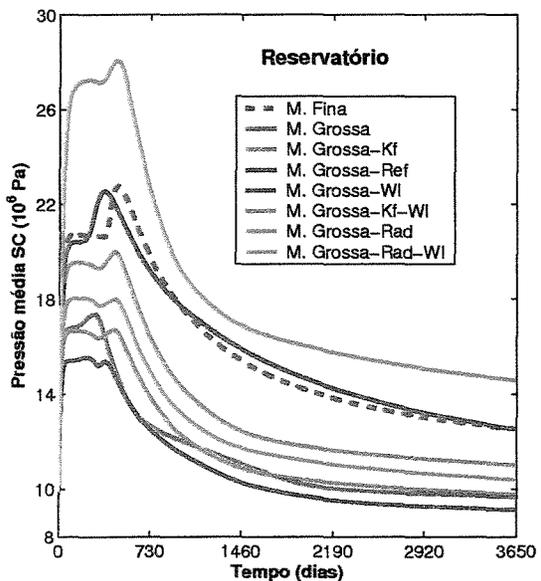
C.1.2 Canal 1 - Seleção do melhor tratamento de poço de cada região



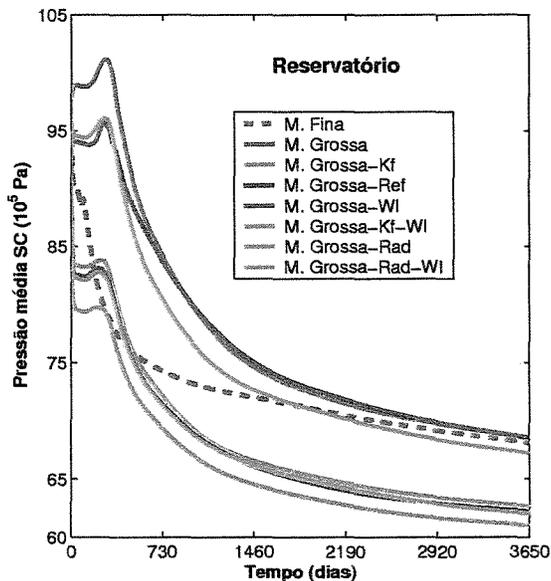
(a)



(b)

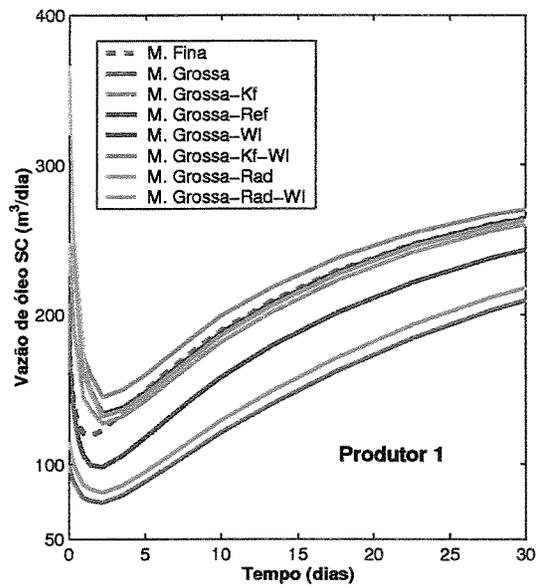


(c)

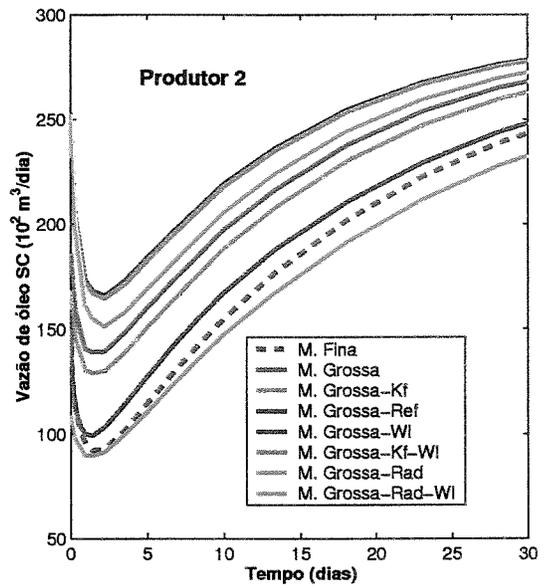


(d)

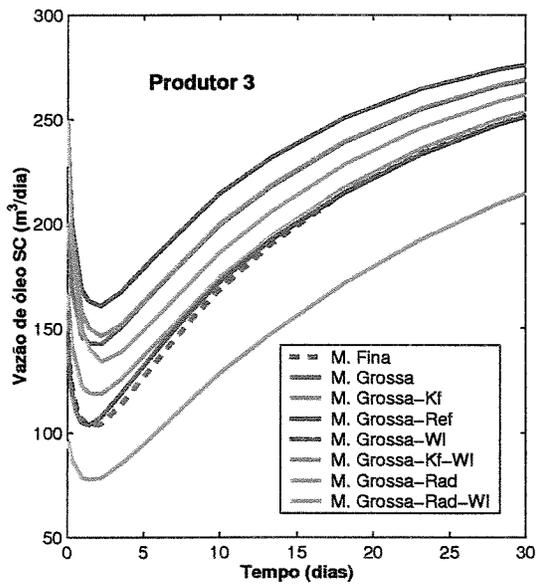
Figura C.6: Caso Canal 1 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.



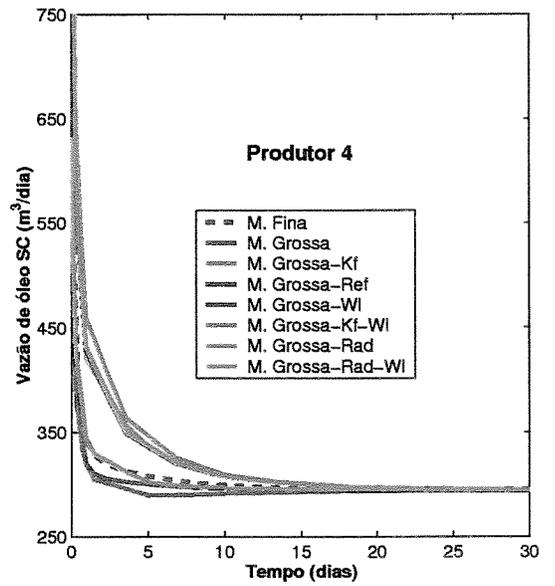
(a)



(b)

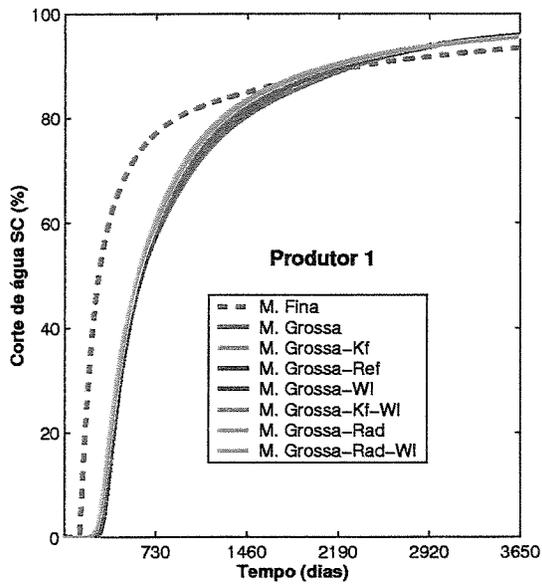


(c)

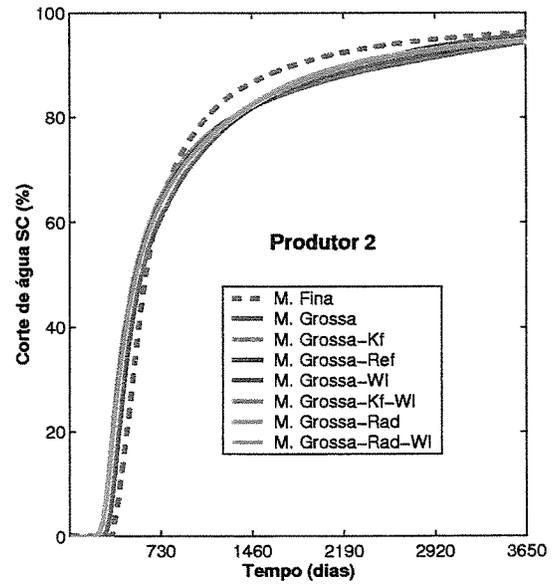


(d)

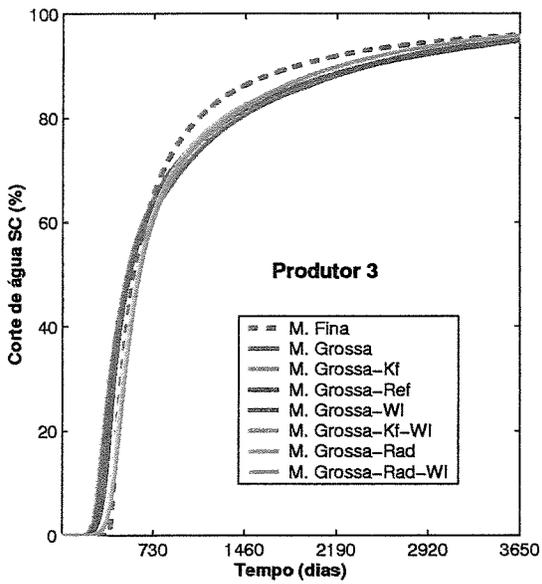
Figura C.7: Caso Canal 1 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.



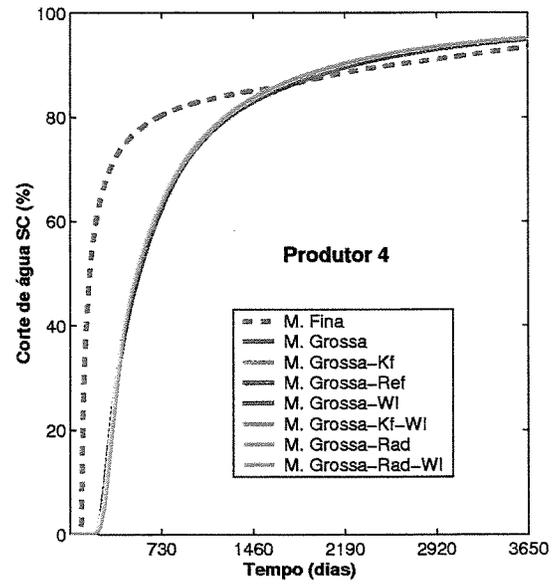
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura C.8: Caso Canal 1 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

C.2 Caso Canal 2

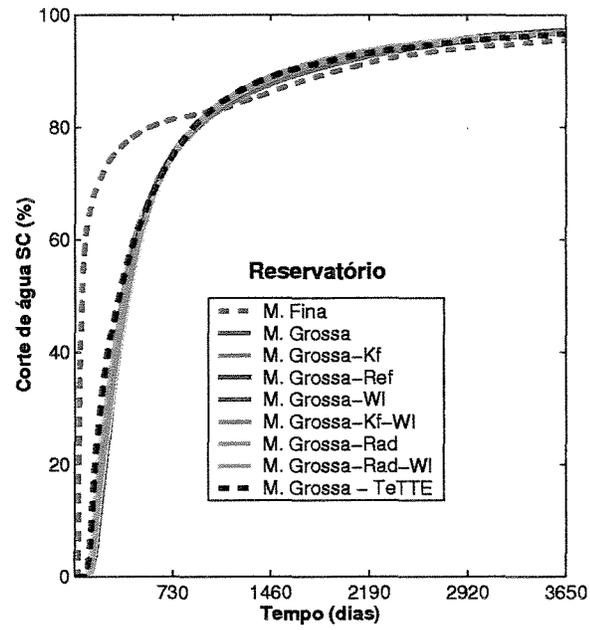
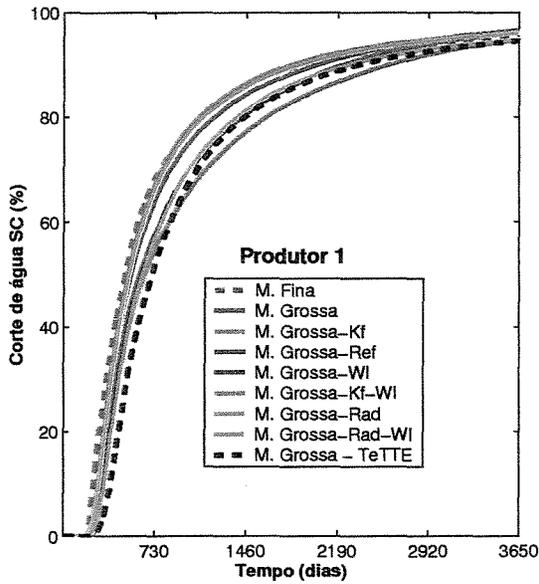
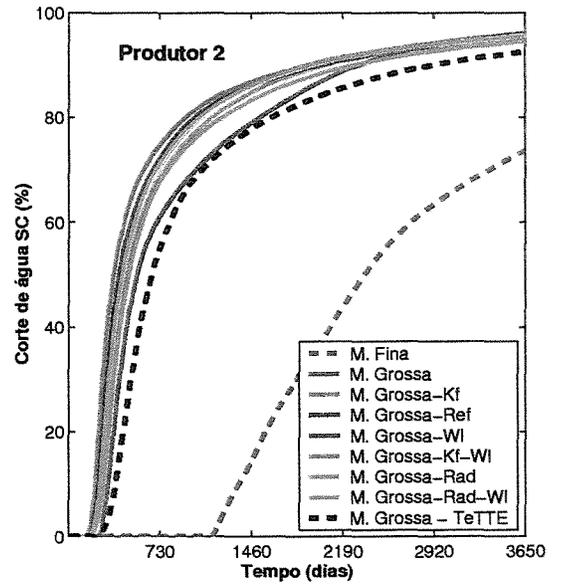


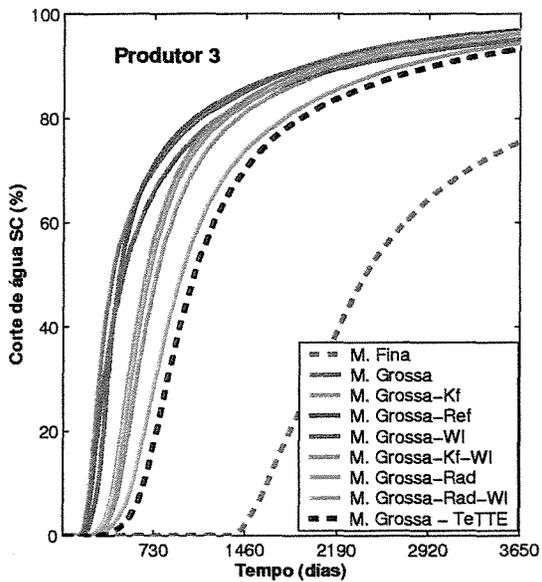
Figura C.9: Caso Canal 2 - Corte de água no reservatório.



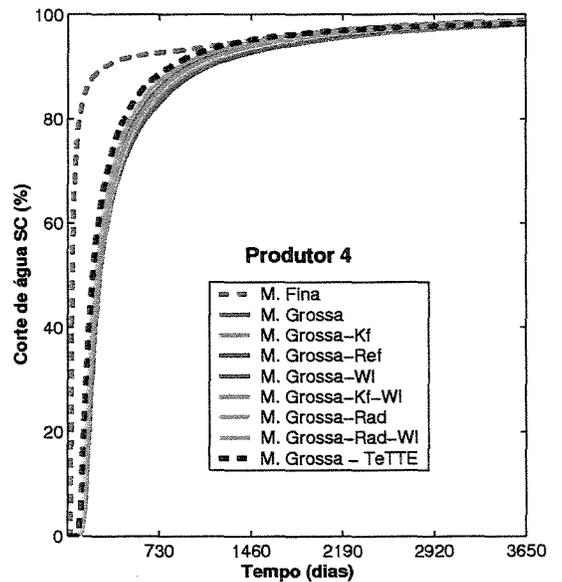
(a)



(b)



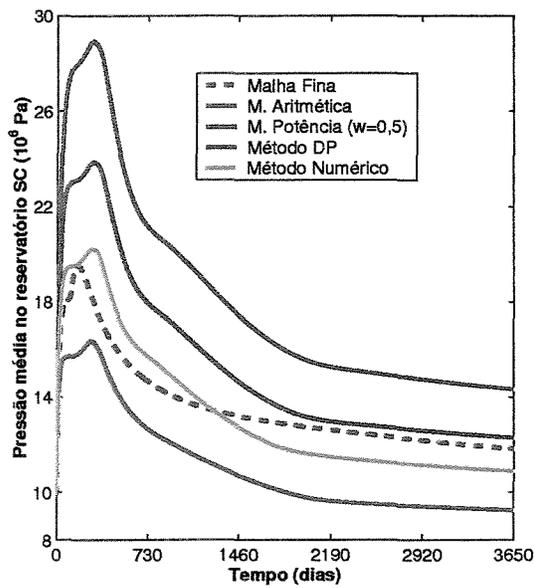
(c)



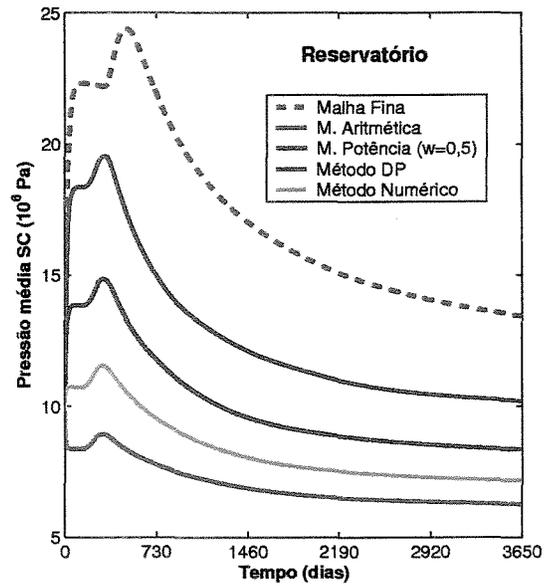
(d)

Figura C.10: Caso Canal 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

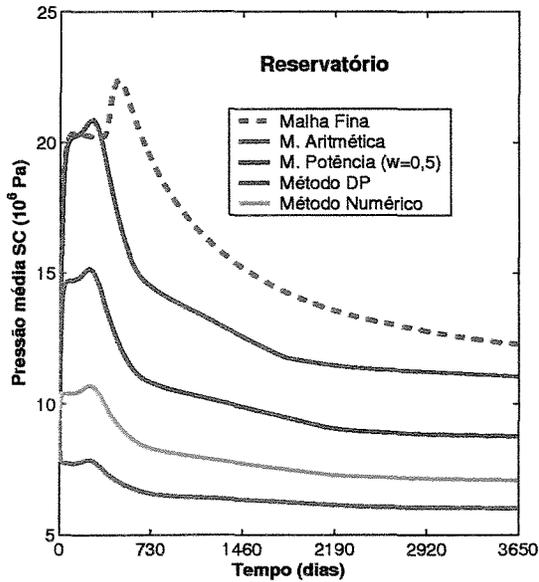
C.2.1 Canal 2 - Seleção da melhor técnica de TE de cada região



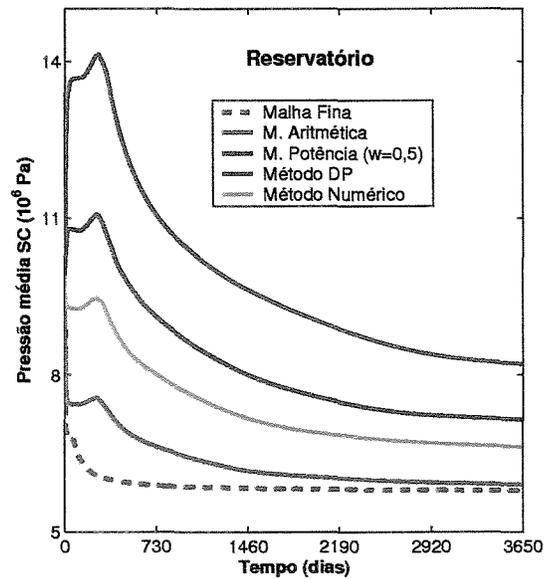
(a)



(b)

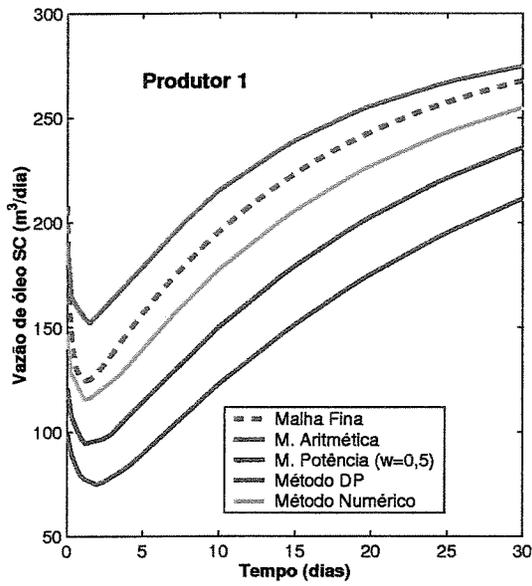


(c)

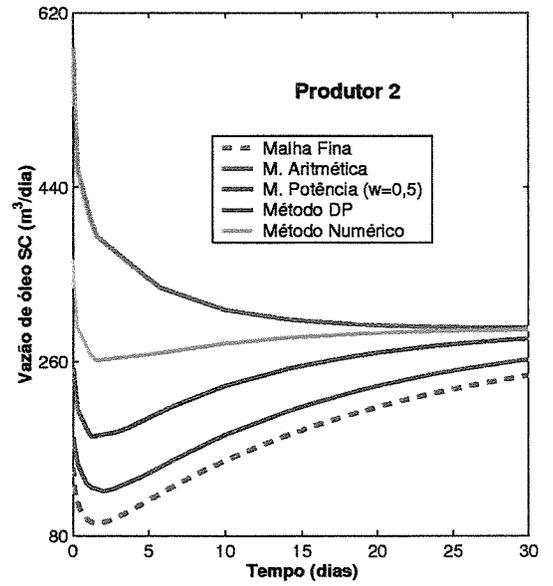


(d)

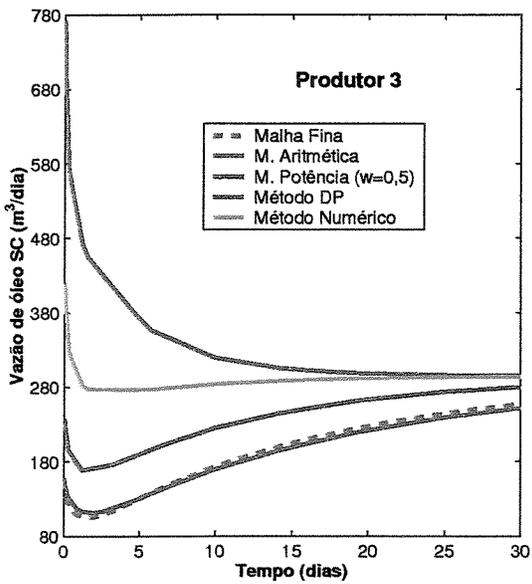
Figura C.11: Caso Canal 2 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.



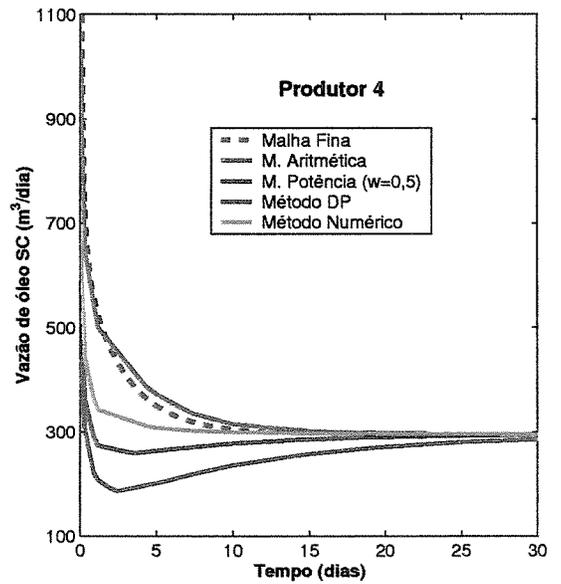
(a)



(b)

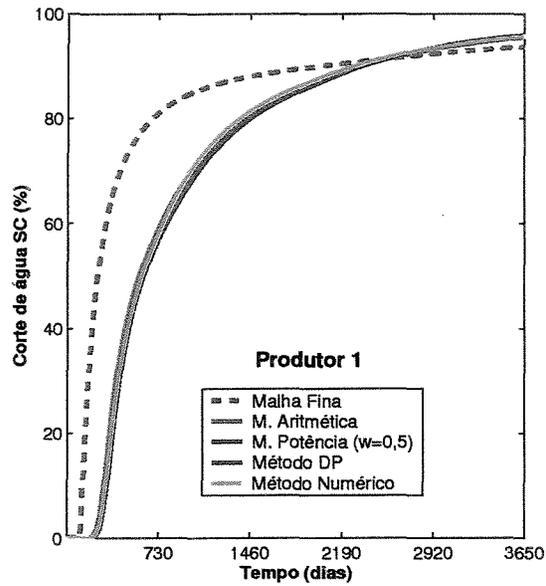


(c)

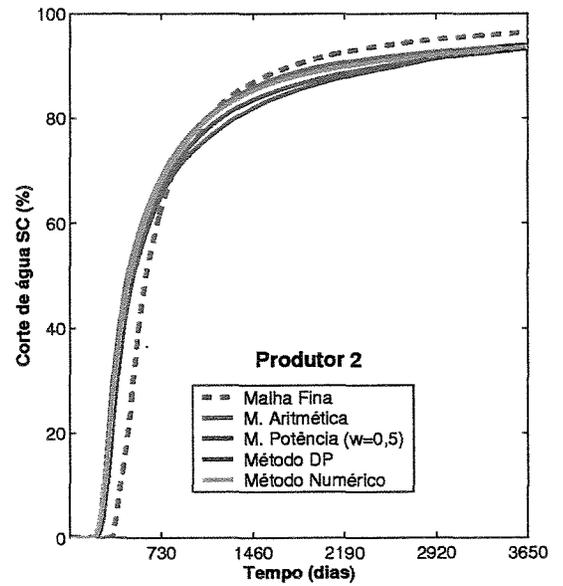


(d)

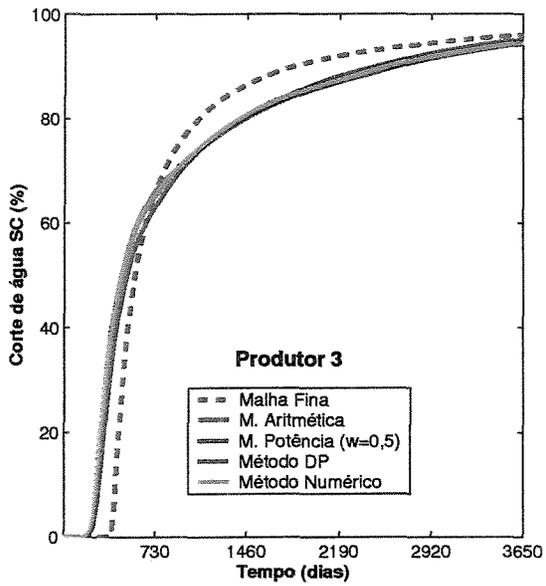
Figura C.12: Caso Canal 2 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.



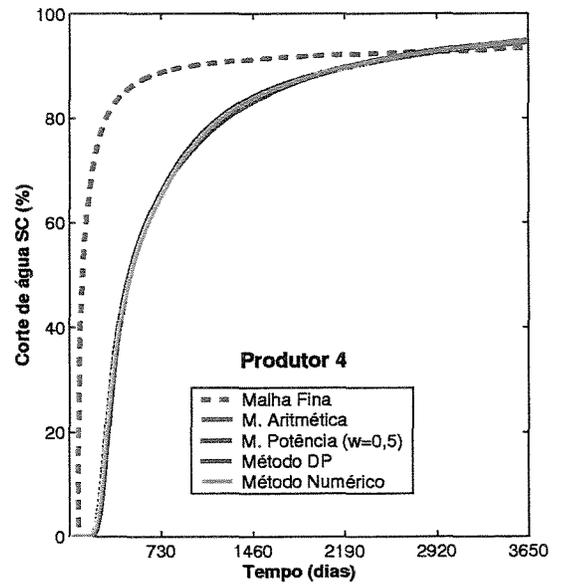
(a)



(b)



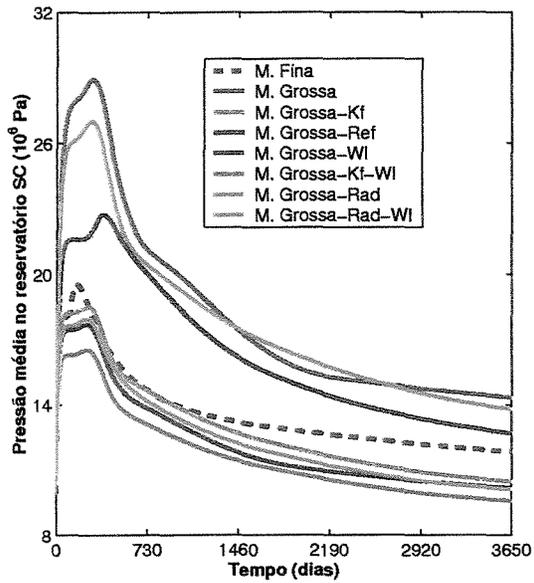
(c)



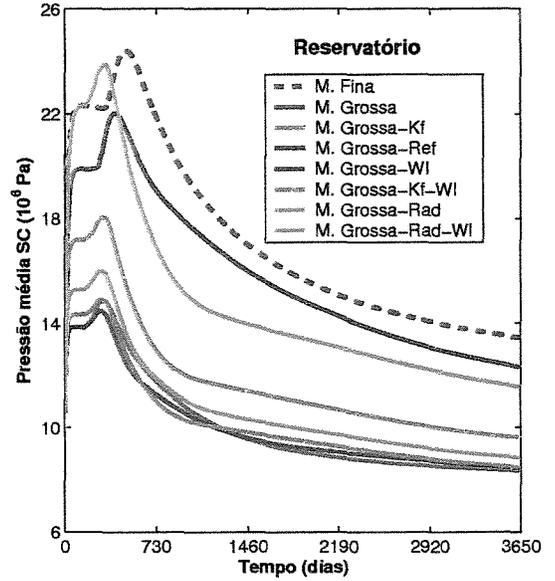
(d)

Figura C.13: Caso Canal 2 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

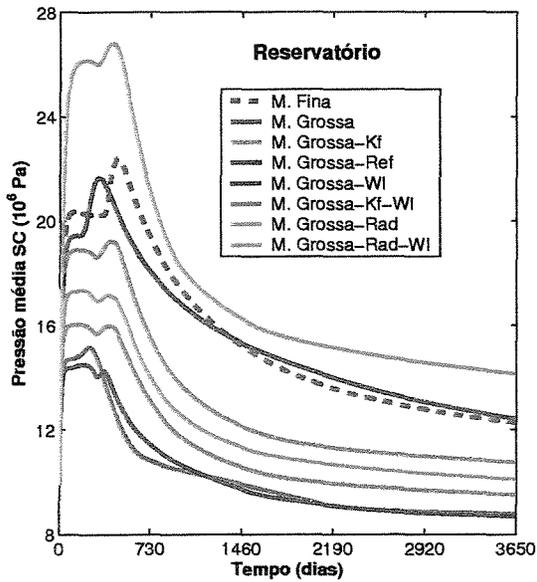
C.2.2 Canal 2 - Seleção do melhor tratamento de poço de cada região



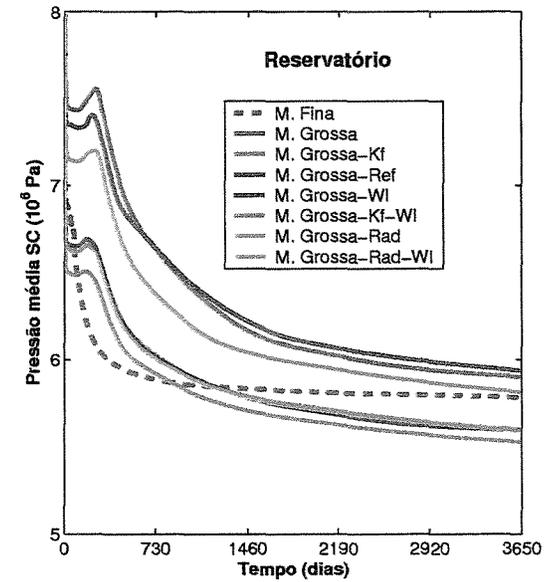
(a)



(b)

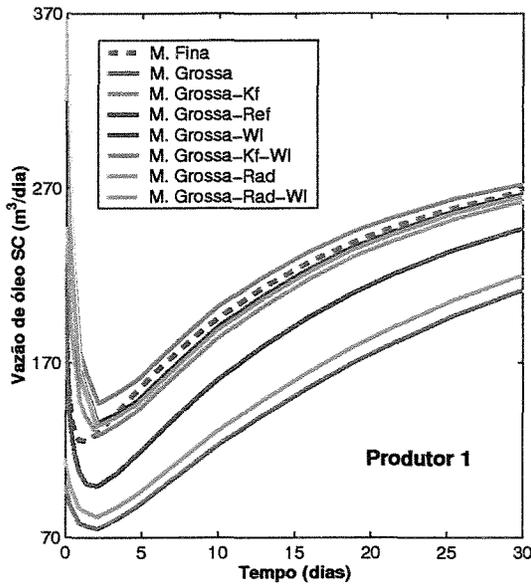


(c)

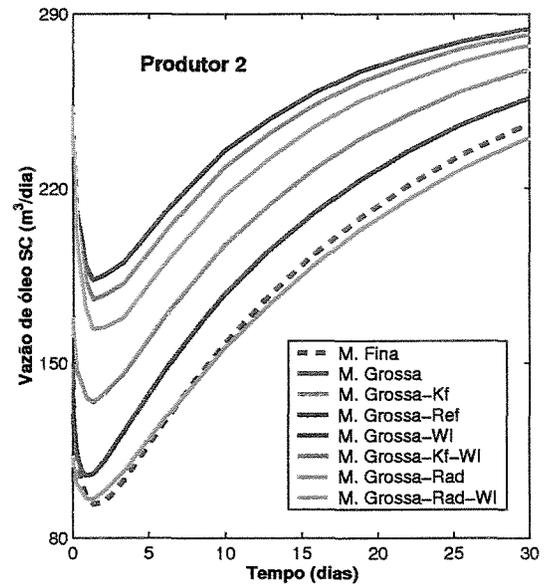


(d)

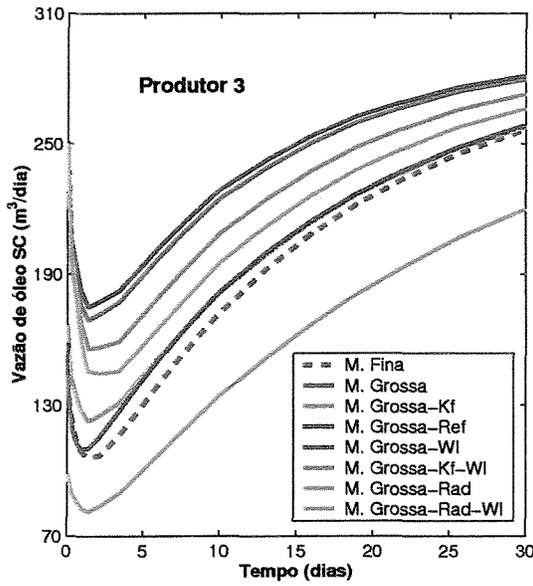
Figura C.14: Caso Canal 2 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.



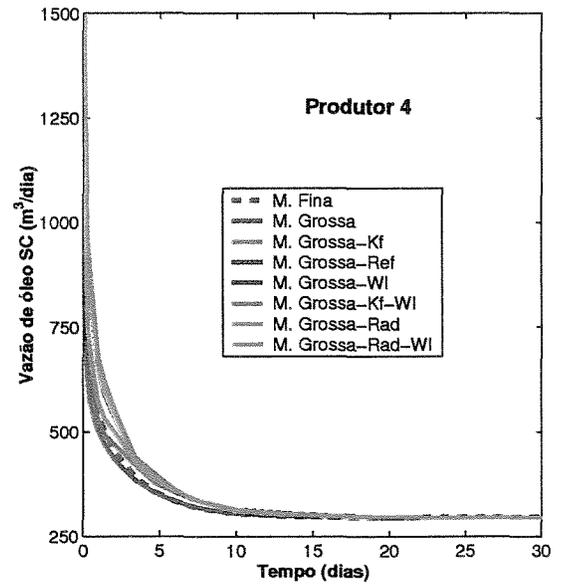
(a)



(b)

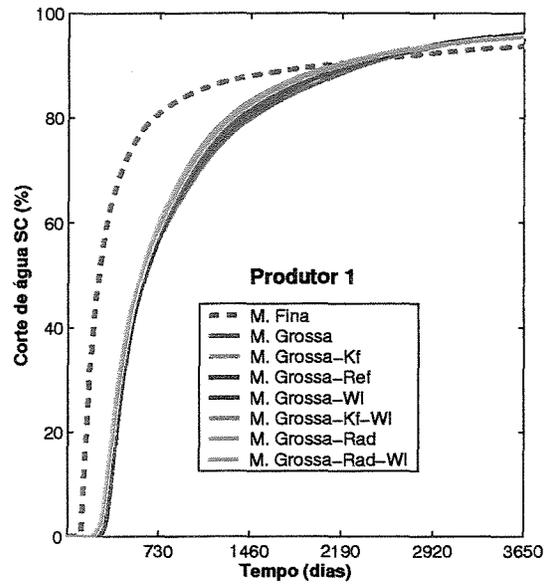


(c)

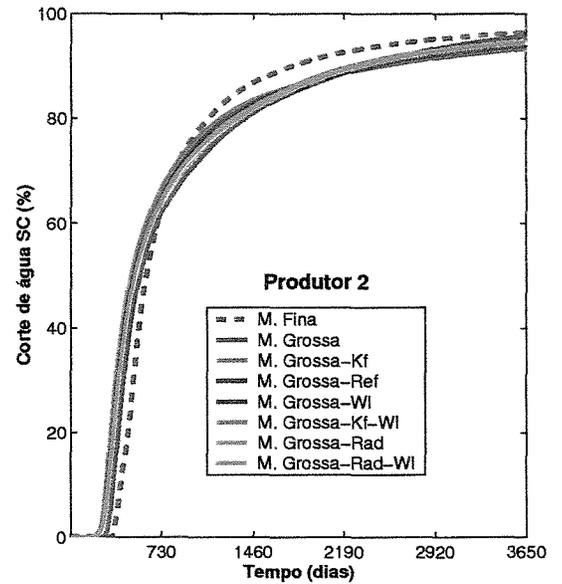


(d)

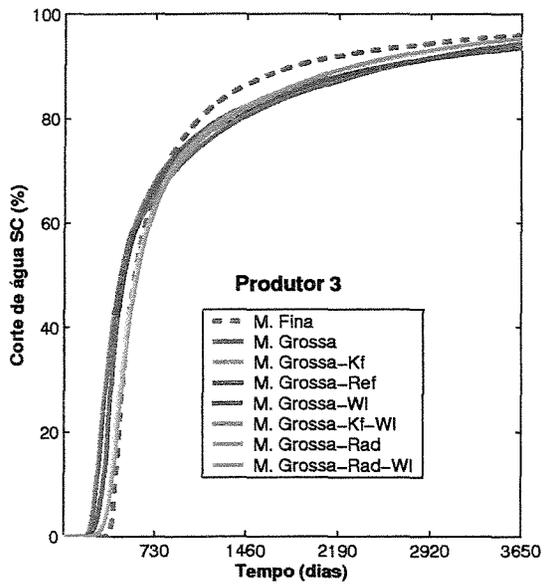
Figura C.15: Caso Canal 2 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.



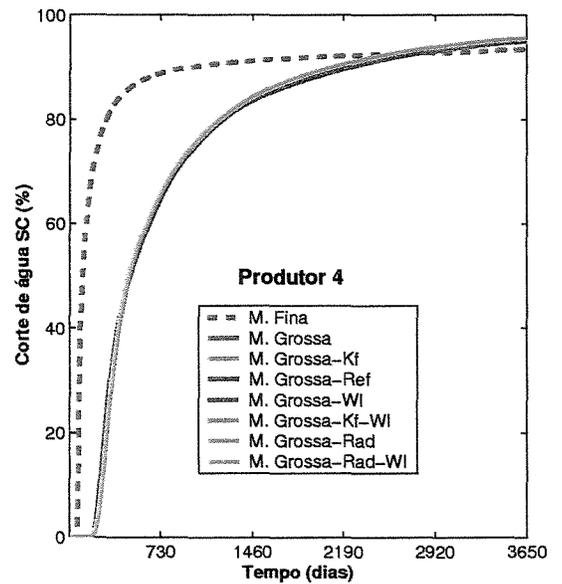
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura C.16: Caso Canal 2 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

C.3 Caso Barreira 1

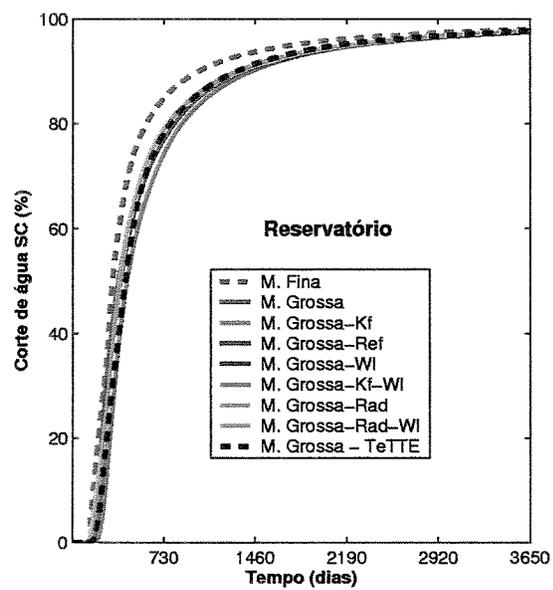
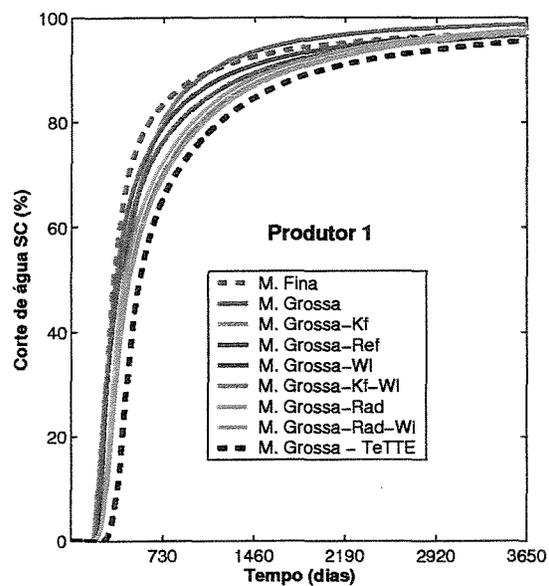
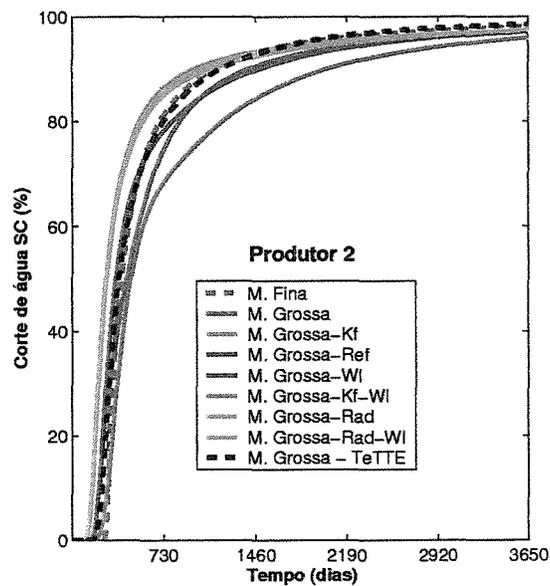


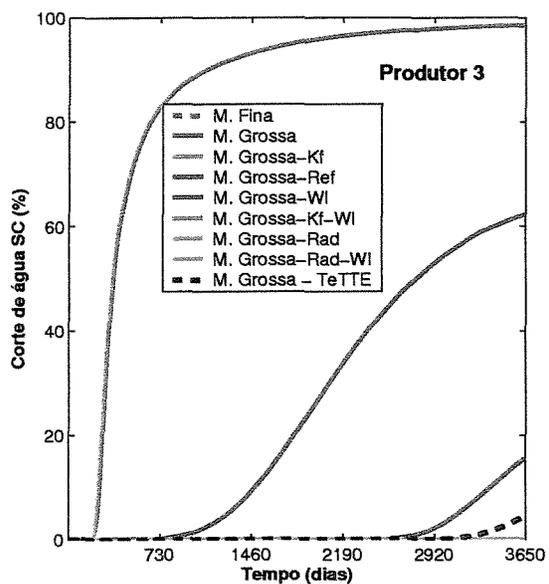
Figura C.17: Caso Barreira 1 - Corte de água no reservatório.



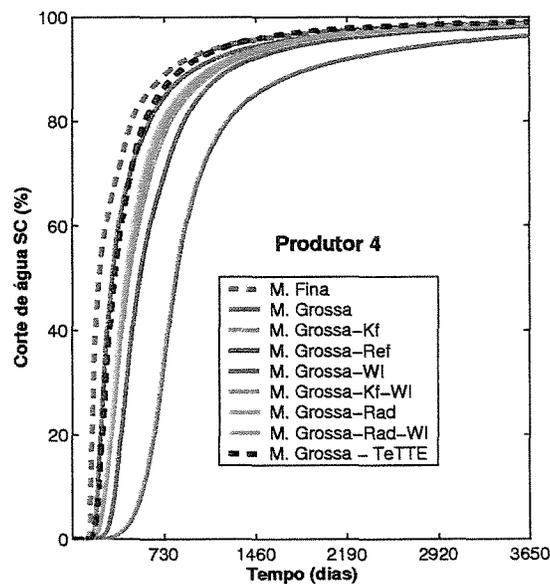
(a)



(b)



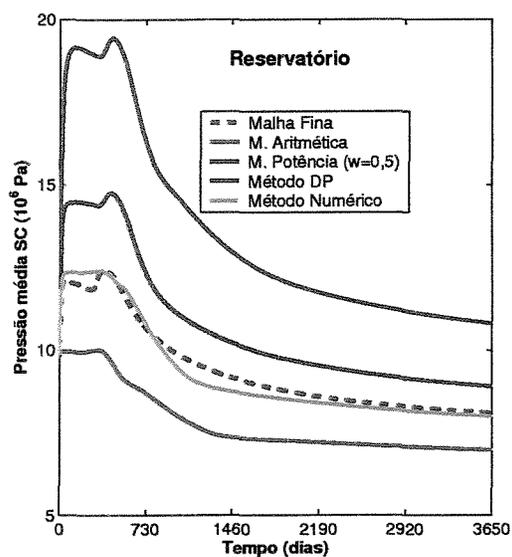
(c)



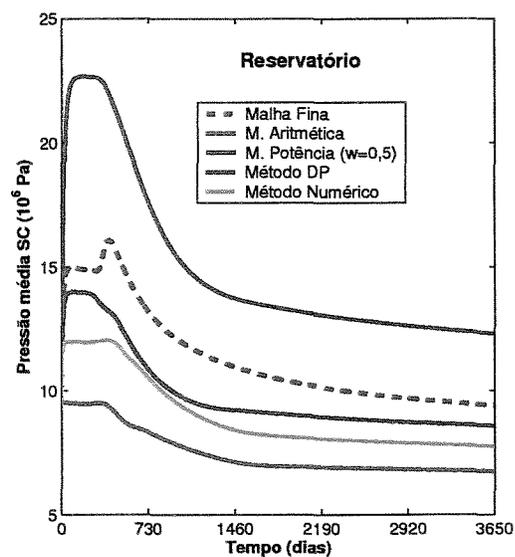
(d)

Figura C.18: Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

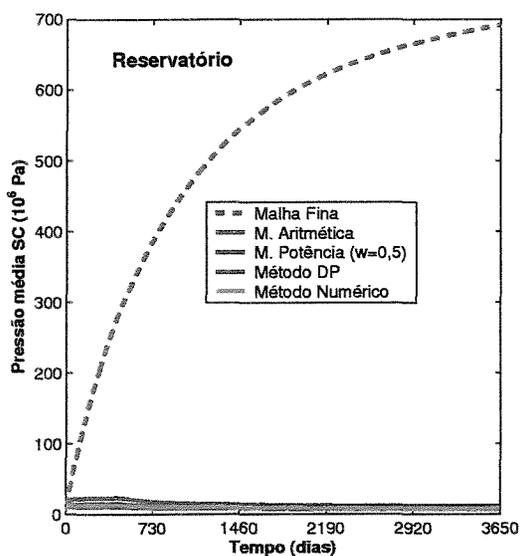
C.3.1 Barreira 1 - Seleção da melhor técnica de TE de cada região



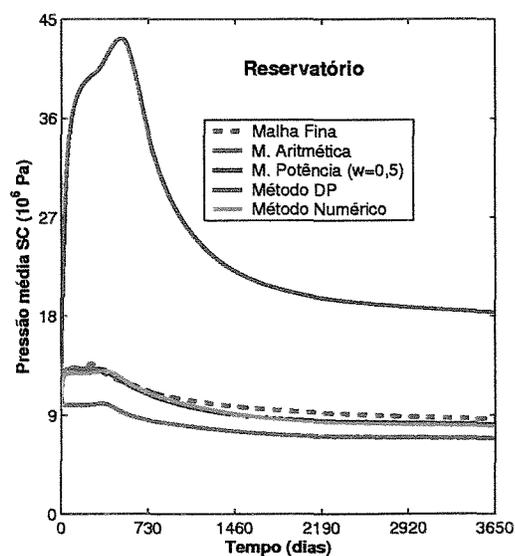
(a)



(b)

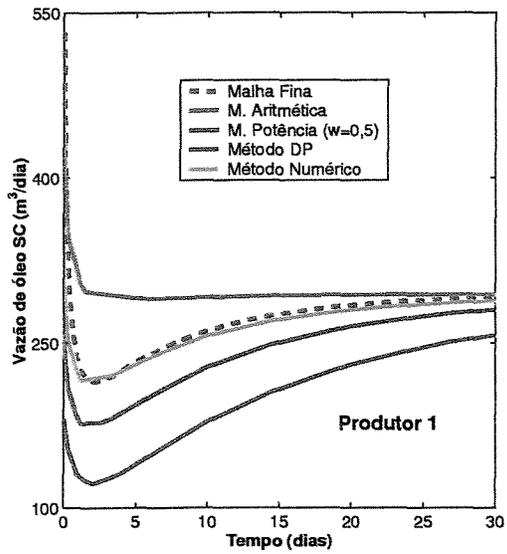


(c)

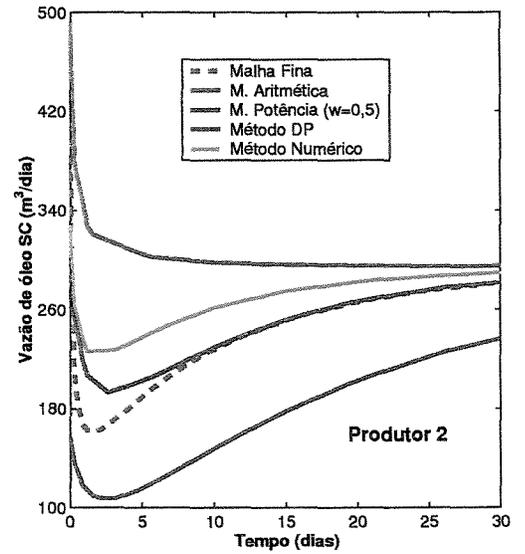


(d)

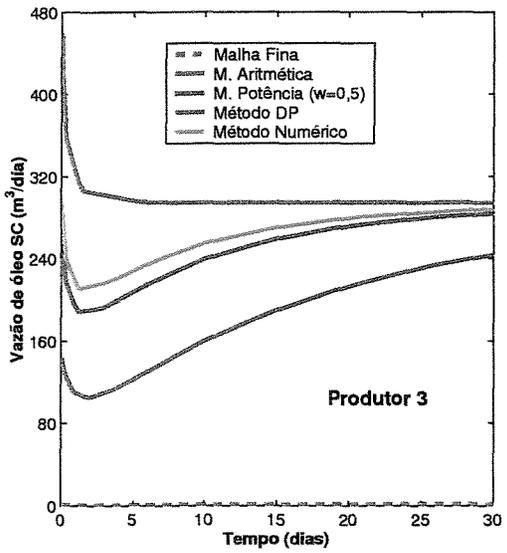
Figura C.19: Caso Barreira 1 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.



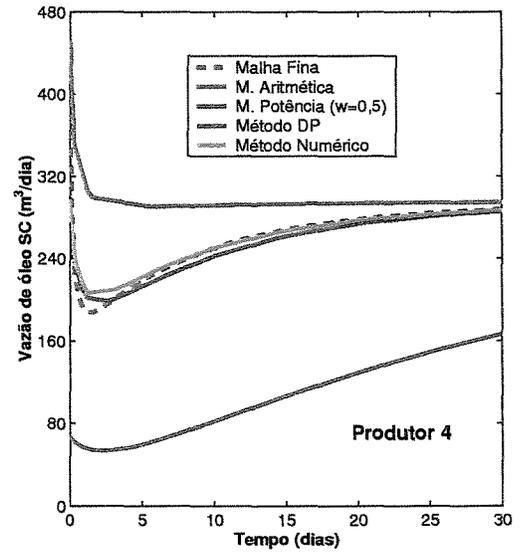
(a)



(b)

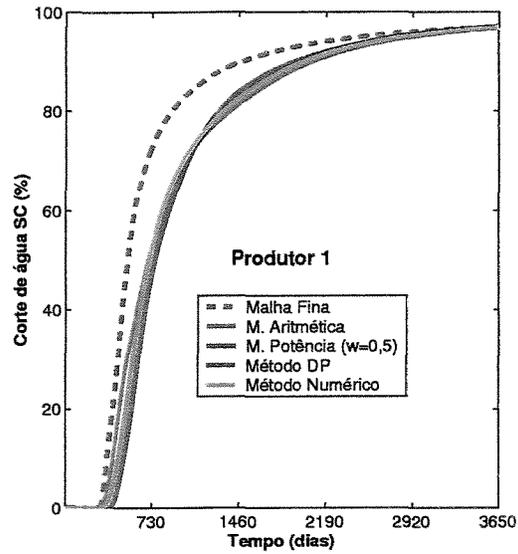


(c)

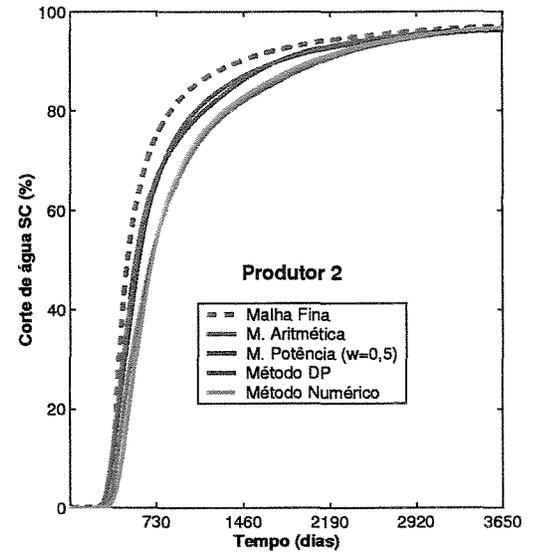


(d)

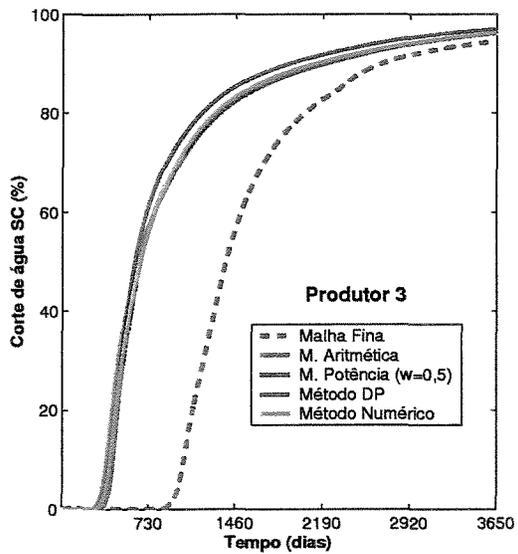
Figura C.20: Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.



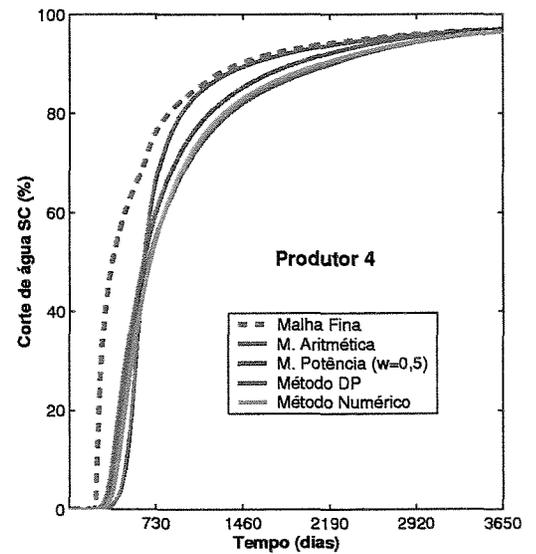
(a)



(b)



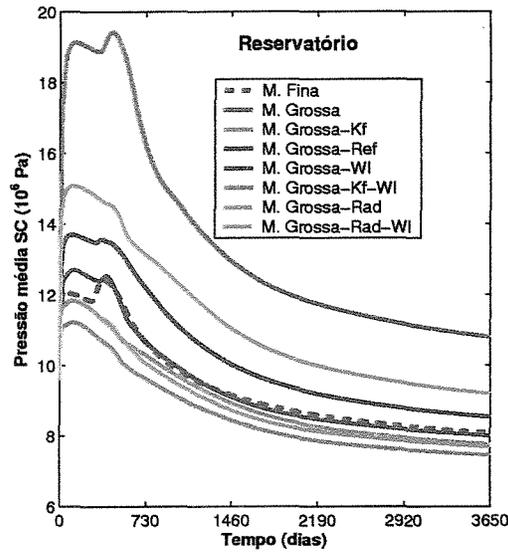
(c)



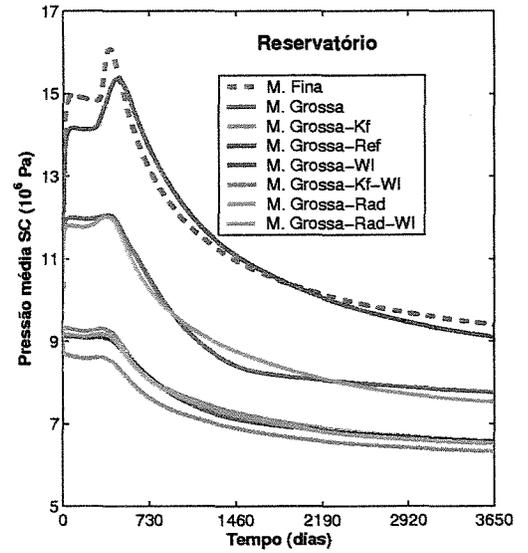
(d)

Figura C.21: Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

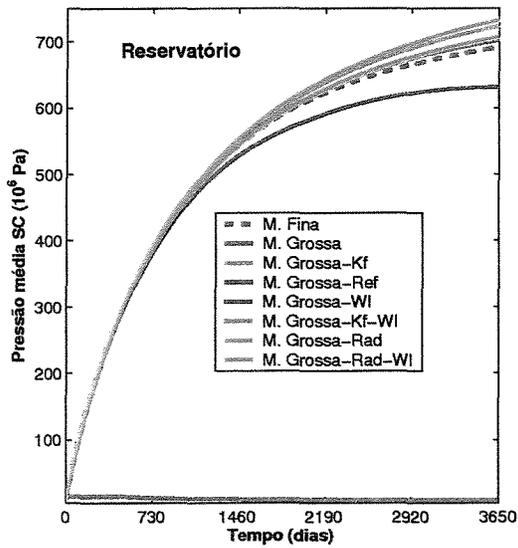
C.3.2 Barreira 1 - Seleção do melhor tratamento de poço de cada região



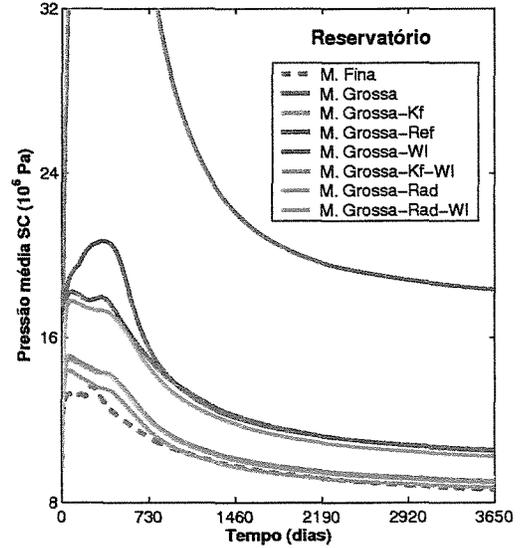
(a)



(b)

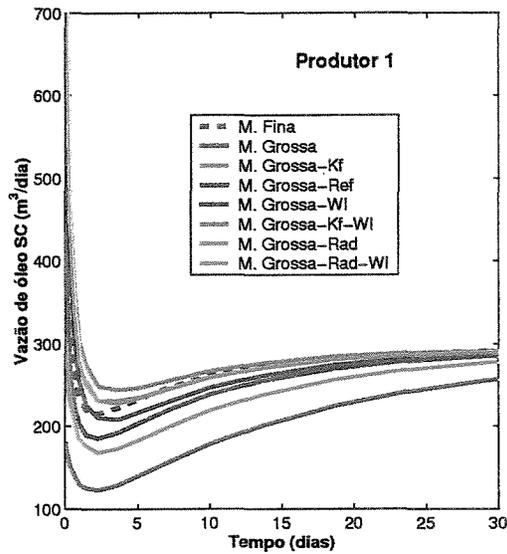


(c)

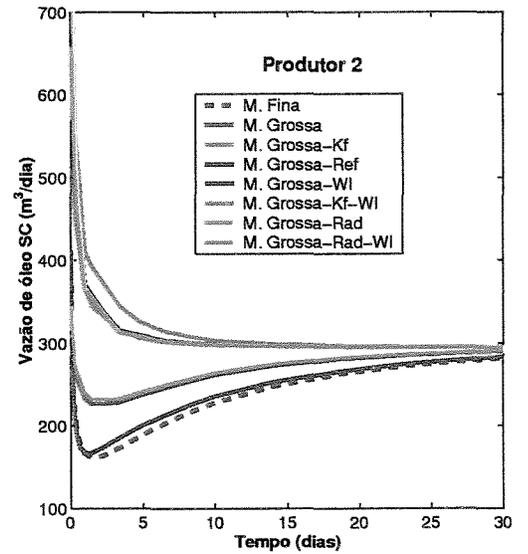


(d)

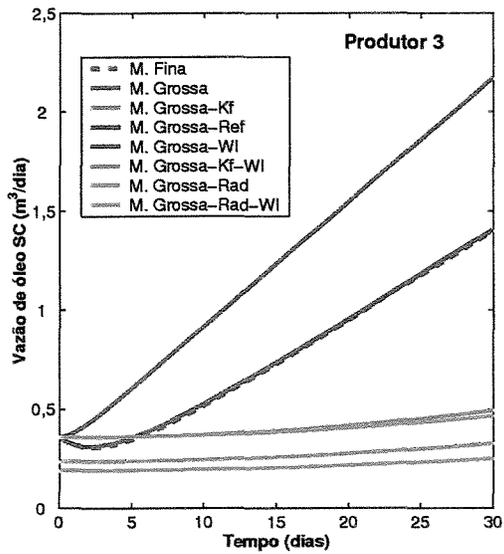
Figura C.22: Caso Barreira 1 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.



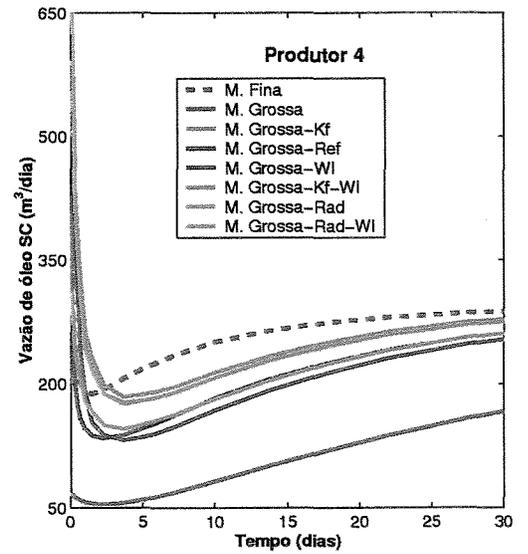
(a)



(b)

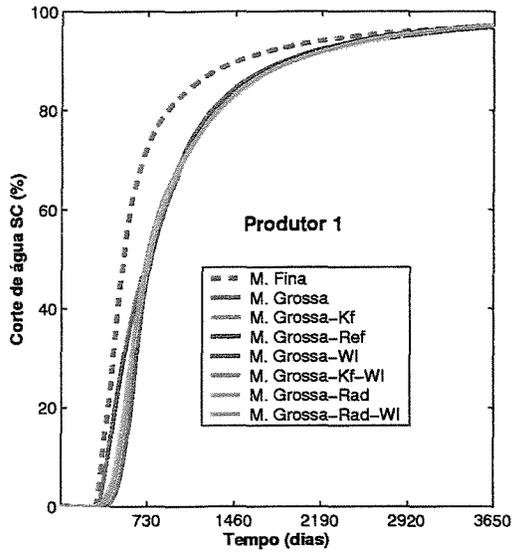


(c)

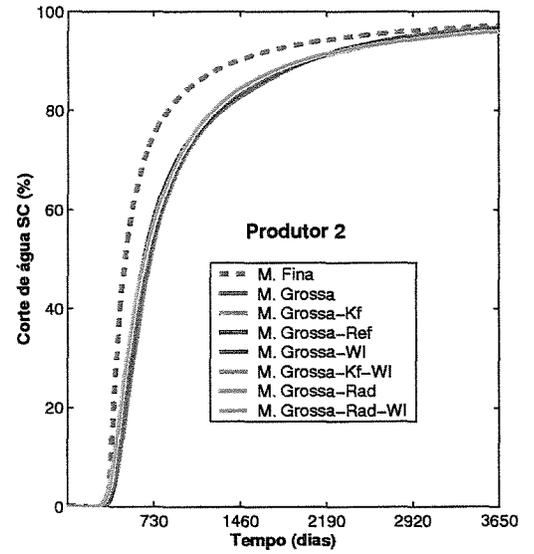


(d)

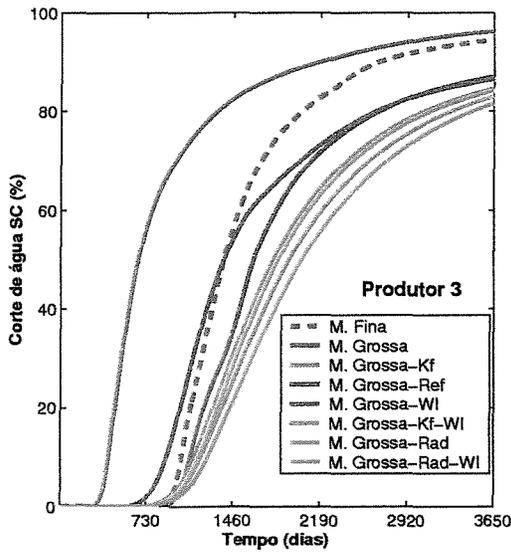
Figura C.23: Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.



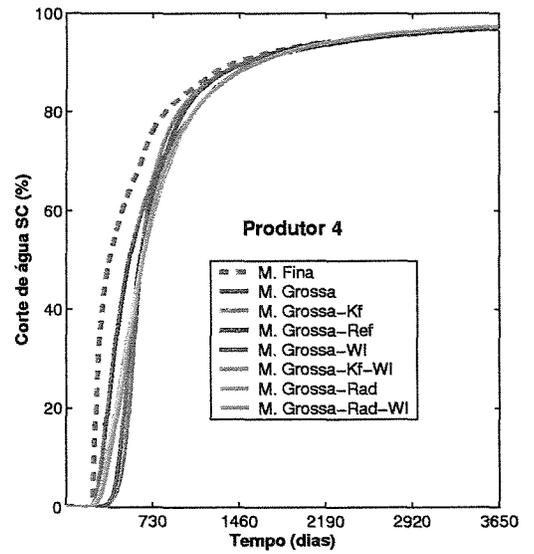
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura C.24: Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

C.4 Caso Barreira 2

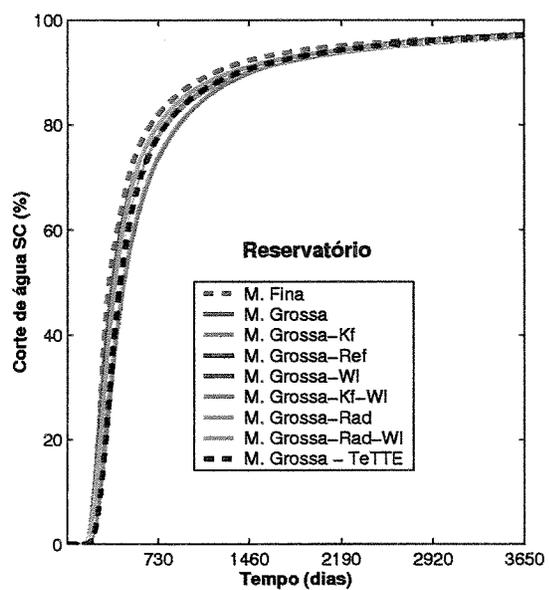
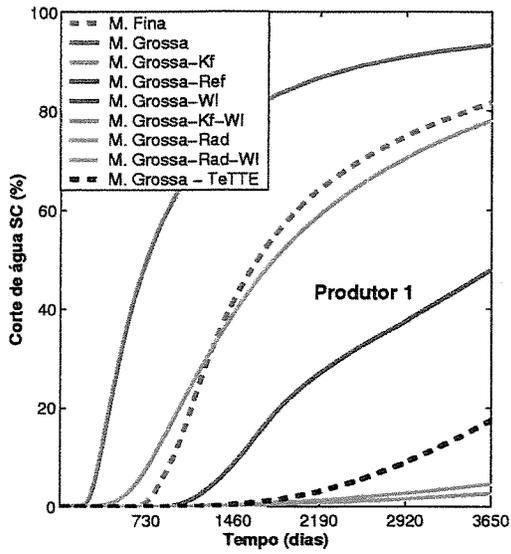
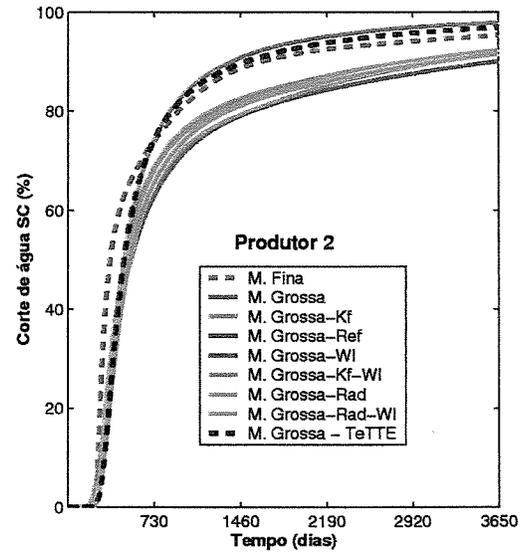


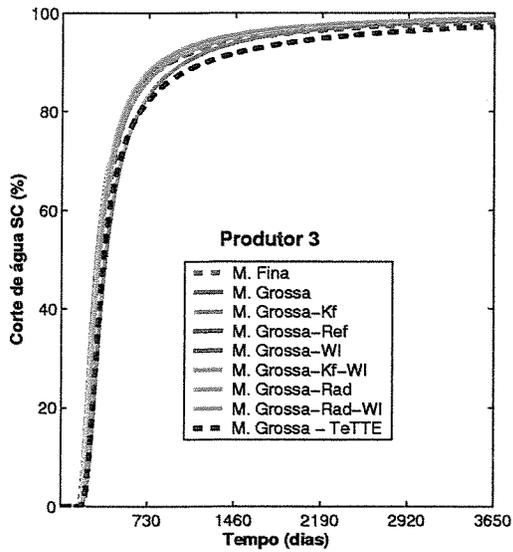
Figura C.25: Caso Barreira 2 - Corte de água no reservatório.



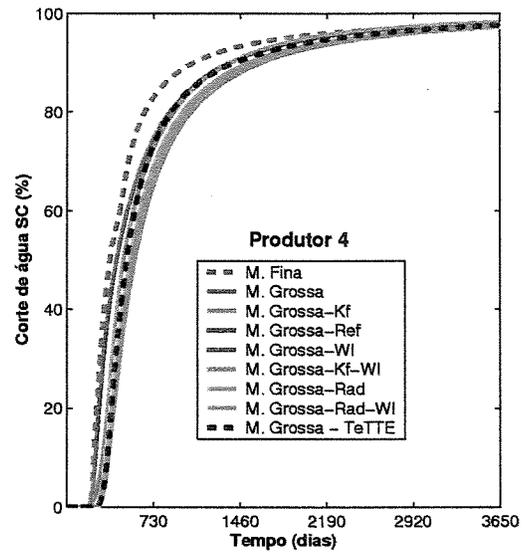
(a)



(b)



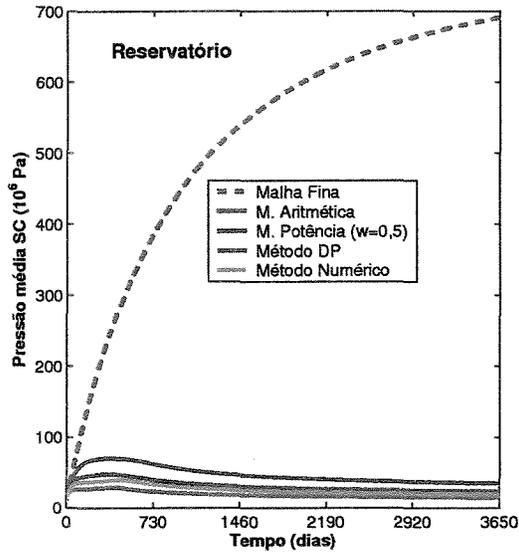
(c)



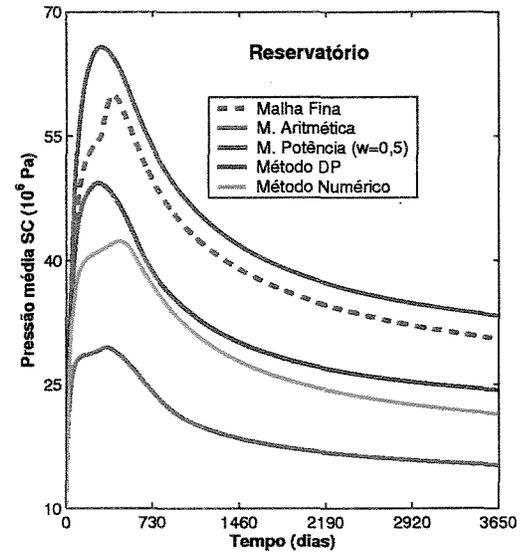
(d)

Figura C.26: Caso Barreira 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

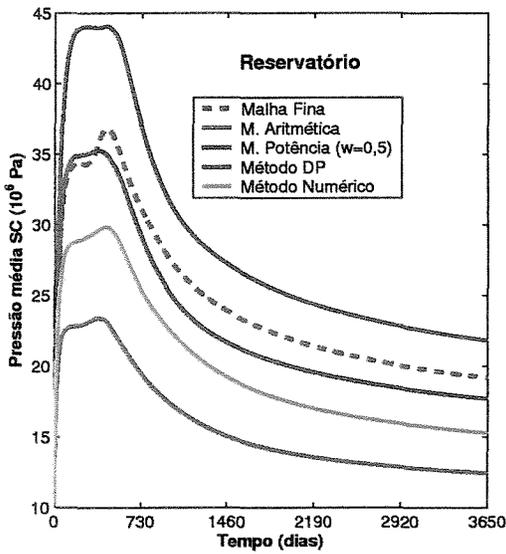
C.4.1 Barreira 2 - Seleção da melhor técnica de TE de cada região



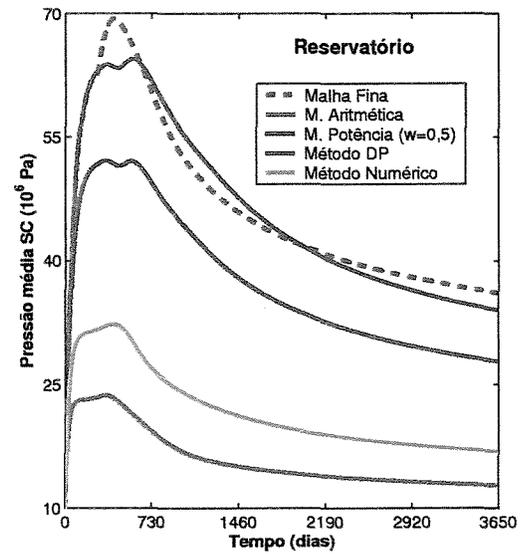
(a)



(b)

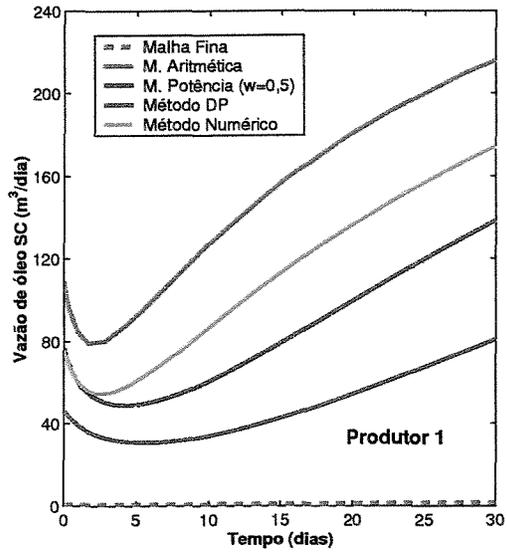


(c)

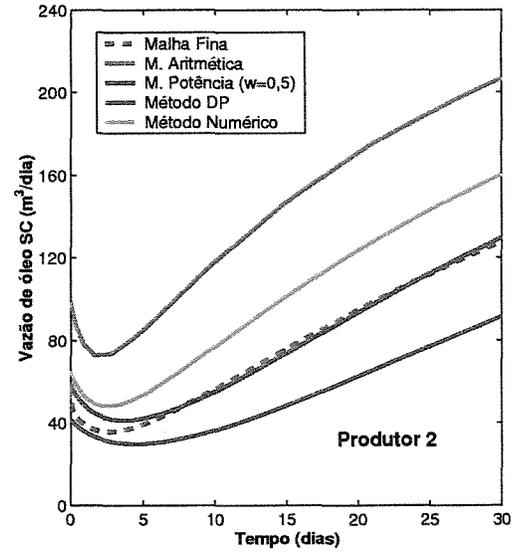


(d)

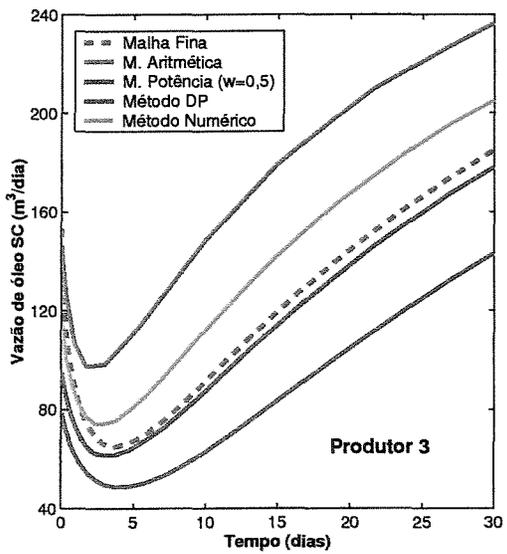
Figura C.27: Caso Barreira 2 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.



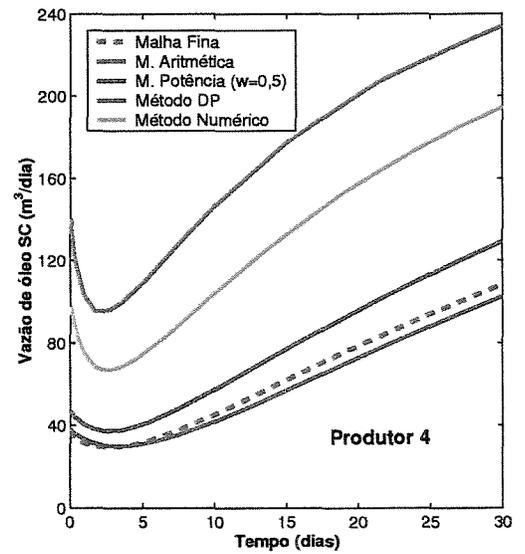
(a)



(b)

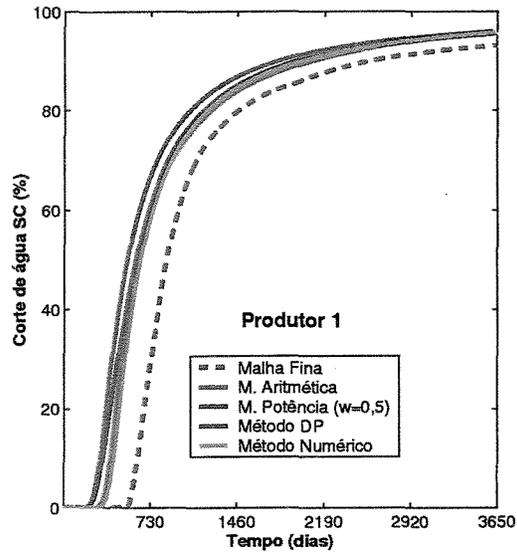


(c)

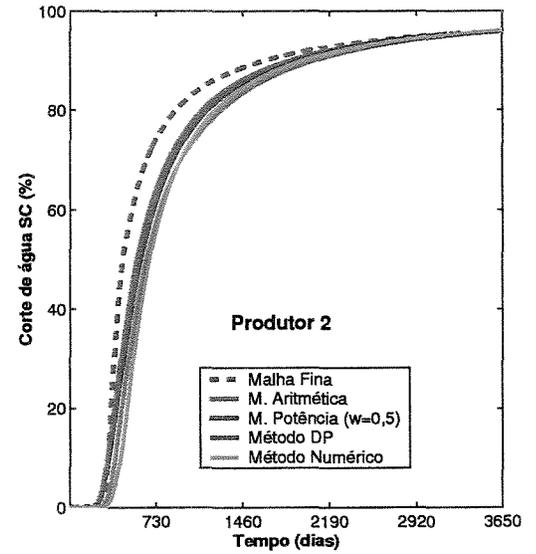


(d)

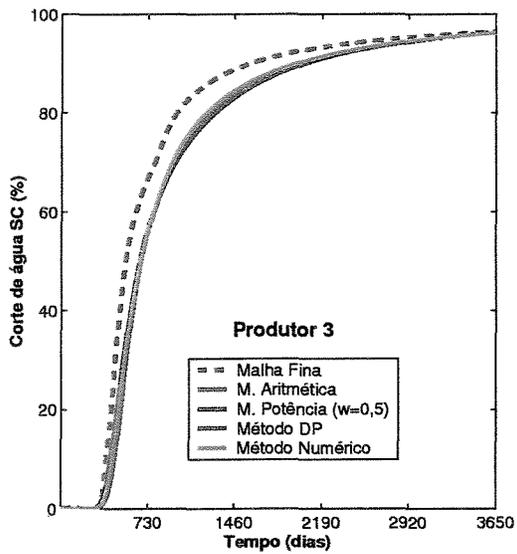
Figura C.28: Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.



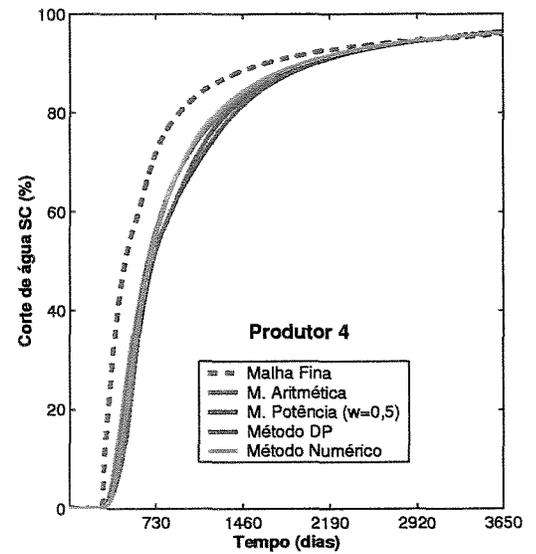
(a)



(b)



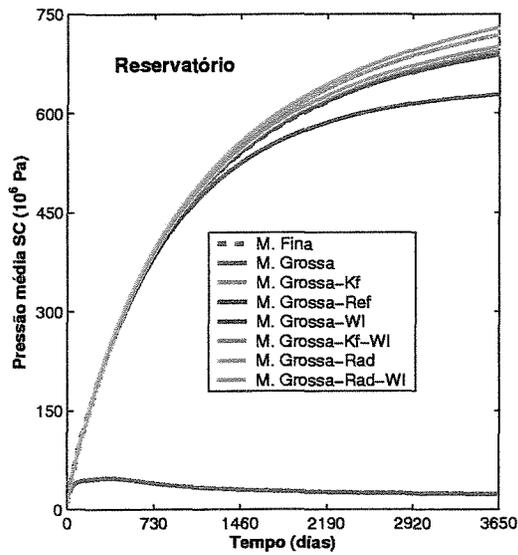
(c)



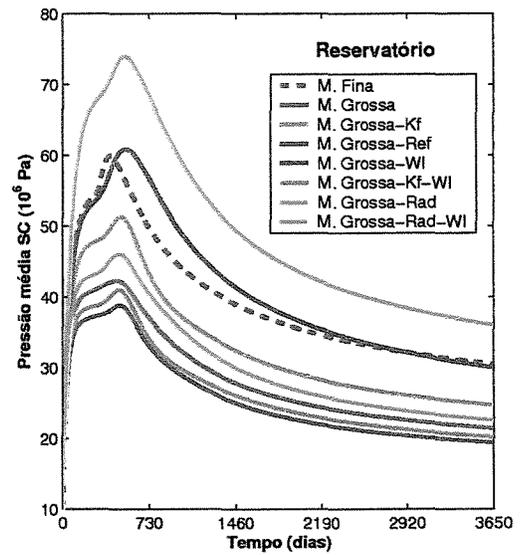
(d)

Figura C.29: Caso Barreira 2 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

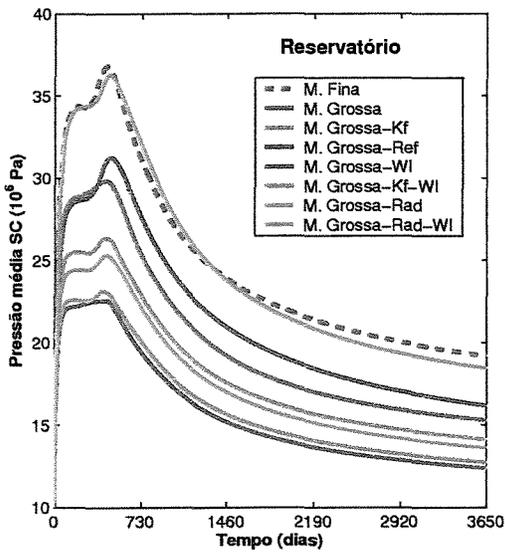
C.4.2 Barreira 2 - Seleção do melhor tratamento de poço de cada região



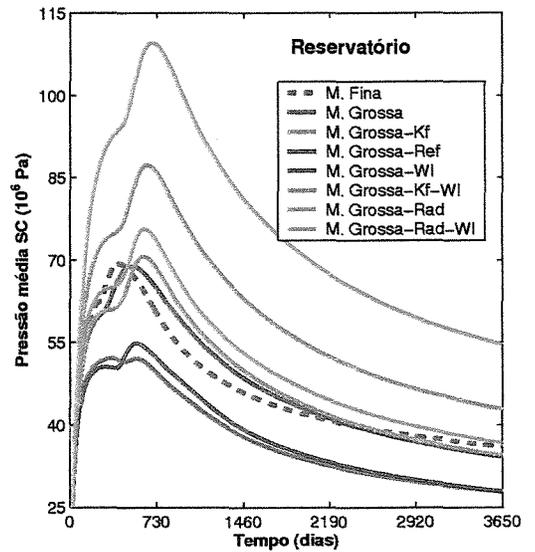
(a)



(b)

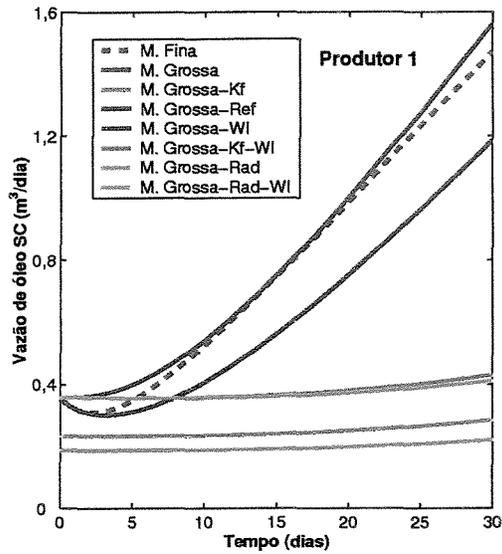


(c)

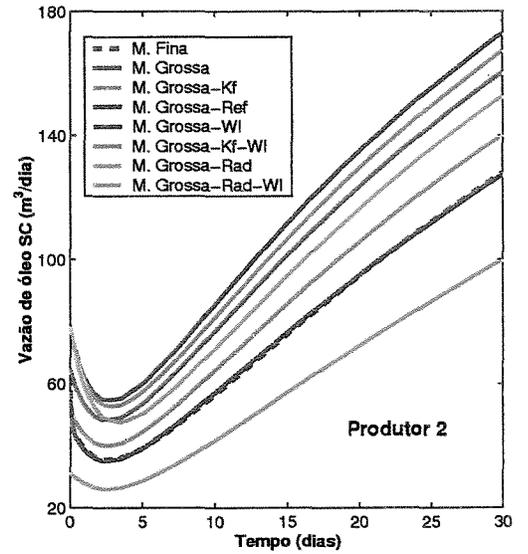


(d)

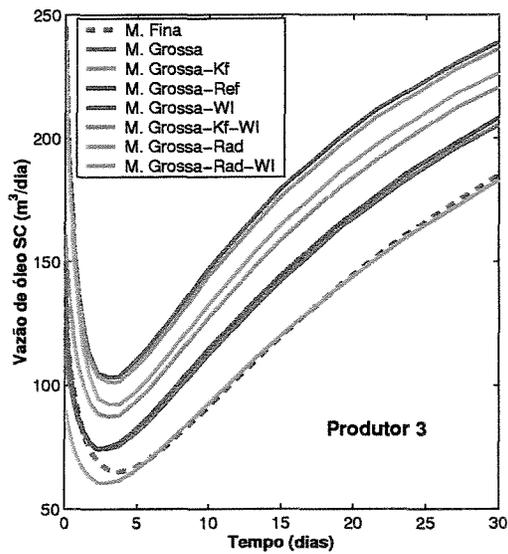
Figura C.30: Caso Barreira 2 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.



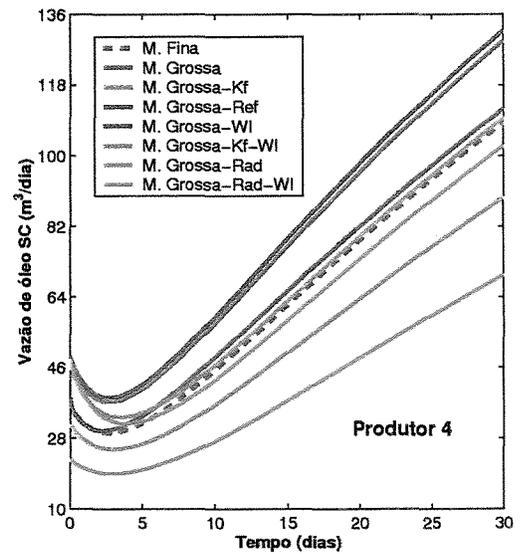
(a)



(b)



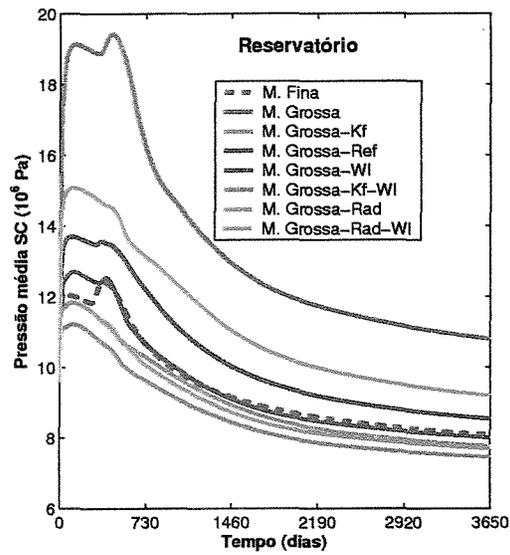
(c)



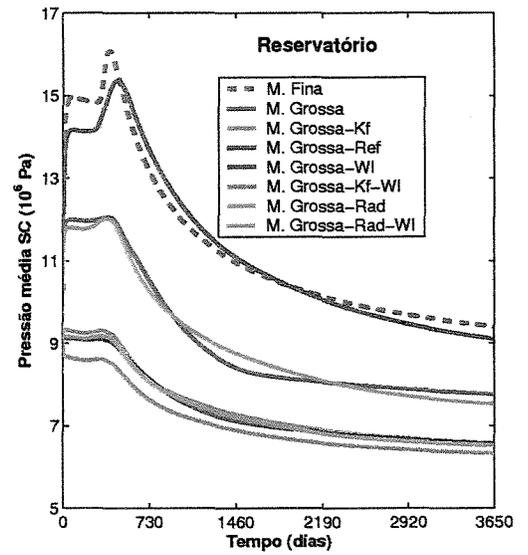
(d)

Figura C.31: Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

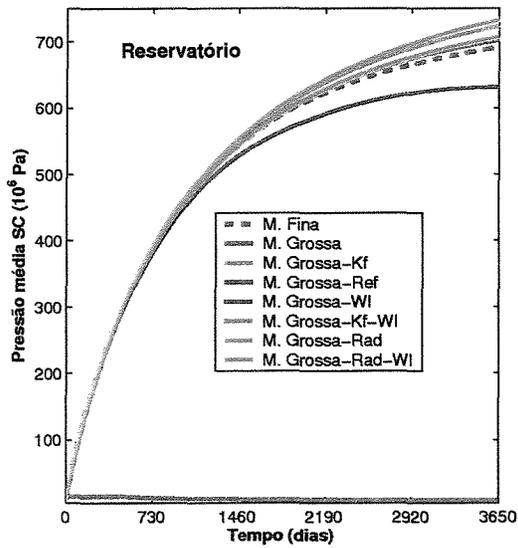
C.3.2 Barreira 1 - Seleção do melhor tratamento de poço de cada região



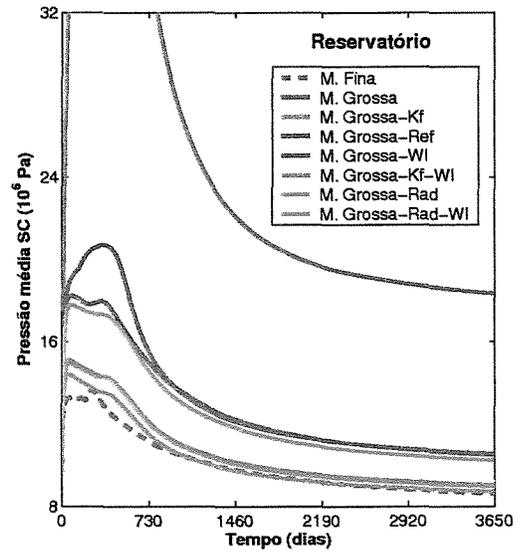
(a)



(b)

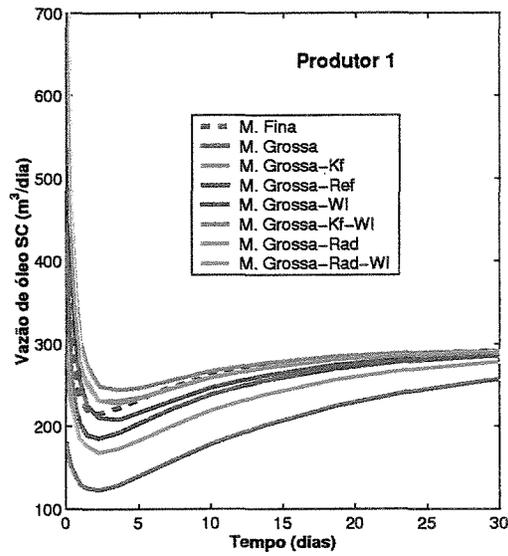


(c)

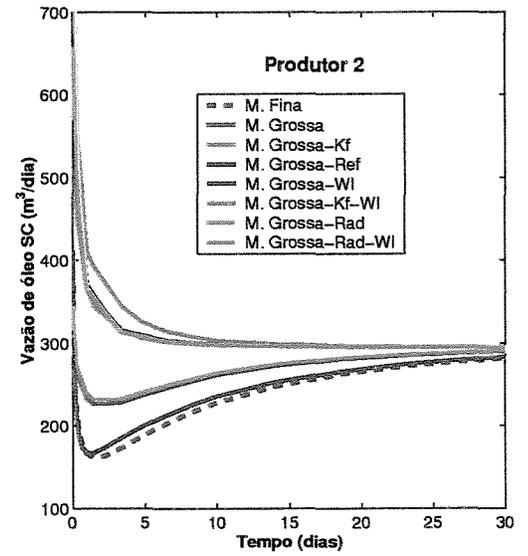


(d)

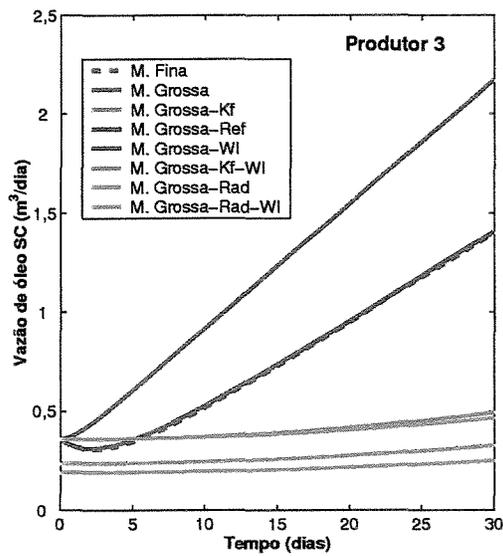
Figura C.22: Caso Barreira 1 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.



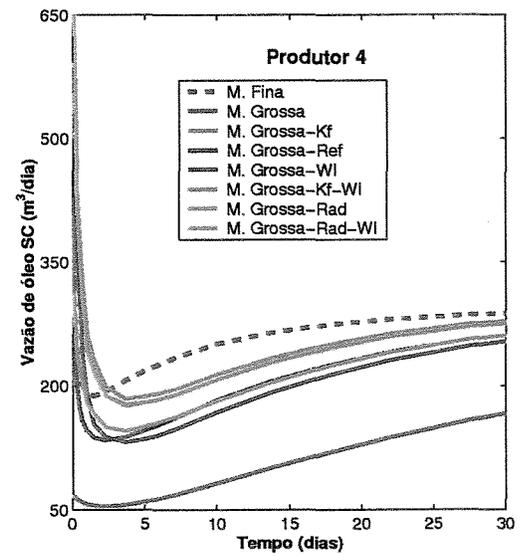
(a)



(b)

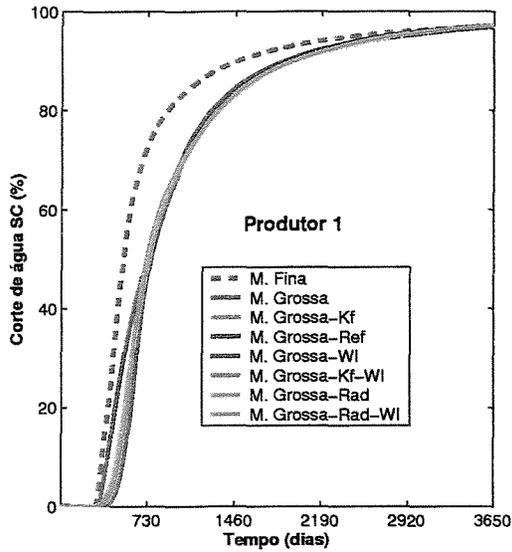


(c)

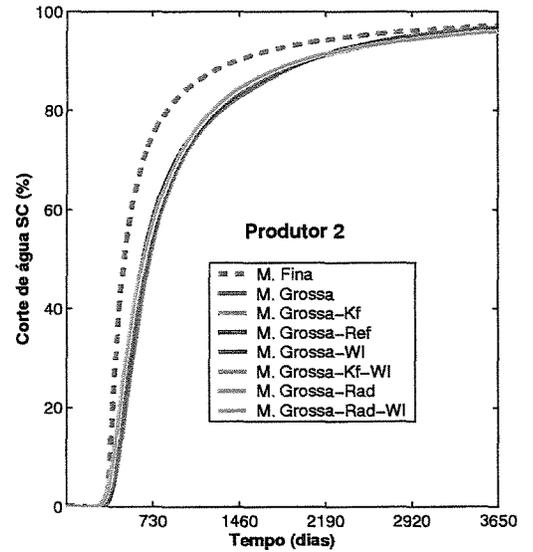


(d)

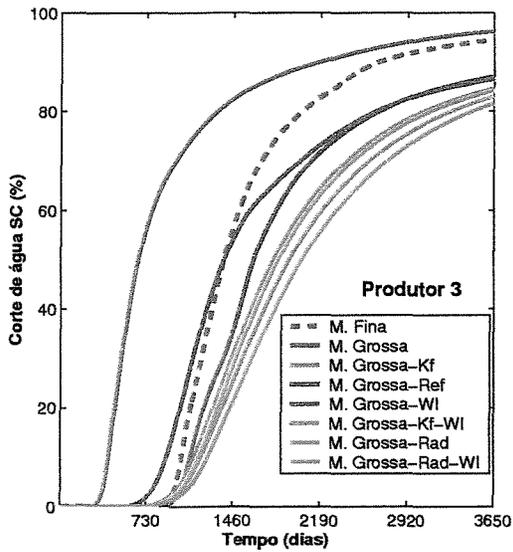
Figura C.23: Caso Barreira 1 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.



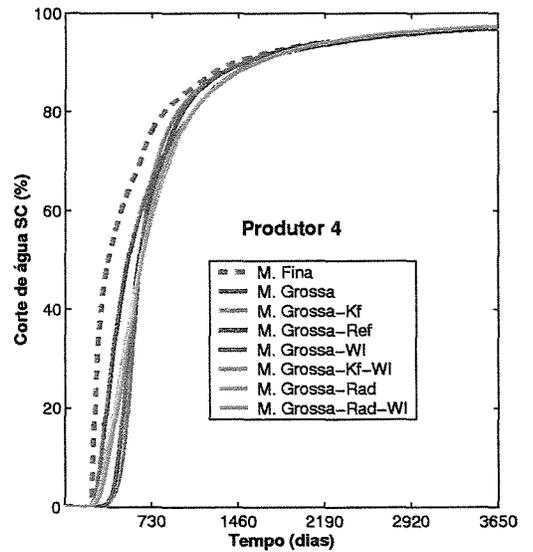
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura C.24: Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

C.4 Caso Barreira 2

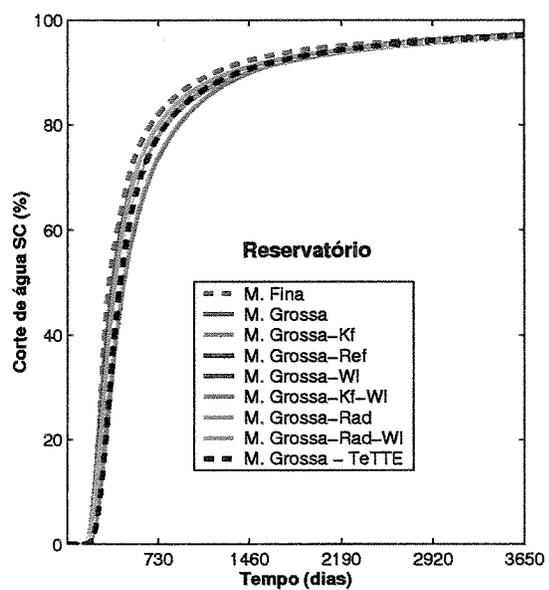
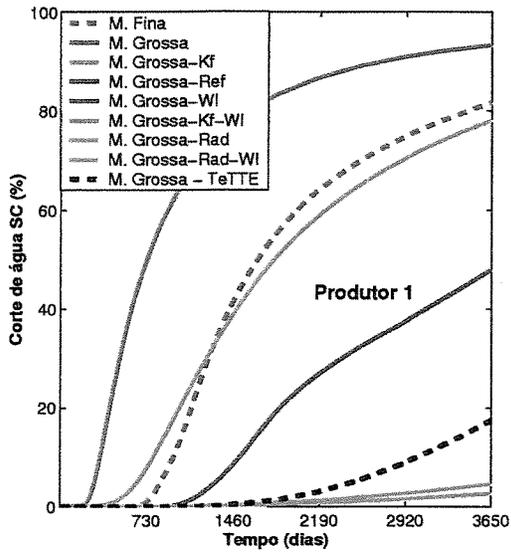
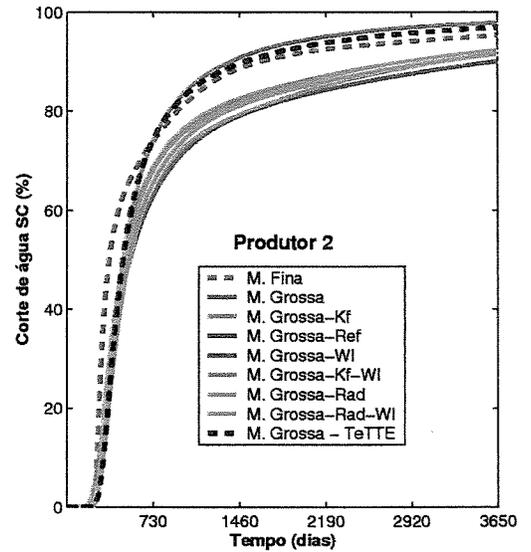


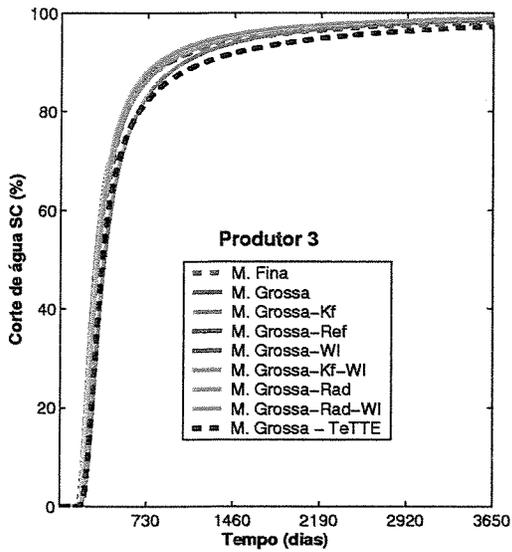
Figura C.25: Caso Barreira 2 - Corte de água no reservatório.



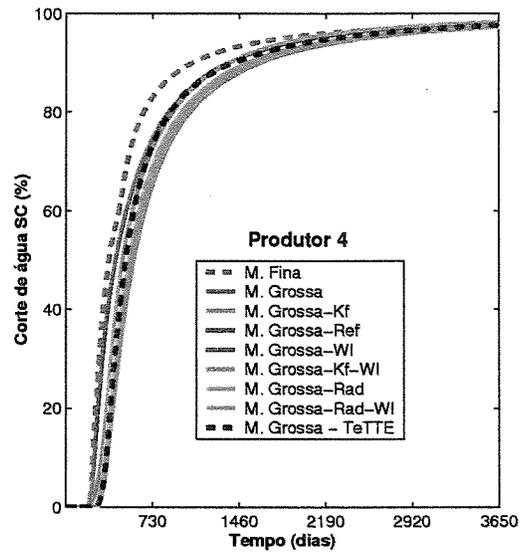
(a)



(b)



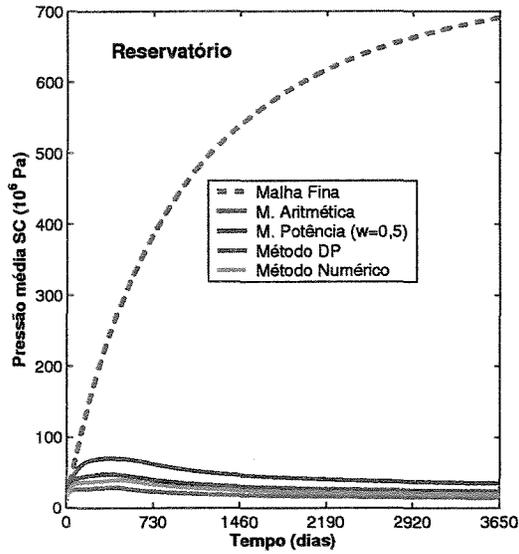
(c)



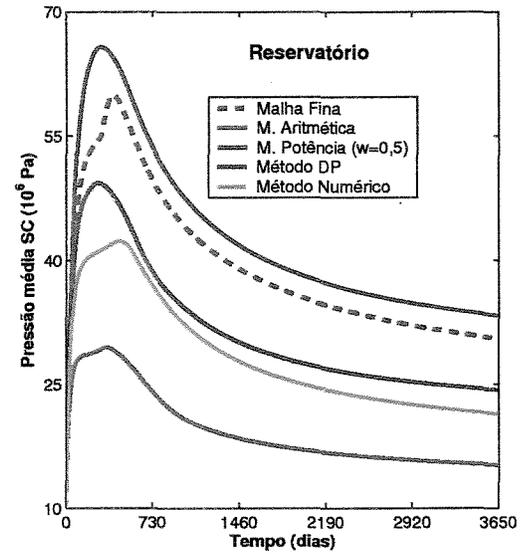
(d)

Figura C.26: Caso Barreira 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

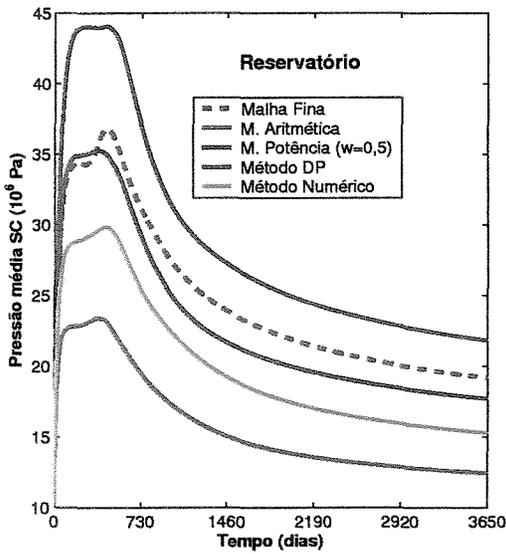
C.4.1 Barreira 2 - Seleção da melhor técnica de TE de cada região



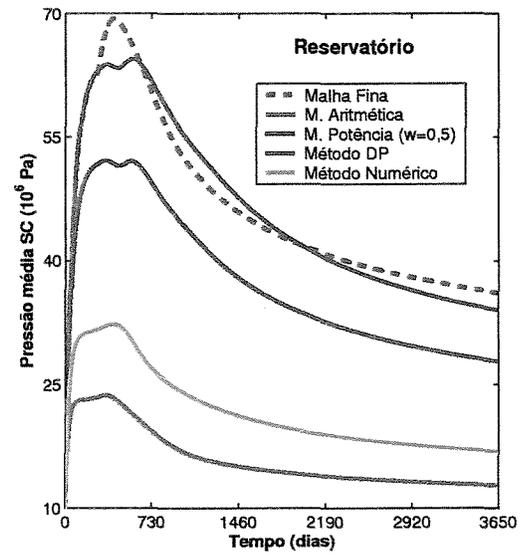
(a)



(b)

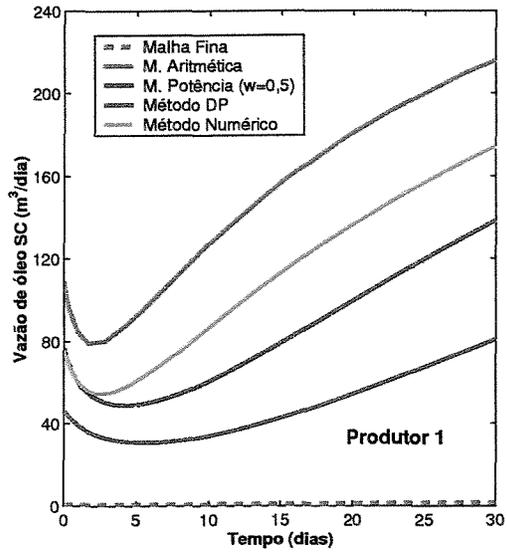


(c)

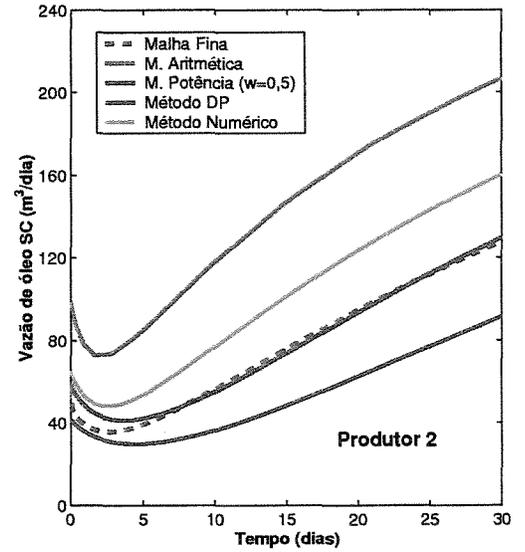


(d)

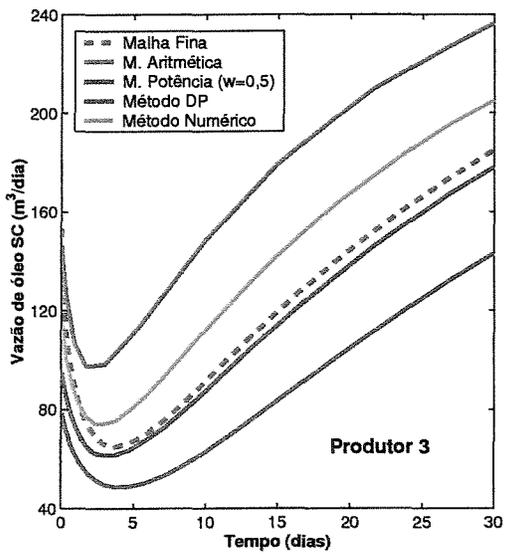
Figura C.27: Caso Barreira 2 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.



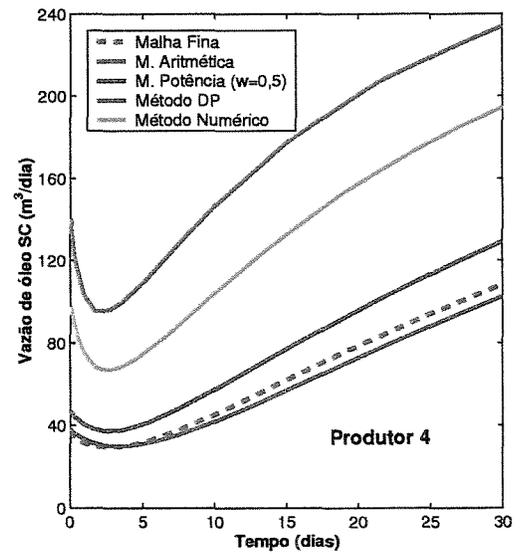
(a)



(b)

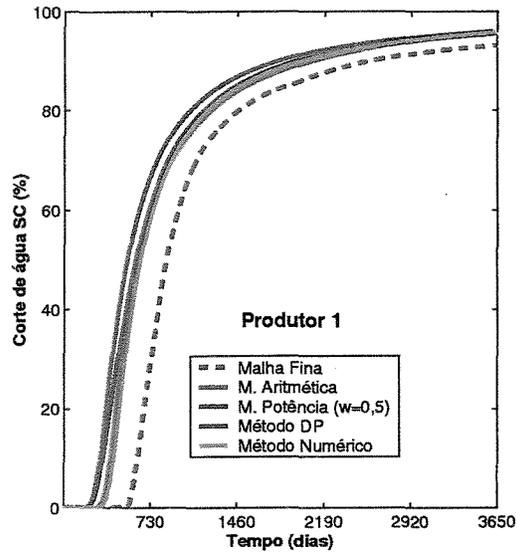


(c)

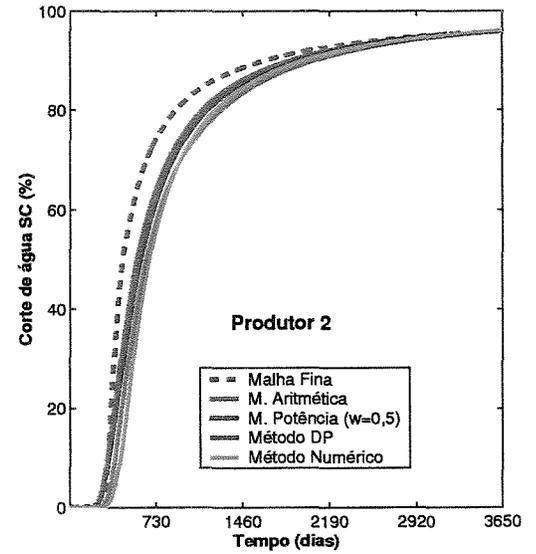


(d)

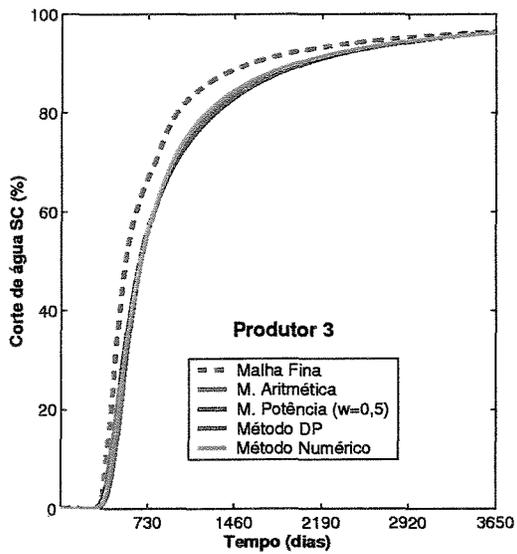
Figura C.28: Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.



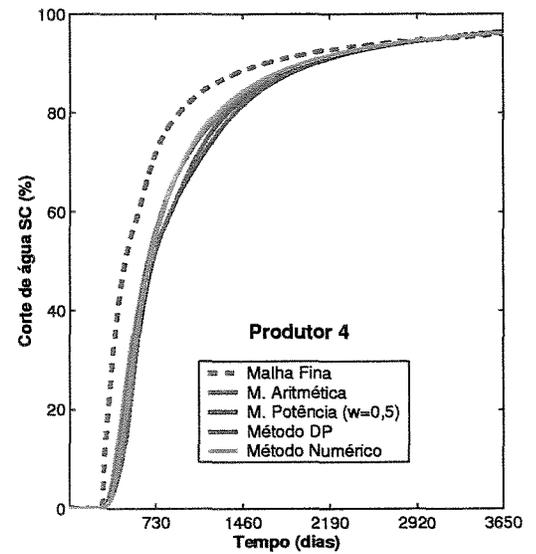
(a)



(b)



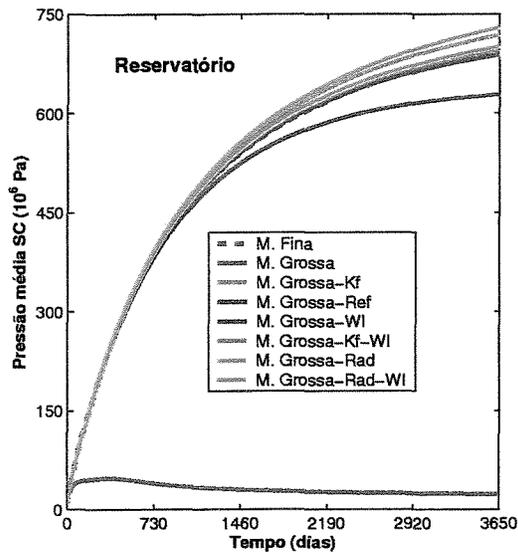
(c)



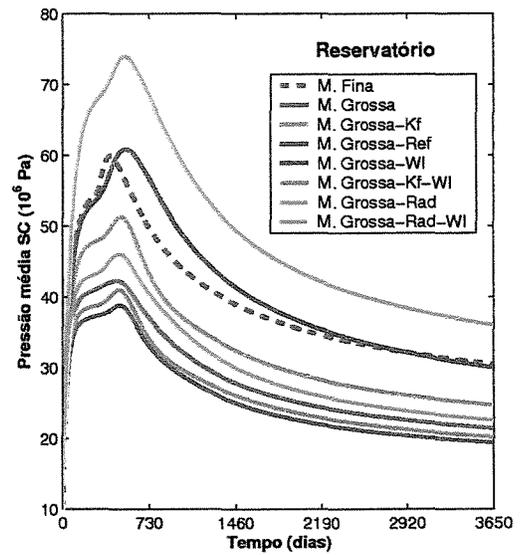
(d)

Figura C.29: Caso Barreira 2 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

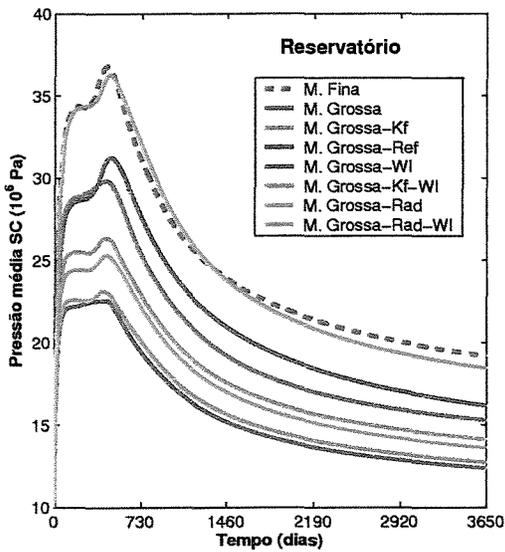
C.4.2 Barreira 2 - Seleção do melhor tratamento de poço de cada região



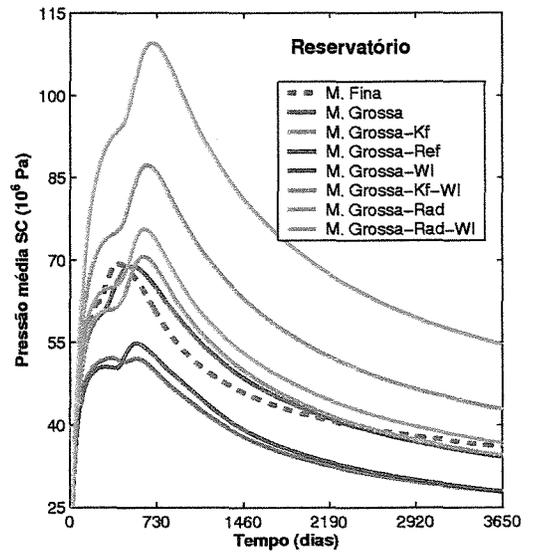
(a)



(b)

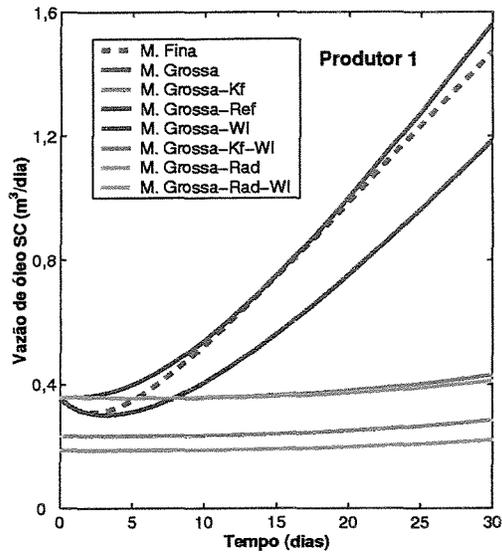


(c)

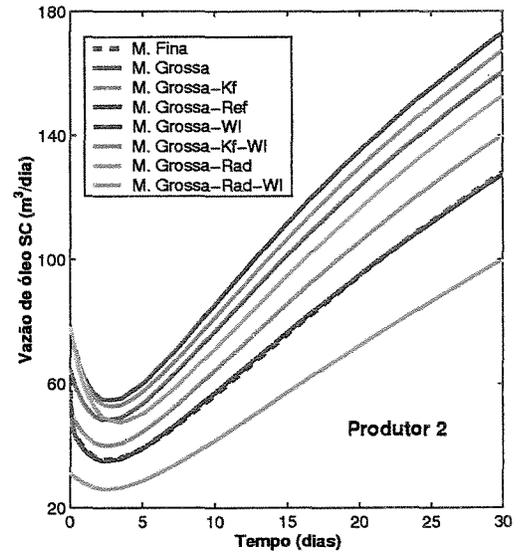


(d)

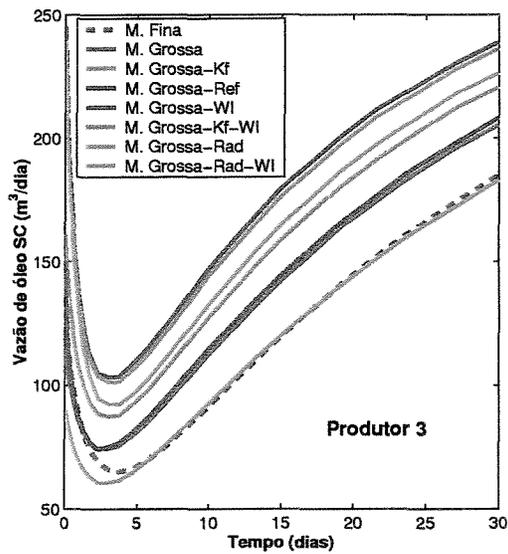
Figura C.30: Caso Barreira 2 - Pressão média no reservatório de cada região: (a) Primeira, (b) Segunda, (c) Terceira e (d) Quarta.



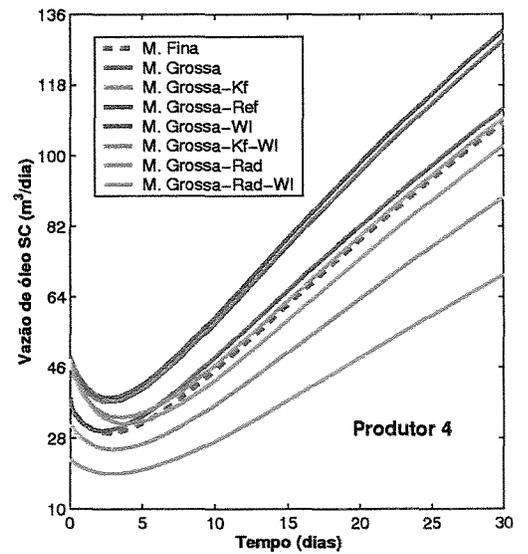
(a)



(b)

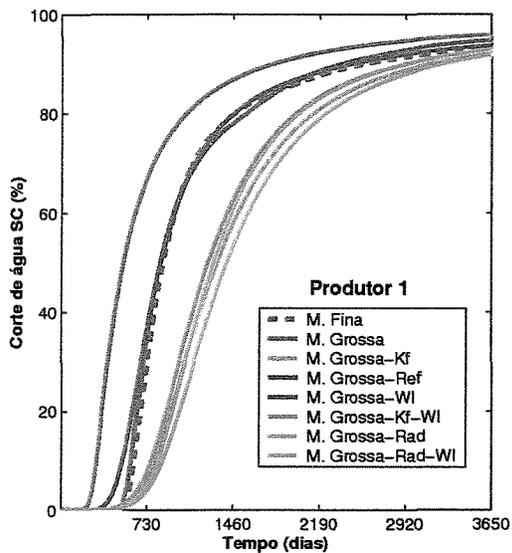


(c)

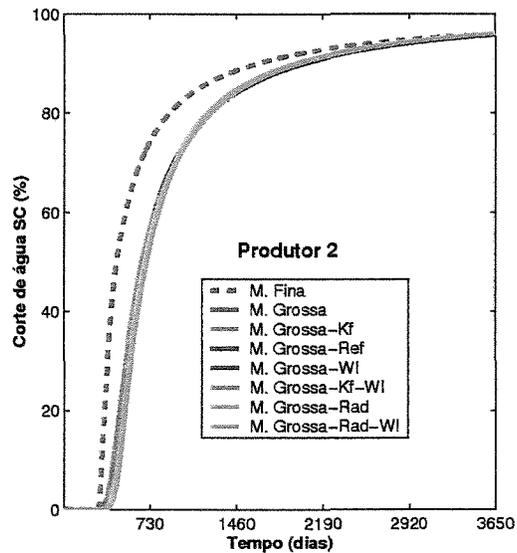


(d)

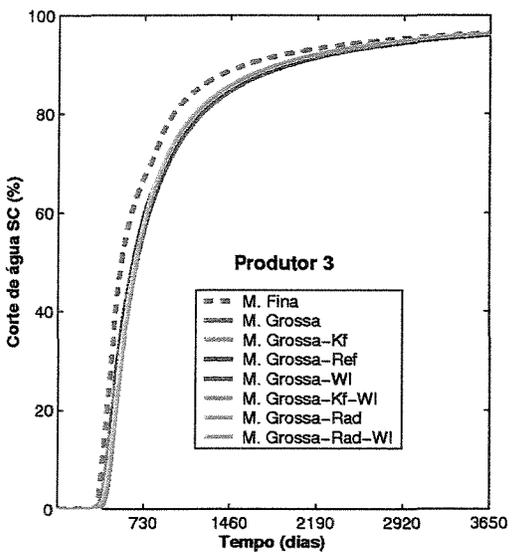
Figura C.31: Caso Barreira 2 - Vazão de óleo nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.



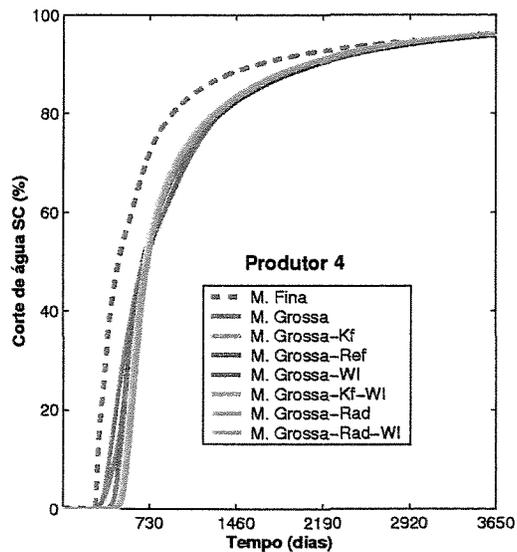
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura C.32: Caso Barreira 2 - Corte de água nos poços de cada região: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

Apêndice D

Aplicação com Regra Geral

D.1 Caso canal 1

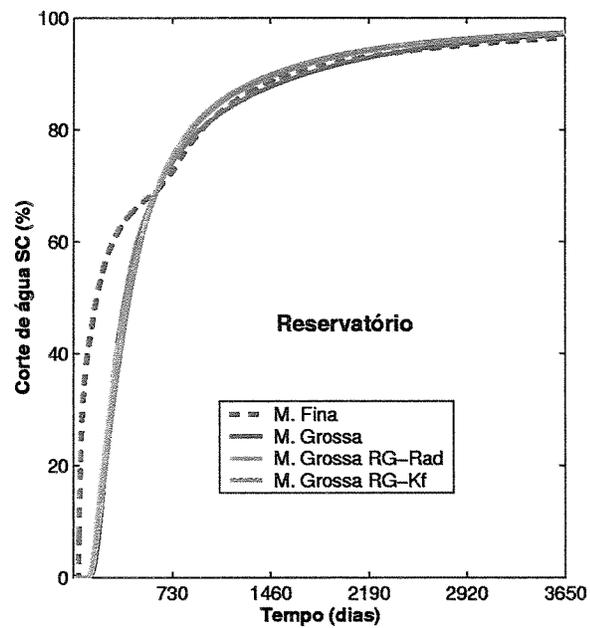
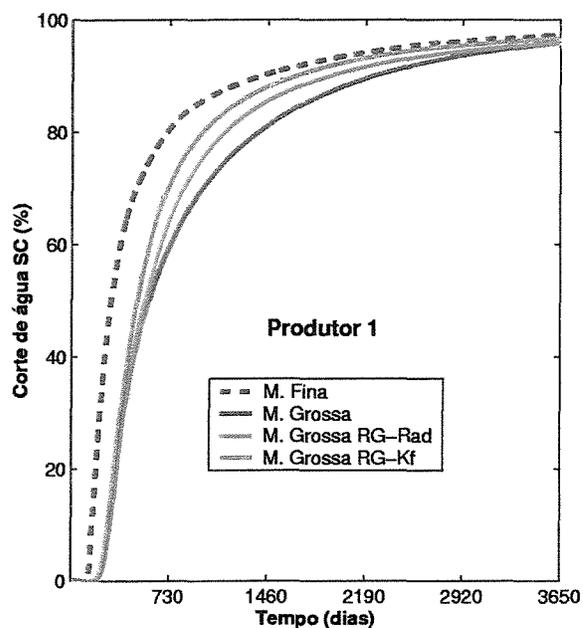
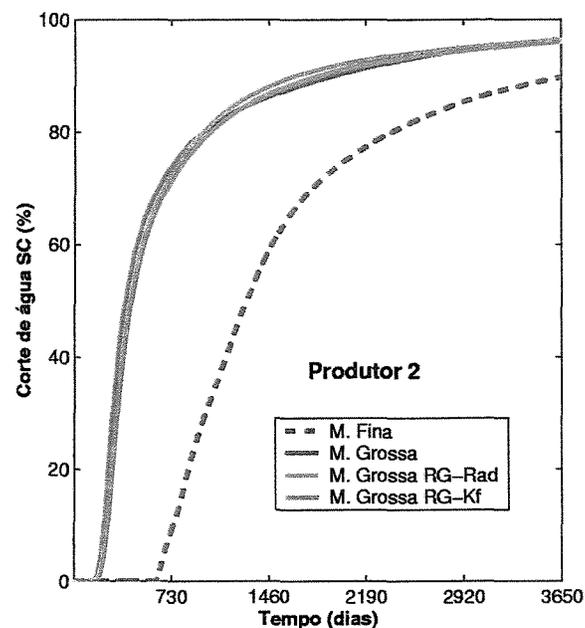


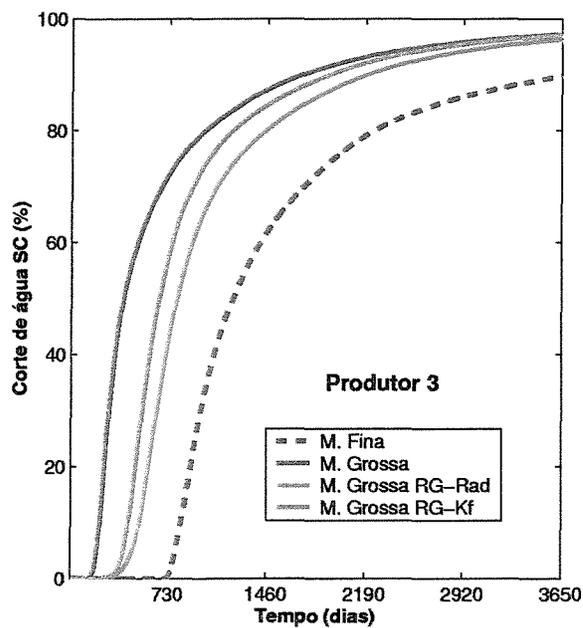
Figura D.1: Caso Canal 1 - Corte de água no reservatório.



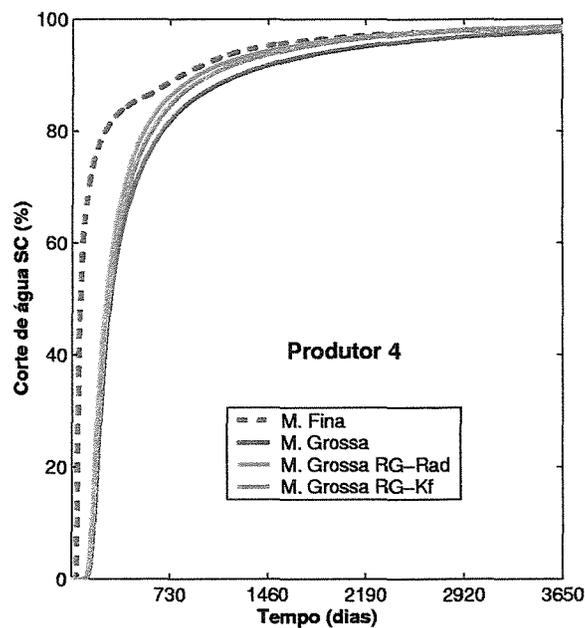
(a)



(b)



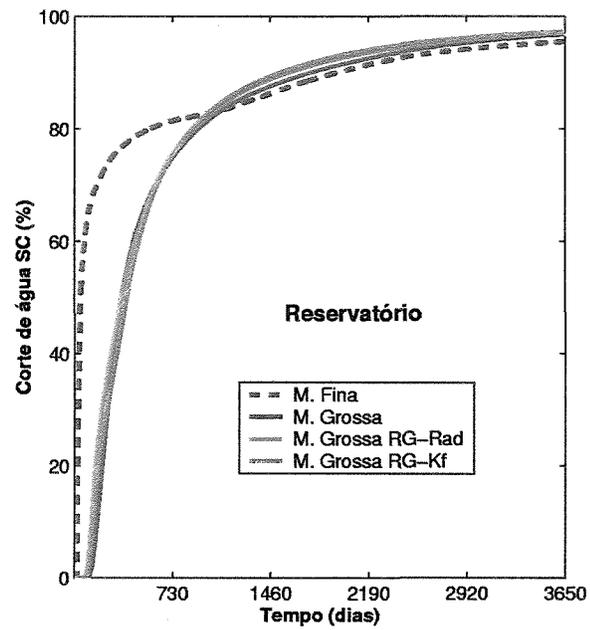
(c)



(d)

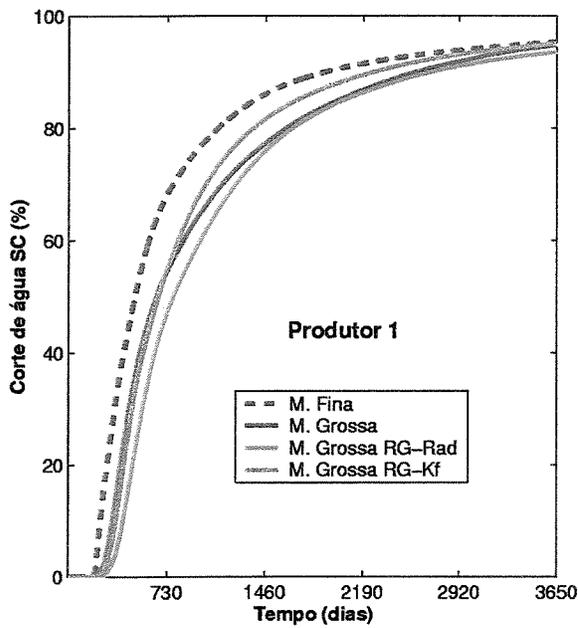
Figura D.2: Caso Canal 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

D.2 Caso Canal 2

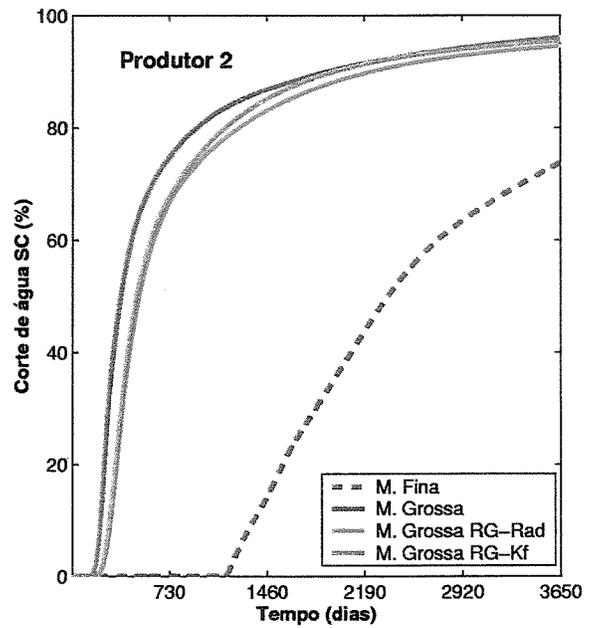


(a)

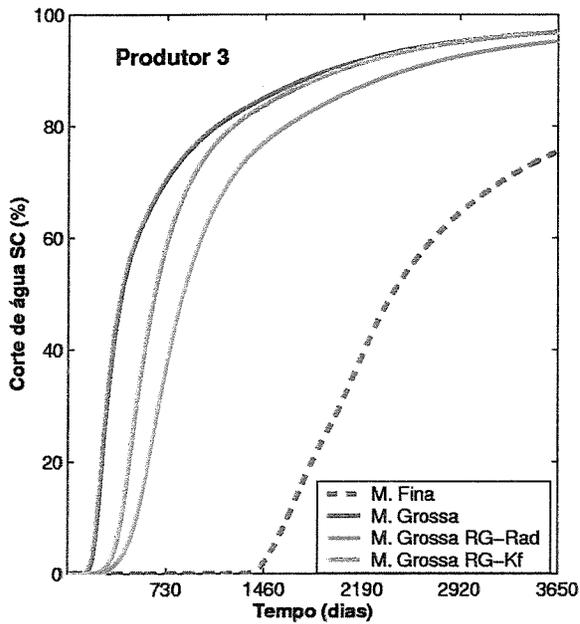
Figura D.3: Caso Canal 2 - Corte de água no reservatório.



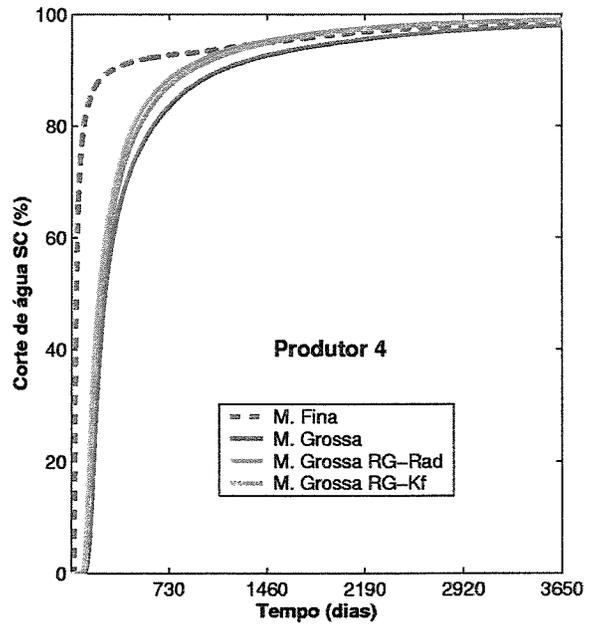
(a)



(b)



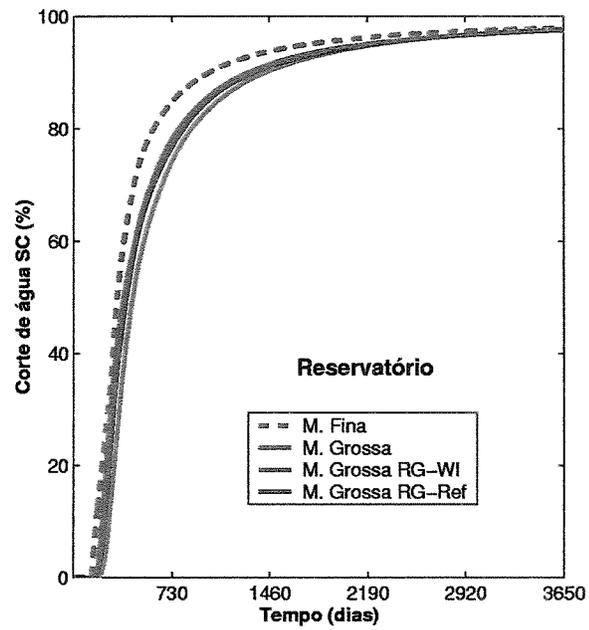
(c)



(d)

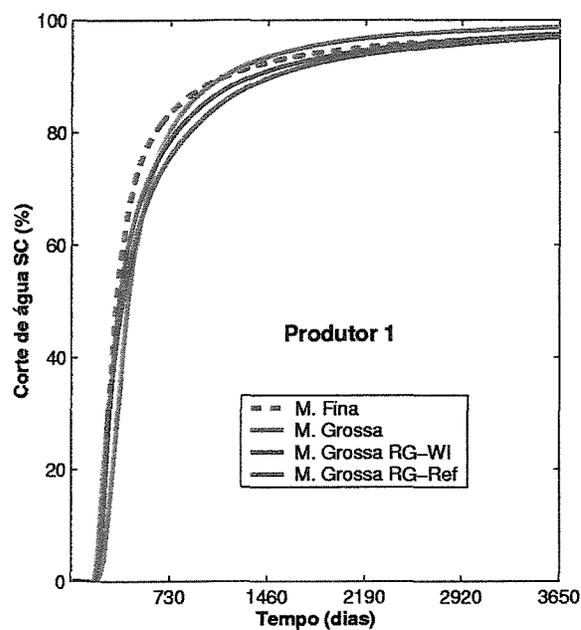
Figura D.4: Caso Canal 2 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

D.3 Caso Barreira 1

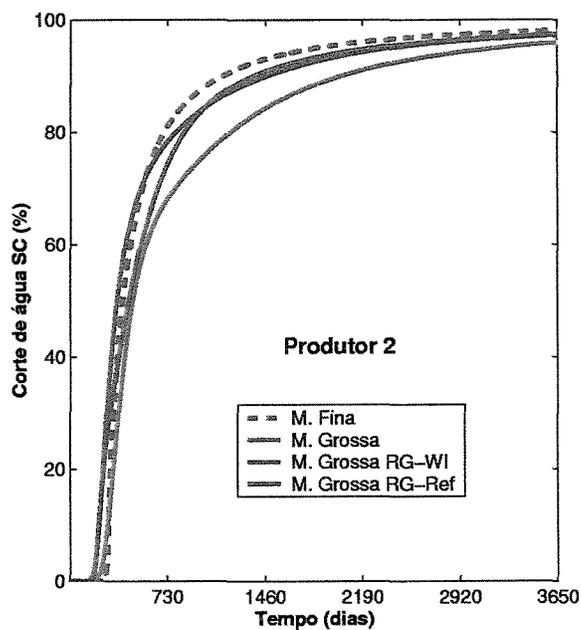


(a)

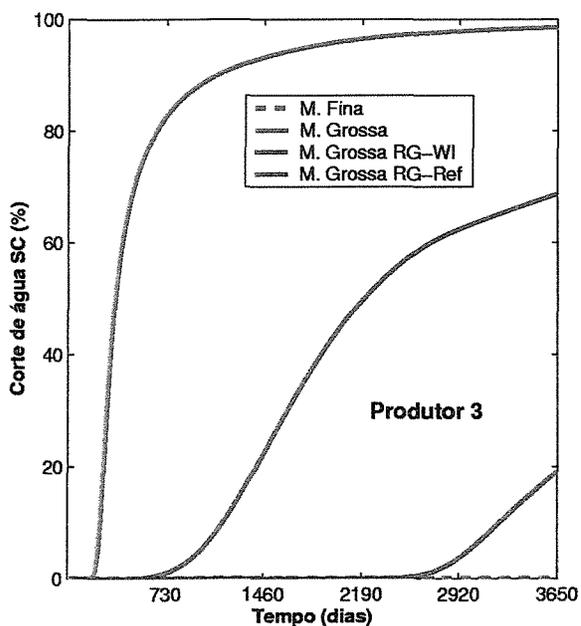
Figura D.5: Caso Barreira 1 - Corte de água no reservatório.



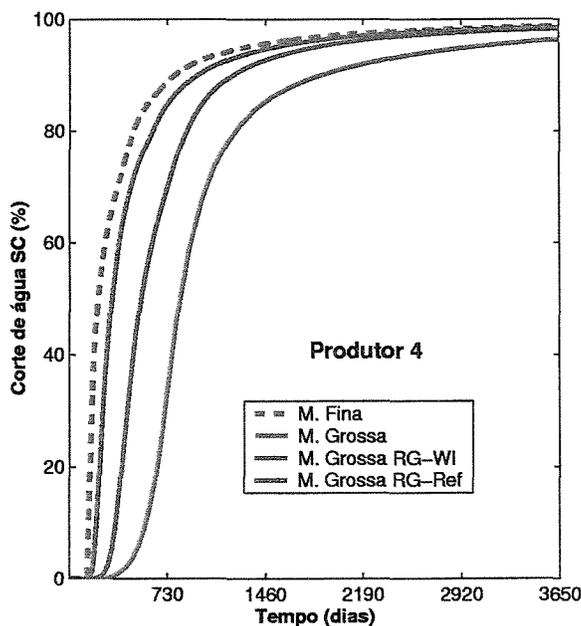
(a)



(b)



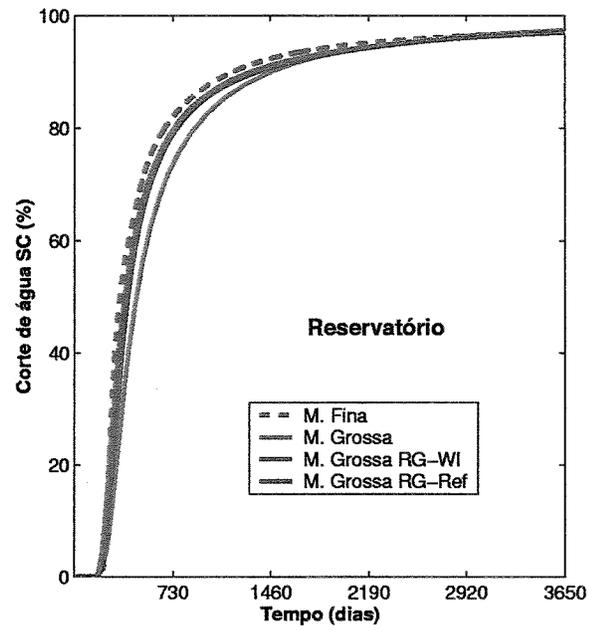
(c)



(d)

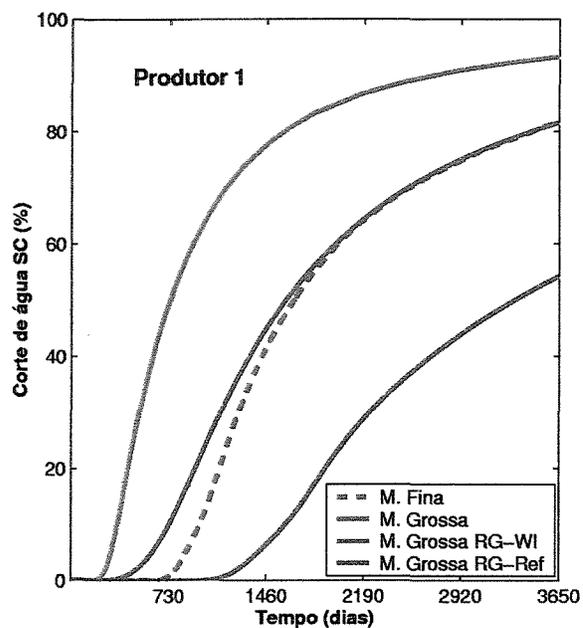
Figura D.6: Caso Barreira 1 - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

D.4 Caso Barreira 2

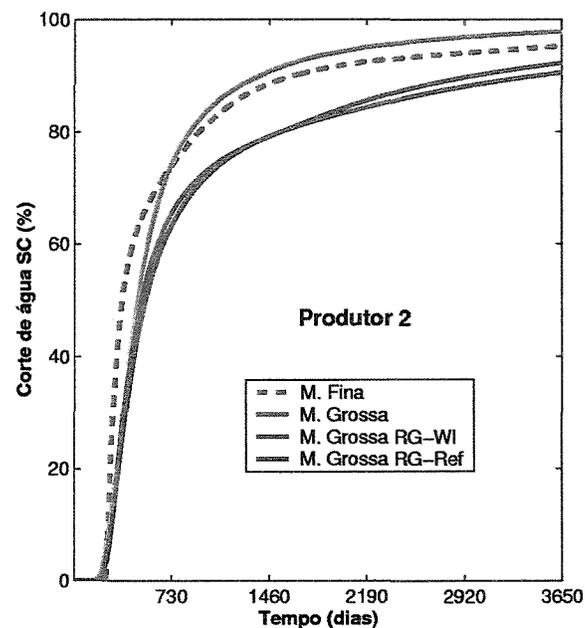


(a)

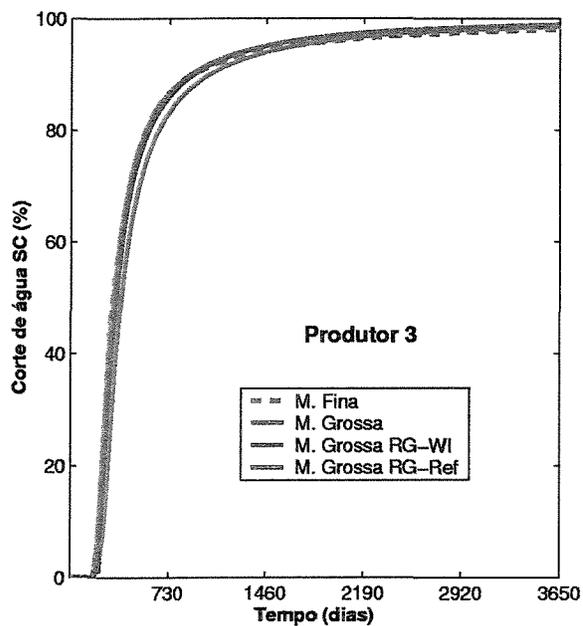
Figura D.7: Caso Barreira 2 - Corte de água no reservatório.



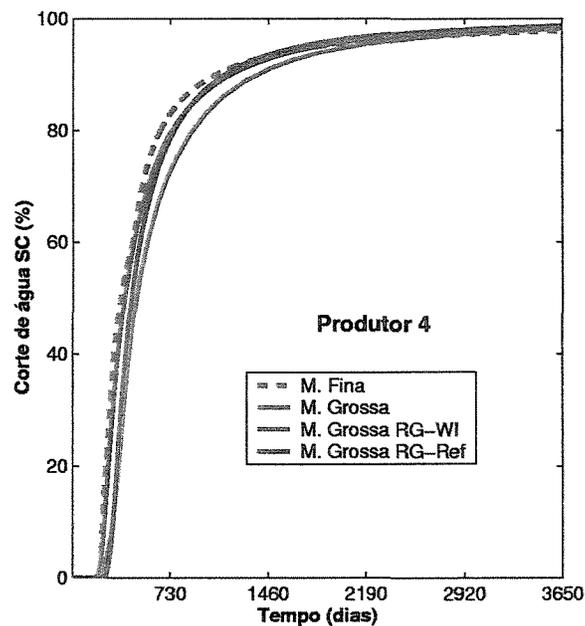
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura D.8: Caso Barreira 2 - Aplicação com regra geral - Corte de água nos poços: (a) Produtor 1, (b) Produtor 2, (c) Produtor 3 e (d) Produtor 4.

Apêndice E

Comparação de Tempo

E.1 Elaboração manual das malhas grosseiras TeTTE e Regra Geral

O tempo estimado para elaboração manual da malha grosseira referente à Regra Geral é de aproximadamente 1 hora, enquanto que para elaboração da malha grosseira TeTTE, formada pela combinação entre as técnicas de transferência de escala mais adequadas e os tratamentos de poços mais adequados de acordo com a localização, o tempo estimado é aproximadamente 6 horas.

E.2 Tempo de simulação das malhas refinadas e grosseiras

A simulação da malha grosseira $5 \times 5 \times 3$ correspondente à malha refinada $45 \times 45 \times 3$ é bastante rápida, em torno de 0,3 segundos, não sendo possível utilizar este tempo com boa precisão para efeito de comparação com o tempo de simulação da malha refinada. Deste modo, foi elaborada uma malha refinada com estratégia de produção semelhante à da malha $45 \times 45 \times 3$ e com dimensões de $90 \times 90 \times 3$, a qual foi reduzida a uma malha grosseira $10 \times 10 \times 3$. A medida do tempo de simulação mostrou que a malha grosseira é aproximadamente 630 vezes mais rápida que a da malha refinada.